

POLITECNICO DI MILANO

Facoltà di Ingegneria Industriale e dell'Informazione

Corso di Laurea in
Ingegneria Energetica



Ripotenziamento della centrale di teleriscaldamento Enipower di San Donato Milanese:

Modello numerico dell'impianto cogenerativo per la gestione ottimizzata dell'accumulo termico

Relatore: Prof. Paolo Silva
Co-relatore: Ing. Vincenzo Rottino

Tesi di Laurea di:

Elena LUCIOTTI
Matr. 799553

Anno accademico: 2013/2014

Ringraziamenti

Ringrazio tutta la mia famiglia per avermi aiutato nel raggiungimento di questo importante traguardo.

Uno speciale ringraziamento va a Francesco Paiano e Vincenzo Rottino di Enipower per la collaborazione nella programmazione e compilazione della Tesi, a Dimitri Gazzotti per avermi dato questa grande opportunità e al mio relatore Paolo Silva per i preziosi consigli.

Ringrazio Carla Paglino per avermi introdotto e guidato nell'apprendimento del linguaggio in codice di VBA e Paolo Longoni per le sue consulenze in materia economica.

Infine ringrazio tutti i miei amici del Politecnico per avermi supportato in questo importante percorso e Davide Longoni per essere sempre stato al mio fianco nei momenti di maggiore difficoltà.

Indice generale

Indice delle Figure	VII
Indice delle Tabelle.....	XIII
Sommario	XV
Abstract	XVII
Introduzione.....	19
1 La centrale cogenerativa di Bolgiano	23
1.1 Configurazione impiantistica passata della centrale di Bolgiano	23
1.2 Configurazione impiantistica attuale della centrale di Bolgiano	24
1.3 La rete elettrica e di teleriscaldamento	25
1.4 Descrizione dei componenti dell'impianto	27
1.4.1 I motori endotermici	27
1.4.2 La turbina a gas.....	31
1.4.3 Le caldaie ausiliarie	33
1.4.4 I serbatoi di accumulo termico	34
1.5 La cogenerazione ad alto rendimento	35
1.6 Caratterizzazione delle curve di potenza e carico dei motori e della turbina a gas.....	42
1.6.1 Curve caratteristiche dei motori endotermici	42
1.6.2 Curve caratteristiche della turbina a gas.....	44
1.6.3 La temperatura ambiente	46
2 Primo modello: Impianto cogenerativo costituito dai motori e dalle caldaie	53
2.1 Dati in ingresso nel primo modello.....	53
2.1.1 Carichi termici ed elettrici	53
2.1.2 Dati di input.....	55
2.2 Programma del primo modello	57
2.2.1 Logica di funzionamento	59
2.2.2 Calcolo del margine di contribuzione.....	62
2.2.3 Analisi dei risultati	65
2.2.4 Bilancio energetico annuale	69

2.2.5	Bilancio economico annuale.....	72
3	Secondo modello: Impianto cogenerativo costituito dai motori, caldaie e turbina a gas.....	75
3.1	Dati in ingresso nel secondo modello	75
3.1.1	Carichi termici ed elettrici e dati in ingresso.....	75
3.2	Programma del secondo modello.....	76
3.2.1	Logica di funzionamento	78
3.2.2	I costi di accensione.....	83
3.2.3	Analisi dei risultati	84
3.2.4	Bilancio energetico annuale	89
3.2.5	Bilancio economico annuale.....	92
4	Terzo modello: Ottimizzazione dell'accumulo termico	95
4.1	Dati in ingresso nel terzo modello	96
4.2	Logica di funzionamento dell'accumulo	96
4.2.1	Il programma e i vincoli da rispettare.....	97
4.2.2	Produzione termica superiore alla richiesta (tipico caso estivo)	98
4.2.3	Produzione termica inferiore alla richiesta (tipico caso invernale)	107
4.2.4	Vincoli problematici	111
4.2.5	Modellizzazione dell'accumulo termico	112
4.3	Analisi dei risultati.....	117
4.4	Analisi d'investimento	127
5	Confronto con il Software DCogen.....	133
5.1	Analisi dei risultati relativi al confronto	133
5.1.1	Analisi settimanale	133
5.1.2	Analisi annuale	143
5.2	Possibilità di miglioramento	146
	Conclusioni.....	149
	Nomenclatura.....	155
	Bibliografia.....	157
	Allegati.....	159

Indice delle Figure

Figura 1.1 Rappresentazione della centrale di cogenerazione di Bolgiano.....	25
Figura 1.2 Rete di distribuzione termica di San Donato Milanese.....	26
Figura 1.3 Rete di distribuzione elettrica di San Donato Milanese.....	26
Figura 1.4 Schema d'impianto motori endotermici. In arancione è rappresentato il calore associato ai fumi di scarico, in verde l'acqua passante per la caldaia a recupero e diretta al teleriscaldamento, in rosso e in blu i flussi associati agli scambiatori ad alta e bassa temperatura del motore endotermico e in giallo il recupero di calore dal raffreddamento dell'olio.....	28
Figura 1.5 Variazione del calore al focolare al kWh di energia elettrica in funzione della potenza elettrica.....	29
Figura 1.6 Potenza elettrica in funzione della temperatura di aspirazione.....	30
Figura 1.7 Potenza termica erogata dal motore in funzione della temperatura ambiente per una temperatura di aspirazione del motore pari a 0 °C.....	31
Figura 1.8 Turbina a gas aero derivativa GE LM 6000 -PF Sprint.....	31
Figura 1.9 Rappresentazione della tecnologia Sprint della turbina a gas LM 6000-PF.....	32
Figura 1.10 Installazione delle caldaie ausiliarie.....	34
Figura 1.11 Schema concettuale riferito ad un'unità cogenerativa.....	36
Figura 1.12 Schema concettuale riferito ad un'unità parzialmente cogenerativa.....	38
Figura 1.13 Schema a blocchi della logica utilizzata per il calcolo dei certificati bianchi.....	39
Figura 1.14 Rappresentazione riferita alla ripartizione del combustibile per un'unità parzialmente cogenerativa con apparecchiature esterne all'unità.....	40
Figura 1.15 Potenza termica in funzione del regime di carico del motore.....	43
Figura 1.16 Potenza elettrica in funzione del regime di carico del motore.....	43
Figura 1.17 Heat Rate in funzione del regime di carico del motore.....	44
Figura 1.18 Potenza termica in funzione del regime di carico della turbina a gas.....	45
Figura 1.19 Potenza elettrica in funzione del regime di carico della turbina a gas.....	45
Figura 1.20 Heat Rate in funzione del regime di carico della turbina a gas.....	46
Figura 1.21 Potenza elettrica massima erogabile in funzione della temperatura di sala macchine.....	47
Figura 1.22 Potenza termica massima recuperabile in funzione della temperatura ambiente.....	48
Figura 1.23 Variazione del rendimento elettrico del motore in funzione della temperatura ambiente.....	49
Figura 1.24 Potenza elettrica massima erogabile della turbina a gas in funzione della temperatura ambiente.....	50
Figura 1.25 Variazione percentuale del consumo specifico della turbina a gas in funzione della temperatura ambiente.....	51

Figura 2.1 Richiesta termica ed elettrica nelle giornate di Venerdì, Sabato, Domenica del mese di Dicembre	54
Figura 2.2 Richiesta termica ed elettrica nelle giornate di Venerdì, Sabato, Domenica del mese di Maggio	54
Figura 2.3 Richiesta termica ed elettrica nelle giornate di Venerdì, Sabato, Domenica del mese di Luglio	55
Figura 2.4 Schema a blocchi riferito alla macro associata ad un confronto orario delle unità produttive nel primo modello	59
Figura 2.5 Schema a blocchi della logica di funzionamento delle unità produttive del primo modello	62
Figura 2.6 Produzione termica dei motori e delle caldaie, perdite termiche nella rete di teleriscaldamento e richiesta termica nel mese di Febbraio	65
Figura 2.7 Produzione elettrica totale più Import ed Export dalla rete nazionale nel mese di Febbraio	66
Figura 2.8 Produzione termica dei motori e delle caldaie, perdite termiche nella rete di teleriscaldamento e richiesta termica nel mese di Maggio	67
Figura 2.9 Produzione elettrica totale più Import ed Export dalla rete nazionale nel mese di Maggio.....	67
Figura 2.10 Produzione termica dei motori e delle caldaie, perdite termiche nella rete di teleriscaldamento e richiesta termica nel mese di Luglio.....	68
Figura 2.11 Produzione elettrica totale più Import ed Export dalla rete nazionale nel mese di Luglio	68
Figura 2.12 Energia termica prodotta in un anno di funzionamento	69
Figura 2.13 Energia termica prodotta dai motori e le caldaie nel mese di Gennaio.....	70
Figura 2.14 Energia termica prodotta dai motori e le caldaie nel mese di Luglio.....	70
Figura 2.15 Energia elettrica autoprodotta e ceduta alla rete nazionale	70
Figura 2.16 Consumi annuali di gas dei motori e delle caldaie.....	71
Figura 2.17 Bilancio energetico totale su un anno di funzionamento	72
Figura 2.18 Costi associati al consumo di gas, ai motori (che comprendono il consumo di olio, di urea e i costi di manutenzione), alla CO2 e all'import di energia elettrica dalla rete	72
Figura 2.19 Ricavi associati alla vendita di calore ed energia elettrica alla rete privata e alla vendita di energia elettrica in borsa	73
Figura 3.1 Schema a blocchi riferito alla macro associata ad un confronto orario delle unità produttive nel secondo modello.....	78
Figura 3.2 Schema a blocchi della logica di funzionamento utilizzata nell'impianto di cogenerazione con i motori, e la turbina a gas	81
Figura 3.3 Schema a blocchi della logica di funzionamento utilizzata nell'impianto di cogenerazione con i motori e le caldaie.....	82
Figura 3.4 Produzione termica dei motori, della turbina a gas e delle caldaie, perdite termiche nella rete di teleriscaldamento e richiesta termica nel mese di Gennaio	85

Figura 3.5 Produzione elettrica totale più Import e Export dalla rete nazionale nel mese di Gennaio.....	85
Figura 3.6 Produzione termica dei motori, della turbina a gas e delle caldaie, perdite termiche nella rete di teleriscaldamento e richiesta termica nel mese di Maggio	86
Figura 3.7 Produzione elettrica totale più Import e Export dalla rete nazionale nel mese di Maggio.....	87
Figura 3.8 Produzione termica dei motori, della turbina a gas e delle caldaie, perdite termiche nella rete di teleriscaldamento e richiesta termica nel mese di Agosto	88
Figura 3.9 Produzione elettrica totale più Import e Export dalla rete nazionale nel mese di Agosto.....	88
Figura 3.10 Produzione termica dei motori, turbina a gas e caldaie	89
Figura 3.11 Bilancio energetico dell'anno 2015.	89
Figura 3.12 Dissipazione del calore relativo ai motori e alla turbina a gas.....	90
Figura 3.13 Produzione elettrica annuale	90
Figura 3.14 Energia elettrica autoprodotta e esportata verso la rete nazionale	90
Figura 3.15 Costi associati al consumo di gas, emissioni di CO ₂ , importazione dalla rete elettrica nazionale, e consumo di olio, urea e O&M per i motori e turbina a gas.	93
Figura 3.16 Costi associati al consumo di urea, olio e O&M per i motori e al consumo di urea e O&M per la turbina a gas.....	93
Figura 3.17 Ricavi in percentuale derivanti dai certificati bianchi, dalla vendita di energia elettrica in borsa e dalla vendita di calore ed energia elettrica alle utenze private.....	93
Figura 4.1 Schema a blocchi associato alla logica di funzionamento dell'assetto produttivo dei motori e della turbina a gas, con la turbina a gas spenta nell'ora precedente.....	100
Figura 4.2 Schema a blocchi dell'assetto produttivo con i motori e le caldaie	102
Figura 4.3 Schema a blocchi rappresentante la logica di funzionamento associata all'assetto produttivo con i motori e la turbina a gas. Il caso che si considera è quello in cui la turbina a gas nell'ora precedente sia accesa.	104
Figura 4.4 Schema a blocchi associato ad un assetto produttivo con i motori e l'accumulo termico.....	106
Figura 4.5 Schema a blocchi riferito alla logica di funzionamento associato all'assetto produttivo con la turbina a gas e un motore	107
Figura 4.6 Schema a blocchi riferito alla logica di funzionamento dell'impianto in un tipico caso invernale. L'assetto prevede i motori, la turbina a gas e le caldaie che intervengono solo in caso necessario	110
Figura 4.7 Schema a blocchi associato alla logica di funzionamento dell'impianto in un tipico caso invernale. L'assetto prevede i motori e le caldaie	111
Figura 4.8 Andamento del prezzo zonale Nord nel mese di Gennaio in una giornata feriale, un Sabato e un festivo.....	116
Figura 4.9 Andamento del prezzo zonale Nord nel mese di Agosto in una giornata feriale, un Sabato e un festivo.....	116

Figura 4.10 Produzione termica dei motori, turbina a gas, caldaie, accumulo/decumulo dei serbatoi, perdite termiche nella rete di teleriscaldamento e richiesta termica nel mese di Febbraio	118
Figura 4.11 Produzione totale più Import ed Export dalla rete nazionale nel mese di Febbraio	118
Figura 4.12 Variazione settimanale del calore accumulato nei serbatoi nel mese di Febbraio	119
Figura 4.13 Produzione termica dei motori, turbina a gas, caldaie, accumulo/decumulo dei serbatoi, perdite termiche nella rete di teleriscaldamento e richiesta termica nel mese di Maggio.....	120
Figura 4.14 Produzione totale più Import ed Export dalla rete nazionale nel mese di Maggio	120
Figura 4.15 Variazione settimanale del calore accumulato nei serbatoi nel mese di Maggio	121
Figura 4.16 Produzione termica dei motori, turbina a gas, caldaie, accumulo/decumulo dei serbatoi, perdite termiche nella rete di teleriscaldamento e richiesta termica nel mese di Luglio	122
Figura 4.17 Produzione totale più Import ed Export dalla rete nazionale nel mese di Luglio	122
Figura 4.18 Variazione settimanale del calore accumulato nei serbatoi nel mese di Luglio	123
Figura 4.19 Ripartizione della produzione termica annuale.....	123
Figura 4.20 Rappresentazione della produzione termica delle unità cogenerative fornita all'utenza e del calore accumulato nei serbatoi in un anno di funzionamento	124
Figura 4.21 Bilancio energetico anno 2015.....	124
Figura 4.22 Energia elettrica autoprodotta e esportata verso la rete nazionale	125
Figura 4.23 Costi operativi dell'anno 2015 comprensivi del consumo di gas, della CO ₂ , della manutenzione delle macchine e dell'Import dalla rete.....	127
Figura 4.24 Ricavi operativi dell'anno 2015, associati alla vendita di calore ed energia elettrica alle utenze, all'Export verso la rete nazionale e ai certificati bianchi	127
Figura 4.25 Flussi di cassa attualizzati cumulati nei vent'anni successivi all'investimento	129
Figura 4.26 Variazione del Net Present Value in funzione della variazione percentuale del tasso di attualizzazione, del prezzo dell'energia elettrica e del prezzo del gas.....	130
Figura 4.27 Variazione del PBT in funzione della variazione percentuale del tasso di attualizzazione, del prezzo dell'energia elettrica e del prezzo del gas	131
Figura 4.28 Variazione dell'IRR in funzione della variazione percentuale del prezzo dell'energia elettrica e del prezzo del gas.....	131
Figura 5.1 Andamento del livello di accumulo termico in una settimana tipo di Febbraio	134
Figura 5.2 Energia termica prodotta e scambiata con l'utenza secondo il modello elaborato con VBA nel mese di Febbraio.....	136

Figura 5.3 Energia termica prodotta e scambiata con l'utenza secondo il modello elaborato con DCogen nel mese di Febbraio.....	136
Figura 5.4 Andamento del livello di accumulo termico in una settimana tipo di Maggio	137
Figura 5.5 Energia termica prodotta e scambiata con l'utenza secondo il modello elaborato con VBA in un giorno feriale del mese di Maggio.....	139
Figura 5.6 Energia termica prodotta e scambiata con l'utenza secondo il modello elaborato con DCogen in un giorno feriale del mese di Maggio.....	140
Figura 5.7 Energia termica prodotta e scambiata con l'utenza secondo il modello elaborato con DCogen in una Domenica del mese di Maggio	140
Figura 5.8 Andamento del livello di accumulo termico in una settimana tipo di Agosto.	141
Figura 5.9 Energia termica prodotta e scambiata con l'utenza secondo il modello in VBA nel mese di Agosto	142
Figura 5.10 Energia termica prodotta e scambiata con l'utenza secondo il modello elaborato con DCogen nel mese di Agosto	142
Figura 5.11 Rappresentazione dell'energia termica prodotta cogenerativamente (motori e turbina a gas), prodotta dalle caldaie e dalla post combustione del turbogas, delle perdite di accumulo termico, le perdite termiche di rete del teleriscaldamento e la richiesta termica	143
Figura 5.12 Rappresentazione dei flussi di cassa di ogni settimana, esclusi i ricavi dalla vendita di calore e energia elettrica alle utenze private, nel modello VBA. La funzione obiettivo rappresenta la differenza tra i costi e i ricavi operativi	144
Figura 5.13 Rappresentazione dei flussi di cassa di ogni settimana, esclusi i ricavi dalla vendita di calore e energia elettrica alle utenze private, nel modello DCogen. La funzione obiettivo rappresenta la differenza tra i costi e i ricavi operativi	144

Indice delle Tabelle

Tabella 1.1 Schematizzazione dei casi presi in esame per l'ottimizzazione	35
Tabella 1.2 Formule utilizzate nel procedimento del calcolo del PES	37
Tabella 1.3 Punti di funzionamento del motore endotermico	43
Tabella 1.1.4 Punti di funzionamento della turbina a gas	46
Tabella 2.1 Dati di input immessi nel programma relativo al primo modello.....	56
Tabella 2.2 Coefficienti delle curve caratteristiche associate ai motori endotermici	57
Tabella 2.3 Rendimenti termici, elettrici e globali, delle unità produttive dell'impianto di Bolgiano nel primo modello di simulazione	71
Tabella 2.4 Flussi energetici dell'anno 2015	72
Tabella 2.5 Bilancio economico annuale.....	73
Tabella 3.1 Dati in ingresso del secondo modello.....	76
Tabella 3.2 Bilancio energetico dell'anno 2015	91
Tabella 3.3 Rendimenti termici, elettrici e globali delle unità produttive dell'impianto di cogenerazione di Bolgiano nel secondo modello di simulazione.....	91
Tabella 3.4 Confronto tra costi e ricavi operativi relativi al primo e secondo modello	92
Tabella 4.1 Dati in ingresso dell'accumulo termico.....	96
Tabella 4.2 Bilancio annuale dell'anno 2015	125
Tabella 4.3 Rendimenti termici, elettrici, globali delle unità produttive dell'impianto di cogenerazione di Bolgiano	125
Tabella 4.4 Costi e ricavi operativi dell'anno 2015.....	126
Tabella 4.5 Costi d'investimento, costi fissi, costi e ricavi operativi dell'impianto di Bolgiano	128
Tabella 5.1 Confronto d'impianto dei modelli elaborati su VBA e DCogen	145
Tabella 5.2 Valore dei rendimenti risultanti dal modello elaborato su DCogen di ogni unità d'impianto.....	145
Tabella 5.3 Valore dei rendimenti risultanti dal modello elaborato su VBA di ogni unità d'impianto.....	145

Sommario

Il miglioramento dell'efficienza energetica è uno degli obiettivi fondamentali da raggiungere nell'ambito di un progetto globale di protezione dell'ambiente e risparmio monetario. A questo proposito la cogenerazione e il teleriscaldamento sono tecniche che consentono un elevato risparmio di combustibile e diminuzione delle emissioni rispetto ai sistemi convenzionali.

L'oggetto di questa tesi è l'analisi dell'impianto di cogenerazione sito a Bolgiano (MI) gestito da Enipower. La società recentemente, ha previsto un progetto di revamping i cui obiettivi principali sono: aumentare l'efficienza del teleriscaldamento, conferire all'assetto produttivo più flessibilità e performance, diminuire il consumo di gas metano a parità di energia prodotta, garantire una maggiore sostenibilità ambientale. Il progetto di tesi, più nello specifico, consiste nell'ottimizzare l'esercizio produttivo dell'impianto e elaborare un modello per la gestione dell'accumulo termico tramite VBA su Excel.

Sulla base delle caratteristiche delle unità produttive e della richiesta termica ed elettrica, è stato simulato il funzionamento a livello settimanale e annuale della centrale. Poiché Enipower ha previsto l'entrata in esercizio dei motori e delle caldaie per la primavera 2014, mentre quella della turbina a gas e dei serbatoi di accumulo di calore per Dicembre 2014, si è resa necessaria l'elaborazione di tre programmi: uno con i motori e le caldaie per ottimizzare l'esercizio produttivo nel periodo di assenza dei serbatoi e del turbogas; uno con i motori, le caldaie e il turbogas per poter fare un'analisi preliminare sulla modellizzazione dell'accumulo termico e infine l'impianto di produzione reale con i motori, la turbina a gas, le caldaie e i serbatoi di accumulo.

E' stata portata a termine un'analisi economica a livello annuale di ciascun impianto di produzione, calcolandone i costi e i ricavi operativi. In particolare la nuova configurazione risulta energeticamente più efficiente rispetto a quella precedente (78,75% di rendimento di primo principio rispetto a 71,42%) e le emissioni di NO_x si sono ridotte drasticamente (da 319,60 t/anno per un consumo di gas di 49.115.903 Sm^3 /anno a 71 t/anno per un consumo pari a 65.600.905 Sm^3 /anno).

Lo studio inoltre si completa con una valutazione economica d'investimento dell'impianto di cogenerazione e con il confronto tra i risultati ottenuti dal modello costruito con VBA e dal software DCogen, elaborato dal Group of Energy Conversion Systems del Dipartimento di Energia del Politecnico di Milano. Dall'analisi comparativa si rileva che i modelli forniscono risultati simili quando prendono in esame i casi estivi e invernali, nelle altre stagioni ci sono invece maggiori differenze. Sulla base dei risultati ottenuti è stata quindi proposta una modifica del codice elaborato tramite VBA per rendere più ottimale la simulazione dell'impianto.

Parole chiave: Cogenerazione, teleriscaldamento, accumulo termico, efficienza energetica

Abstract

Energy efficiency is one of the most important goals to achieve in Italy. With cogeneration and district heating it's possible to reduce fuel consumption and NO_x emissions compared to traditional systems.

The subject of this essay is the analysis of Bolgiano cogeneration plant. Enipower contemplated a revamping project of the plant and its main targets are: increasing efficiency of district heating, improving production structure performance and flexibility, reducing fuel consumption and NO_x emissions without decreasing energy production and thus guaranteeing environmental sustainability.

Enipower has bought new gas turbines and engines with a better efficiency to achieve these goals. The breakthrough has been to include 10 tanks (300 m³ each one) to store heated water. These tanks allow to accumulate heat in excess generated by the gas turbine and engines and make use of it afterwards to supply heat to the thermal consumption. Purpose of this thesis is trying to identify the best technical and economical trade-off for the new plant and modeling the thermal storage system with Visual Basic for Applications on Excel. The weekly and monthly operation is then simulated considering the engines and turbine specifics and the electrical and heat needs.

Enipower has planned for the engine and heating plant to start in spring 2014, while the gas turbine and heating tanks for winter 2014, therefore they requested 3 different programs: the first with engines and heaters to optimize the production process without tanks and turbo gas, the second with engines, heaters and turbo gas to start to model thermal storage, and lastly the actual plant with engines, heaters, gas turbine and tanks.

An economical analysis will be done on an yearly basis to calculate costs and operational gains for each production plant. The new plant shows a better energy efficiency and NO_x emissions are lower compared to the past plant.

At the end there's an economical analysis of the investments and a comparison of the results yielded by Dcogen, a software developed by the Group of Energy Conversion Systems of Politecnico di Milano, and the VBA model.

Analyzing results we observe that for summer and winter weeks models are similar, instead of spring and autumn weeks that seem to be a little different.

Finally adjustments of VBA model are proposed to improve the technical and economical optimization.

Key words: Cogeneration, district heating, thermal storage, energy efficiency

Introduzione

La cogenerazione e il teleriscaldamento sono alcuni degli argomenti cardine del tema dell'efficienza energetica, ormai diventata una priorità per molti paesi e realtà produttive.

Il teleriscaldamento è un sistema di riscaldamento a distanza di un quartiere o di una città che utilizza il calore prodotto da una centrale termica, da un impianto di cogenerazione o da una sorgente geotermica. Il calore viene distribuito agli edifici tramite una rete di tubazioni in cui fluisce l'acqua calda o il vapore.

Un sistema sicuro, pulito, efficace ed economico che, oltre ad azzerare le emissioni in prossimità degli ambienti in cui si vive e si lavora, riduce sensibilmente gli oneri di gestione rispetto agli impianti termici tradizionali.

Il protocollo di Kyoto indica il teleriscaldamento tra gli strumenti più efficaci per la riduzione delle emissioni di anidride carbonica. Già oggi le più recenti normative a livello europeo e nazionale ne riconoscono la validità obbligando le nuove costruzioni, che distano meno di un chilometro da una rete di teleriscaldamento, a progettare e predisporre i propri impianti per essere alimentati dal calore distribuito dalla rete.

Affinché il teleriscaldamento sviluppi pienamente i suoi vantaggi energetici, è necessario che, per la generazione del calore, si utilizzi un sistema cogenerativo (che comporta la produzione combinata di energia termica ed elettrica).

La cogenerazione comporta minori costi per l'approvvigionamento del combustibile fossile e minori emissioni di inquinanti e di gas ad effetto serra (cosiddetti gas climalteranti) rispetto alla produzione separata di elettricità e di calore.

Il Parlamento Europeo riconosce la produzione combinata come un provvedimento importante tra quelli necessari per soddisfare il raggiungimento degli obiettivi del Protocollo di Kyoto e, già da tempo, ha incluso tra le proprie priorità la diffusione progressiva di una corretta produzione combinata di energia elettrica e calore. In particolare, la direttiva 2004/8/CE è interamente dedicata alla promozione della cogenerazione basata sulla domanda di calore utile e introduce il concetto di Cogenerazione ad Alto Rendimento (CAR), ovvero la produzione combinata di energia elettrica e calore che garantisce un significativo risparmio di energia primaria rispetto agli impianti separati.

I sistemi di teleriscaldamento che utilizzano centrali a cogenerazione consentono il raggiungimento di una maggior efficienza energetica globale.

La razionalizzazione, a livello nazionale, dei consumi complessivi di energia nei settori residenziale e terziario, anche tramite maggior utilizzo del teleriscaldamento, costituisce un passo fondamentale per il raggiungimento degli obiettivi strategici che il nostro Paese si è fissato in termini di riduzione del consumo di fonti fossili.

In questo contesto si inserisce la centrale di cogenerazione di Bolgiano destinata al teleriscaldamento. Nata nei primi anni '80 e ampliata negli anni '90, era composta da turbine a gas con recupero di calore, alimentate a gas naturale. Nel 2010 è stato previsto un

intervento di revamping della centrale che ha permesso di migliorare l'efficienza dell'impianto.

Il ripotenziamento della centrale risultava necessario in quanto la vita utile delle macchine nel 2013 si sarebbe esaurita e la normativa ambientale imponeva un intervento volto ad incrementare l'efficienza della centrale cogenerativa.

Il progetto ha previsto la sostituzione progressiva degli impianti esistenti con una turbina di derivazione aeronautica (42 MWe), due motori endotermici (circa 9 MWe ciascuno), tre caldaie ausiliarie (33 MWt ciascuna) ed un sistema di stoccaggio dell'energia termica di 3000 m³.

Il nuovo assetto produttivo dovrebbe permettere un incremento sensibile dell'efficienza energetica e pur in presenza di un aumento di potenza installata, una notevole riduzione dell'impatto ambientale, in particolare delle emissioni inquinanti in atmosfera e del rumore. La Centrale è in grado di fornire calore alla rete di teleriscaldamento di San Donato Milanese, che serve sia le utenze Eni che quelle residenziali, ed energia elettrica alla rete di media tensione per i palazzi Eni e la rete elettrica di trasmissione nazionale.

Oggetto della presente tesi è fornire un modello, elaborato tramite Visual Basic for Applications su Excel, che permetta di stabilire, a livello orario, settimanale e annuale l'esercizio produttivo ottimo dell'impianto e la migliore gestione dell'accumulo termico.

L'energia termica, infatti, non sempre viene prodotta nei periodi in cui è utilizzata, pertanto risulta spesso necessario accumularla per renderla disponibile in tempi successivi. L'accumulo, consentirebbe un uso efficiente ed un risparmio di energia in presenza di una discrepanza tra produzione ed uso. La possibilità di accumulo a costi contenuti è un prerequisito indispensabile per lo sfruttamento di tutte le fonti di energia e rappresenta attualmente uno dei campi di ricerca più promettenti per il contenimento dei consumi energetici.

Lo sfruttamento dell'accumulo permette di ridurre la dimensione ed il carico di molte tipologie di impianti.

Altri benefici conseguibili grazie all'accumulo termico sono i seguenti:

- Rende possibile l'operatività delle unità cogenerative durante i periodi di bassa domanda di calore. Ciò riduce la frequenza di attivazione delle macchine.
- Soddisfa per un breve periodo una domanda di calore maggiore di quella massima erogabile dalle macchine. Ciò incrementa l'operatività dell'impianto cogenerativo e riduce l'attivazione delle caldaie di sostegno.
- Permette un'ottimizzazione temporale dell'operatività dell'impianto; il sistema può operare durante i periodi di alta tariffa elettrica, in assenza di domanda termica locale, dirottando il calore al serbatoio di accumulo.

La modellizzazione dell'accumulo risulta oggi di complessa realizzazione. Il metodo spesso applicato è quello del simplesso: ossia un algoritmo che permette, attraverso un numero finito di iterazioni, di passare da una soluzione ammissibile di base alla soluzione ottima. Il sistema si muove lungo il perimetro della regione ammissibile passando, ad ogni iterazione, ad una soluzione di valore maggiore, fino al raggiungimento dell'ottimo, oppure fino a quando non si determini che il problema è illimitato.

Esistono diversi software che permettono l'elaborazione di un modello di gestione dell'accumulo termico. Uno fra questi è il software DCogen, elaborato dal Group of Energy Conversion Systems del Dipartimento di Energia del Politecnico di Milano. La capacità di calcolo per modellizzare un sistema di accumulo deve essere molto alta e la risposta del programma deve essere fornita in tempi ragionevoli.

La tesi si concentra sulla modellizzazione dell'accumulo termico tramite VBA. In questo caso il modello si divide a metà tra il metodo del simplesso e un approccio euristico, che non segue un percorso strettamente rigoroso, ma che si affida all'intuito e allo stato temporaneo delle circostanze. Poiché infatti la capacità di calcolo di VBA è molto ridotta e l'elaborazione del modello molto complessa verranno fatte ipotesi e semplificazioni.

Il programma dovrà fornire una soluzione in tempi relativamente brevi e non sarà necessario un software dedicato per la sua modellizzazione, ma semplicemente Microsoft Office Excel. Poiché Enipower ha previsto, per l'impianto cogenerativo di Bolgiano, una prima installazione dei motori e delle caldaie nella primavera 2014 e in una fase successiva l'ampliamento con la turbina a gas e i serbatoi di accumulo termico, i modelli da realizzare sono tre:

- 1) Un primo modello che rappresenti un impianto costituito dai soli motori e le caldaie.
- 2) Un secondo modello costituito dalle caldaie e dai motori e dalla turbina a gas il cui calore può venire in parte dissipato.
- 3) Un ultimo modello in cui sono presenti le caldaie, i motori, la turbina a gas e i serbatoi di accumulo termico. In questo caso la dissipazione del calore non è prevista.

Il primo modello serve a fornire l'assetto produttivo migliore nel periodo transitorio in cui l'impianto di cogenerazione deve essere ancora ultimato.

Il secondo è utile ai fini di un'analisi preliminare per lo studio delle ore e dei giorni in cui potrebbe risultare conveniente accumulare calore attraverso i serbatoi.

Il terzo modello, infine, dovrebbe rispecchiare il reale funzionamento dell'impianto.

Per ogni modello verrà fatta un'analisi energetica ed economica e i risultati confrontati.

Si accompagnerà al terzo modello un'analisi d'investimento e un confronto con il software del Politecnico più sofisticato DCogen, per verificarne la validità.

1 La centrale cogenerativa di Bolgiano

1.1 Configurazione impiantistica passata della centrale di Bolgiano

Enipower è il maggior cogeneratore italiano e il secondo produttore di energia elettrica in Italia. Da gennaio 2010 possiede e gestisce la cogenerazione di Bolgiano e le relative reti di distribuzione termiche ed elettriche. L'impianto cogenerativo è in termico segue quindi l'obiettivo primario è soddisfare la richiesta termica. Produce energia elettrica e termica per le utenze Eni e il settore residenziale ma anche energia elettrica per la rete nazionale.

La rete di teleriscaldamento di San Donato Milanese soddisfaceva una richiesta termica massima di 75-80 MW con una portata circolante nella rete di $1940 \frac{\text{m}^3}{\text{h}}$. Le pompe non erano dotate di inverter e poiché le utenze sono dotate di valvole a due vie, ossia non esiste la possibilità di bypassarle, la variazione di carico termico veniva assecondata accendendo o spegnendo manualmente le pompe di circolazione. La potenza termica prodotta veniva, inoltre, controllata accendendo, spegnendo o riducendo il carico delle turbine a gas e delle relative caldaie a recupero.

Il sistema prevedeva:

- Una turbina a gas di potenza elettrica di 9,6 MWe dotata di caldaia a recupero pari a 11,7 MWt senza post combustione di 35 MWt con post combustione.
- Una turbina a gas di potenza elettrica di 9,6 MWe dotata di caldaia a recupero pari a 11,7 MWt senza post combustione di 35 MWt con post combustione.
- Una turbina a gas di potenza elettrica di 9,94 MWe dotata di caldaia a recupero pari a 15,7 MWt senza post combustione di 35 MWt con post combustione.
- Una turbina a gas di potenza elettrica di 9,94 MWe dotata di caldaia a recupero pari a 15,7 MWt senza post combustione di 35 MWt con post combustione.
- Una caldaia ausiliaria dalla capacità di 48,8 MWt
- Una stazione di pompaggio costituita da 4 pompe di portata di $380 \frac{\text{m}^3}{\text{h}}$ e prevalenza 105 m e da 3 pompe di portata $380 \frac{\text{m}^3}{\text{h}}$ e prevalenza 85 m.
- Un sistema di pressurizzazione, collegato alla mandata delle pompe principali, costituito da due vasi di espansione un tank di accumulo e reintegro di acqua da 100 m^3 e 4 pompe di reintegro.

1.2 Configurazione impiantistica attuale della centrale di Bolgiano

La nuova centrale è stata progettata per una potenzialità termica di design di 140 MWt e per una portata di design di $2600 \frac{\text{m}^3}{\text{h}}$, come riportato in [1].

Per garantire la flessibilità richiesta è stata cambiata la configurazione del sistema. Il sistema di espansione è stato installato sulla linea di ritorno del teleriscaldamento a valle del quale sono poste le pompe di alimento della caldaia. Di conseguenza ciascuna caldaia è dotata di un vaso di espansione. A valle delle caldaie sono installate le pompe di circolazione dell'acqua di teleriscaldamento.

Sono stati previsti 10 nuovi accumulatori per lo stoccaggio di acqua surriscaldata. Il sistema funziona normalmente producendo acqua surriscaldata a 125 °C-130 °C.

Sono state installate le seguenti apparecchiature:

- Una turbina a gas di tipo aereo derivativo di potenza elettrica 42,4 MWe dotata di caldaia a recupero di potenzialità pari a 48 MWt a recupero semplice e di 78 MWt con post combustione
- Due motori endotermici di potenza elettrica nominale di 8,8 MWe, ciascuno dotato di caldaia a recupero di capacità termica massima, comprensiva dei recuperi termica derivanti dai sistemi di raffreddamento del motore di 6 MWt.
- Tre caldaie ausiliare a tubi d'acqua di potenza termica nominale pari a 33 MWt ciascuna.
- Dieci accumulatori di acqua surriscaldata di capacità 300 metri cubi ciascuno.
- Un nuovo sistema di espansione, collegato sul ritorno della rete di teleriscaldamento, costituito da due nuovi recipienti, necessari per pressurizzare il sistema e due tank di buffer/accumulo di acqua. In parallelo al serbatoio esistente è stato installato il nuovo serbatoio della capacità di 200 m³.
- Una nuova stazione di pompaggio di acqua di teleriscaldamento con quattro pompe dotate di inverter, ciascuna della capacità di $650 \frac{\text{m}^3}{\text{h}}$ e con prevalenza di 75 m.

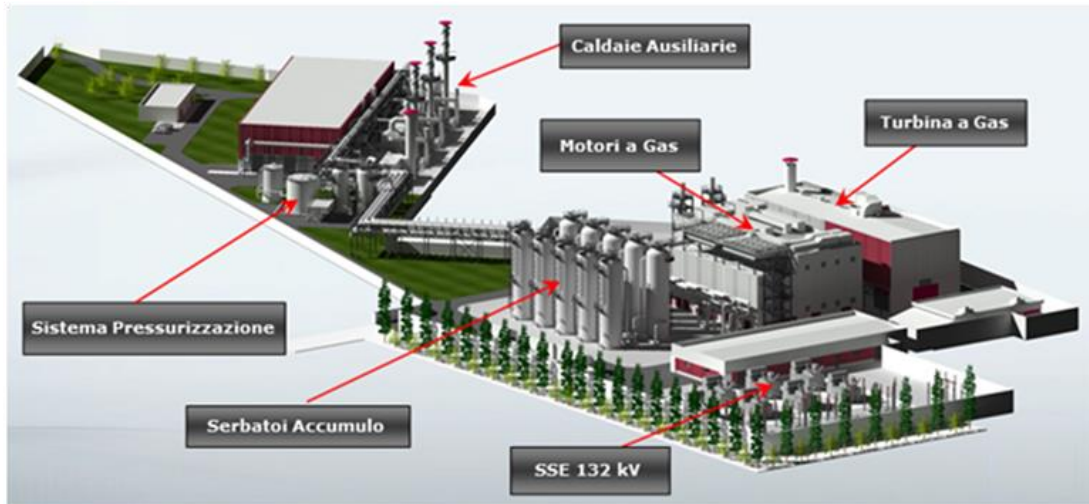


Figura 1.1 Rappresentazione della centrale di cogenerazione di Bolgiano

1.3 La rete elettrica e di teleriscaldamento

L'Energia termica prodotta è distribuita attraverso una rete di teleriscaldamento ad acqua surriscaldata di circa 56 chilometri, senza stazioni di pompaggio intermedie.

L'energia termica distribuita nell'impianto passato era di 193.880 MWht (65% in inverno per il riscaldamento, 35% in estate per il raffrescamento). Il riscaldamento invernale veniva fornito a circa 4 milioni di metri cubi (equivalente di 50.000 persone), mentre il calore per il raffrescamento estivo (fornito attraverso dei frigoriferi ad assorbimento situati presso le utenze) a circa 960 mila metri cubi, per un totale di energia venduta pari a circa 194 mila MWht.

L'Energia elettrica cogenerata sia in passato che nella configurazione attuale può essere immessa nella Rete di Trasmissione Nazionale o distribuita attraverso una rete privata in Media Tensione di circa 10 chilometri con 36 cabine di MT/BT; la produzione media annua era di oltre 126 mila MWhe (equivalenti a 42.000 utenze residenziali). 20.500 MWh venivano acquistati dal Mercato Libero dell'Energia, mentre 30.900 MWh venivano venduti al Mercato Libero dell'Energia, come è riportato in [2].

Con la nuova configurazione d'impianto, grazie all'allacciamento di nuove utenze, si prevede una fornitura di energia termica di 232.000 MWht e un energia elettrica prodotta di circa 236.000 MWhe.

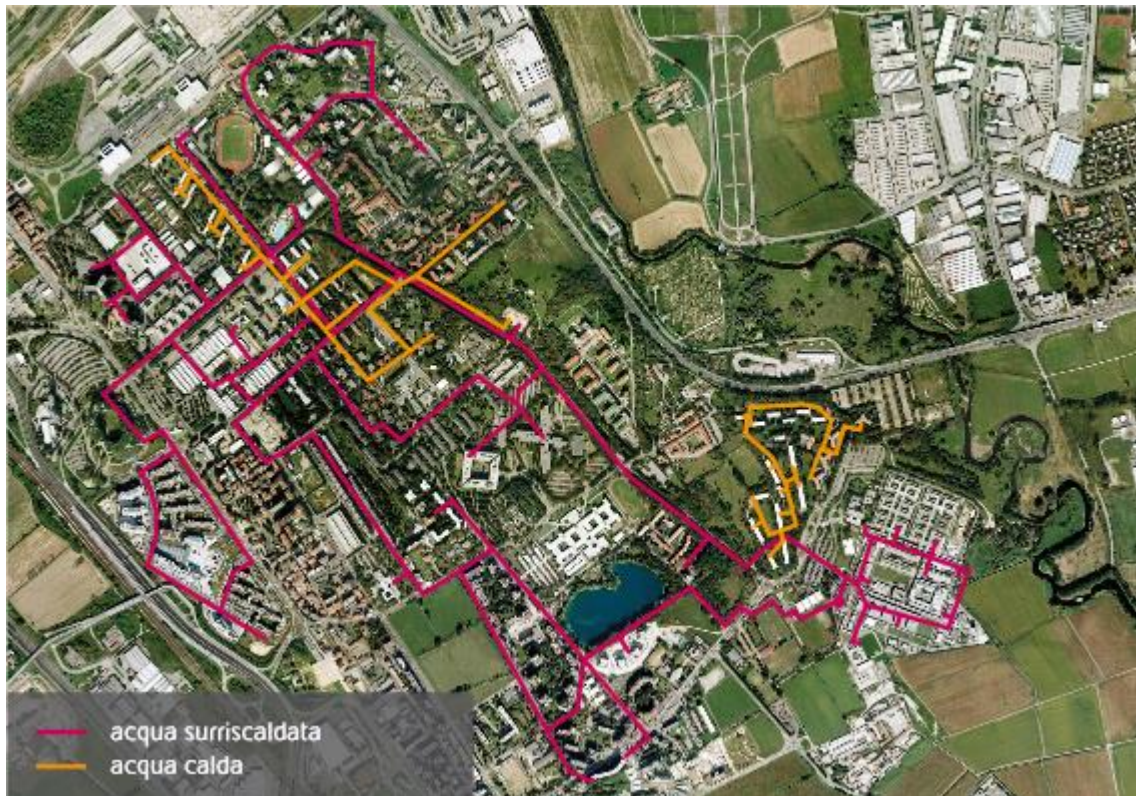


Figura 1.2 Rete di distribuzione termica di San Donato Milanese

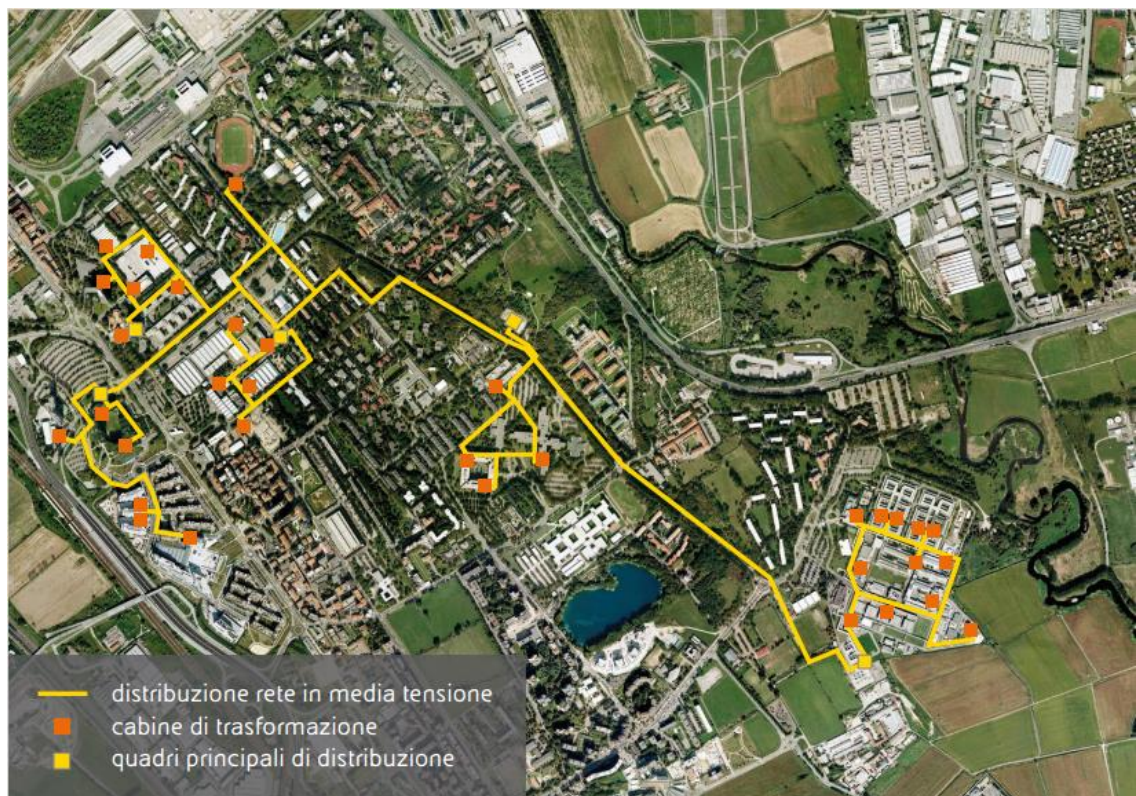


Figura 1.3 Rete di distribuzione elettrica di San Donato Milanese

1.4 Descrizione dei componenti dell'impianto

1.4.1 I motori endotermici

Nei motori per cogenerazione il combustibile più utilizzato è il gas naturale, per le sue caratteristiche di compatibilità ambientale, per la disponibilità assicurata dalla rete di distribuzione e per il costo relativamente contenuto. Il suo utilizzo riduce i costi di manutenzione, consentendo di dilatarne i tempi e in generale prolunga la vita utile dei motori. Bisogna anche considerare la totale assenza dei serbatoi per il combustibile e dei necessari rifornimenti periodici.

I motori endotermici scelti per la centrale di cogenerazione di Bolgiano sono il modello 20V34SG di Wartsila e hanno una potenza elettrica nominale di 8,8 MWe ciascuno e una capacità termica massima comprensiva dei recuperi termici derivanti dai sistemi di raffreddamento motore, di 6 MWt. La caldaia a recupero è a tubi d'acqua dimensionata per una differenza di temperatura di 25 °C tra ingresso e uscita ed una portata di $300 \frac{t}{h}$. La caldaia dovrà essere in grado di produrre acqua a 130 °C.

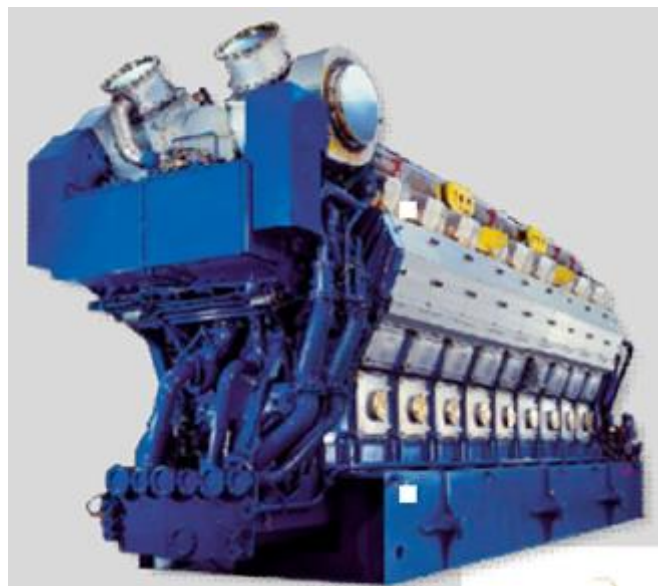


Figura 1.4.1 Motore endotermico Wartsila

In Figura 1.4 è rappresentato lo schema d'impianto di un motore endotermico.

Sono presenti diversi scambiatori per il recupero di calore dal motore. Tuttavia solo una parte di esso viene recuperato, ossia quello proveniente dai fumi di scarico passanti nella caldaia a recupero di calore. Il resto (come ad esempio il calore proveniente dal circuito ad olio o la quota di recupero dei fluidi di raffreddamento del motore) viene dissipato attraverso un altro scambiatore ad aria che assicura la corretta temperatura sul circuito di raffreddamento del motore.

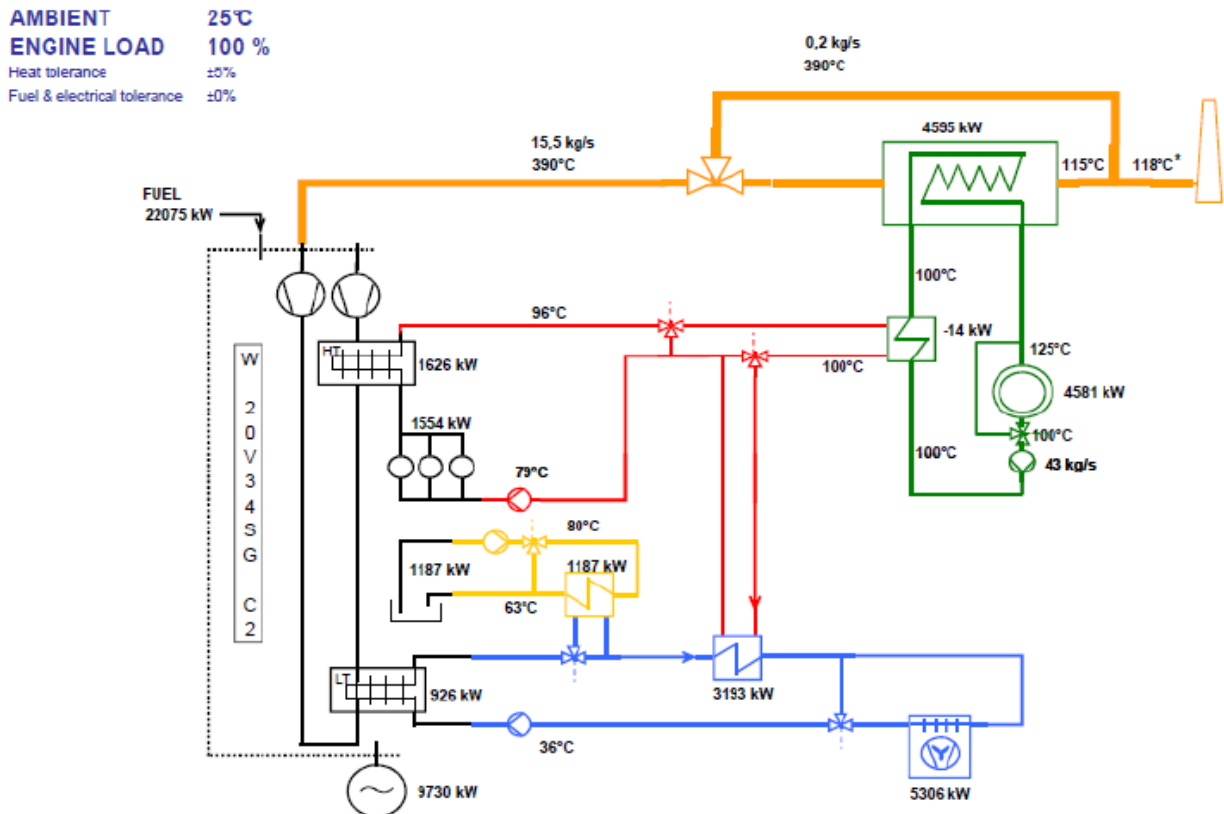


Figura 1.4 Schema d'impianto motori endotermici. In arancione è rappresentato il calore associato ai fumi di scarico, in verde l'acqua passante per la caldaia a recupero e diretta al teleriscaldamento, in rosso e in blu i flussi associati agli scambiatori ad alta e bassa temperatura del motore endotermico e in giallo il recupero di calore dal raffreddamento dell'olio.

Dal circuito delle camicie viene recuperato del calore nei mesi invernali per preriscaldare l'acqua inviata alla caldaia a recupero. Lo scambiatore è ON-OFF, cioè l'acqua TLR transita dentro lo scambiatore solo se la temperatura del fluido in ingresso è inferiore a 95°C, quindi nei mesi invernali. Nei mesi estivi la temperatura di mandata è sensibilmente superiore (100 °C) ciò significa che non sarà possibile preriscaldare l'acqua in ingresso alla caldaia a recupero in quanto il suo passaggio nello scambiatore comporterebbe soltanto un suo raffreddamento.

I fumi di scarico vengono trattati con una soluzione di urea al 40 % all'interno di un reattore SCR in maniera da ridurre le emissioni NOx entro i limiti normativi. La temperatura al camino dei fumi di scarico sarà pari a 118 °C. La portata associata ai fumi dei motori è pari a $21.712 \frac{\text{Nm}^3}{\text{h}}$, con delle emissioni di NOx pari a $100 \frac{\text{mg}}{\text{Nm}^3}$.

Il rendimento elettrico nominale è del 44,8%. Mentre quello termico è del 22%.

I motori a combustione interna sono caratterizzati da una grande flessibilità di utilizzo. Devono funzionare a differenti regimi di rotazione e frazioni di carico molto diverse passando rapidamente da una condizione di funzionamento all'altra.

Richiedono tempi molto brevi di avviamento (per questi motori circa 20 minuti) e possono lavorare in condizioni ambientali molto diverse.

In Figura 1.5 è rappresentata la variazione di Potenza termica al focolare Heat Rate (o più correttamente calore) al kWh di energia elettrica in funzione della potenza elettrica erogata dal motore. E' possibile ricavare il consumo di gas naturale da tale relazione o il rendimento elettrico. Infatti:

$$\text{Consumo di gas naturale} = \frac{\text{Energia elettrica} \cdot \text{HR}}{\text{PCI}} \quad (1.1)$$

$$\eta_{\text{elettrico}} = \frac{1}{\text{HR}} * 3600 \quad (1.2)$$

I grafici più significativi relativi alla descrizione delle prestazioni del motore sono riportati nelle schede tecniche dei motori Wartsila in Allegato 1.

La temperatura ambiente sicuramente è uno dei parametri che influenza maggiormente le prestazioni di un motore, quindi il suo rendimento e la potenza.

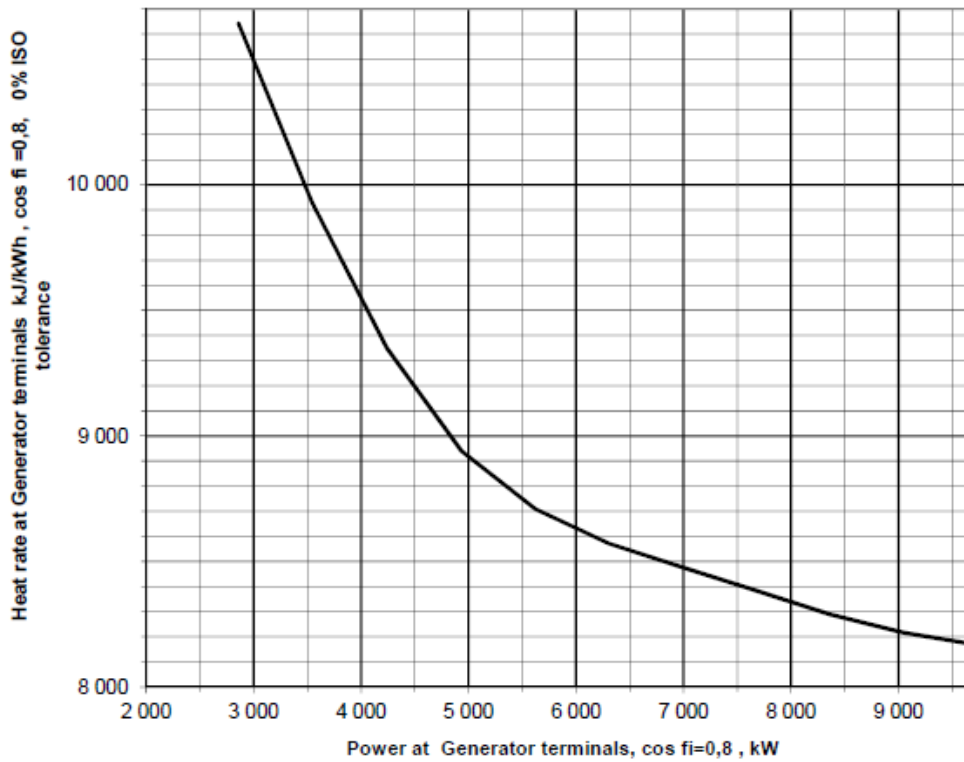


Figura 1.5 Variazione del calore al focolare al kWh di energia elettrica in funzione della potenza elettrica

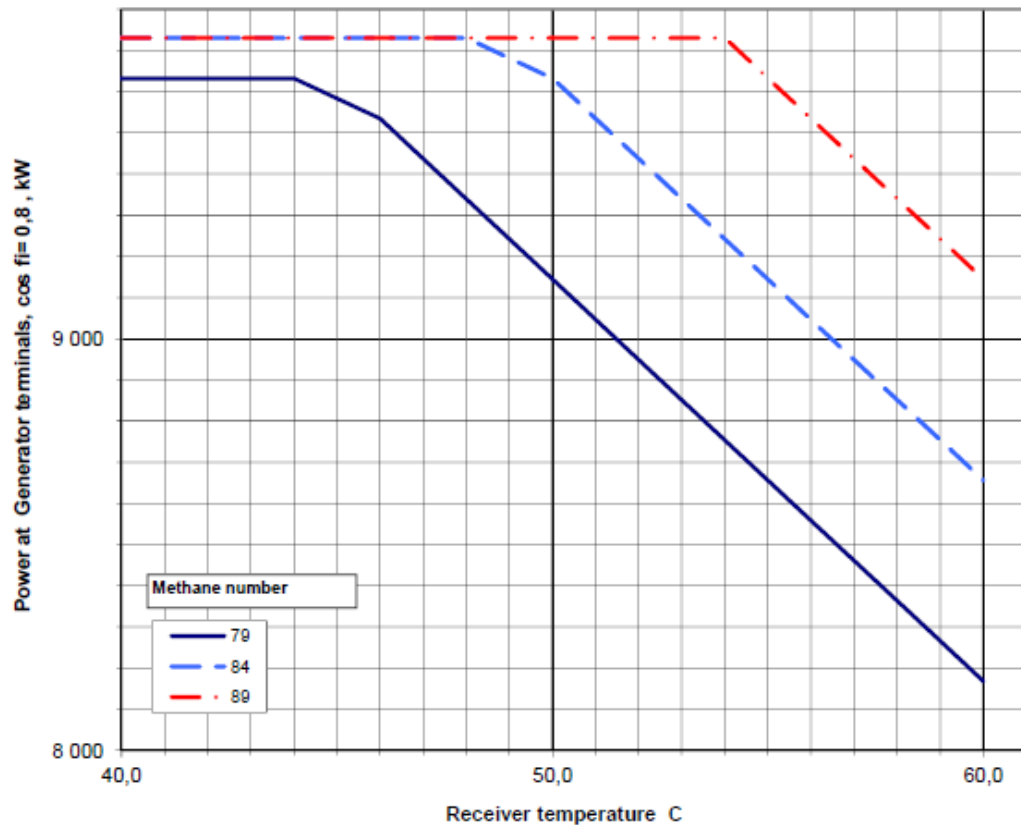


Figura 1.6 Potenza elettrica in funzione della temperatura di aspirazione

In Figura 1.6 è rappresentata la variazione di potenza elettrica del motore in funzione della temperatura di aspirazione che è diversa dalla temperatura ambiente e coincide con la temperatura di sala macchine.

Solitamente si considera una temperatura di sala macchine di 7 °C superiore a quella ambiente.

E' importante conoscere anche come varia la potenza termica recuperata in funzione della temperatura ambiente. Nelle schede tecniche relative ai motori sono presenti diversi grafici, che tengono conto sia della temperatura ambiente, che della temperatura di aspirazione.

La variazione del rendimento elettrico dei motori in funzione della temperatura ambiente è reperibile nel libro "La microgenerazione a gas naturale" [3].

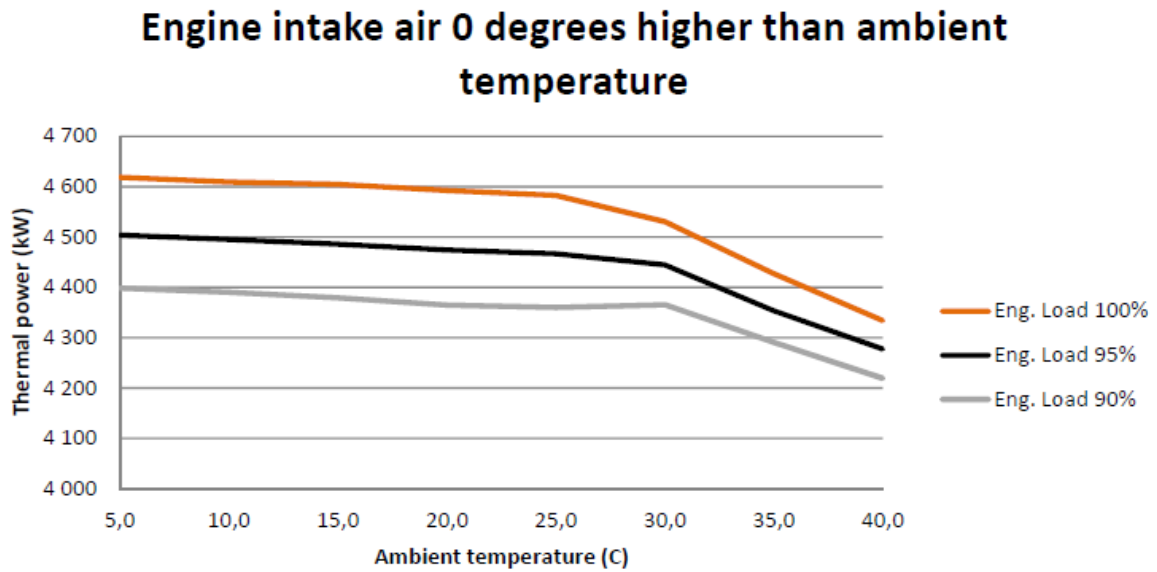


Figura 1.7 Potenza termica erogata dal motore in funzione della temperatura ambiente per una temperatura di aspirazione del motore pari a 0 °C

1.4.2 La turbina a gas

La turbina a gas utilizzata nell'impianto di Bolgiano è la turbina aereo derivativa GE LM6000-PF. Riesce a garantire un'elevata flessibilità, un'avanzata tecnologia di emissioni e un'alta affidabilità. La potenza elettrica è di 45 MW e quella termica a recupero semplice di 40 MW. C'è la possibilità di attuare la post combustione ed in questo caso la potenza termica erogata arriva fino a 70 MW. La portata massima del combustibile è di $11,437 \frac{Sm^3}{h}$ e la potenza termica del focolare è di 111,2 MW. Il rendimento elettrico in condizioni operative nominali è del 40,4% mentre l'affidabilità dell'avviamento è pari al 99%. Si riscontra inoltre un notevole miglioramento nella velocità di erogazione del calore. La turbina a gas LM6000 grazie alle sue elevate prestazioni è una delle turbine più vendute in commercio a scopo cogenerativo.



Figura 1.8 Turbina a gas aereo derivativa GE LM 6000 -PF Sprint

La turbina a gas LM6000-PF è una turbina bialbero. Troviamo un gruppo “generatore di gas” (“core engine”) costituito da compressore, combustore e turbina di alta pressione, con un albero libero di ruotare a velocità variabile, e da una turbina di bassa pressione, collegata all’utente.

Il sistema di combustione Dry-Low Emissions (DLE) è stato sviluppato specificamente per impieghi industriali, eliminando la necessità di iniezione di acqua per rispettare i requisiti in materia di emissioni e assicurare al tempo stesso un’elevata flessibilità di alimentazione e operativa. Facendo un paragone con una tipica turbina a gas a ciclo semplice della gamma 35-60 MW funzionante a 50 Hz con 35 ppm di emissioni NO_x , il modello GE LM6000-PF evita di immettere nell’ambiente ben 15.000 tonnellate di CO_2 , equivalenti alle emissioni annuali di anidride carbonica prodotte da oltre 7.600 auto europee. Il sistema è inoltre in grado di diminuire i consumi di gas naturale di oltre 278.000 GJ, ovvero la quantità consumata su base annua da più di 7.600 famiglie italiane, consentendo un risparmio annuo di carburante pari a circa 1,9 milioni di euro, calcolando 5 euro per GJ. Il valore di 15 ppm di NO_x anziché di 25 ppm si traduce in minori emissioni di ossido di azoto per 360.000 kg. Con l’integrazione della tecnologia DLE questo modello a 50 Hz elimina anche il consumo di acqua che caratterizza le tipiche turbine a gas in questa fascia di potenza, le quali utilizzano appunto l’acqua come diluente. Ciò si traduce in un risparmio di 37.400 metri cubi di acqua, equivalenti al quantitativo necessario per riempire 15 piscine olimpioniche, con un risparmio di oltre 70.000 euro all’anno sui costi operativi.

La novità più interessante di questa turbina è la tecnologia SPRINT (spray inter-cooled turbine). Essa permette di ridurre la temperatura in uscita dal compressore a bassa pressione grazie all’iniezione di acqua nebulizzata tramite uno spray.

Il rapporto di compressione può dunque aumentare e aria addizionale può essere utilizzata per incrementare le prestazioni della turbina a gas.

In condizioni nominali questa tecnologia consente un incremento del 9% della potenza elettrica prodotta.

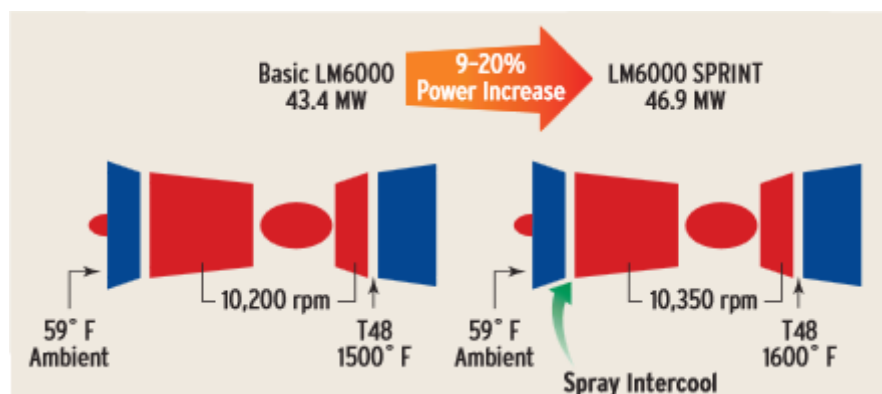


Figura 1.9 Rappresentazione della tecnologia Sprint della turbina a gas LM 6000-PF

Enipower ha a disposizione dei punti di interesse relativi alla variazione di potenza elettrica e termica in funzione del carico e della temperatura ambiente e lo stesso vale per il parametro Heat Rate (vedere Allegato 2). La variazione del consumo specifico in funzione della

temperatura ambiente invece è reperibile nel libro “Turbine a gas e cicli combinati” come riportato in [4].

1.4.3 Le caldaie ausiliarie

L’impianto di produzione di acqua surriscaldata è stato fornito da BONO ENERGIA S.p.a. alla società DEMONT S.r.l. che si è preoccupata di eseguire l’installazione presso la centrale di Bolgiano.

L’impianto è composto da 3 generatori di acqua surriscaldata e relativi accessori.

Il generatore è a tubi d’acqua, di tipo package, adatto per installazione all’aperto.

E’ presente un preriscaldatore d’aria, che è parte integrante del generatore e consente di recuperare il calore sensibile dei fumi in uscita riscaldando l’aria di combustione prima che arrivi al bruciatore.

Il preriscaldatore d’aria è provvisto di una serranda: quando viene completamente aperta, il preriscaldatore d’aria viene parzialmente by-passato, ovvero l’aria di combustione viene deviata direttamente al bruciatore. Di conseguenza, i fumi in uscita non vengono ulteriormente raffreddati, e questo evita o comunque limita il fenomeno della condensa nei fumi al camino quando le temperature esterne sono basse (inverno).

Il generatore di acqua surriscaldata è del tipo a “tubi d’acqua” in quanto il fluido riscaldato circola all’interno dei tubi della camera di combustione e del fascio convettivo.

A livello di scambio termico, il generatore è del tipo a irraggiamento / convezione, equipaggiato con un bruciatore adatto alla combustione solo di gas naturale, posizionato orizzontalmente sulla piastra frontale del generatore.

I fumi prodotti dalla combustione, dopo aver percorso la camera, vengono convogliati verso il basso ed attraversano il fascio convettivo fluendo in senso contrario rispetto alla direzione precedente. Infine i fumi attraversano il preriscaldatore d’aria (integrato nella parte anteriore frontale del generatore), passando all’interno dei tubi (lato tubi) mentre l’aria di combustione lambisce i tubi sulla loro parte esterna (lato mantello).

I fumi in uscita dal preriscaldatore d’aria vengono convogliati al camino attraverso opportuni condotti fumo.

Ciascuna caldaia fornisce una potenza di 33 MWt. Sono dimensionate per una differenza massima di temperatura di 42 °C e una portata di $670 \frac{t}{h}$. Il minimo tecnico richiesto di funzionamento è di 5 MW.

Il bruciatore della caldaia è del tipo “Ultra Low NOx”, studiato per l’ottenimento di bassi livelli di emissione ed idoneo alla combustione di gas naturale in un generatore con camera di combustione pressurizzata.

La portata dei fumi è pari a $33.186 \frac{Nm^3}{h}$ con $120 \frac{mg}{Nm^3}$.

Le informazioni sono reperibili in [5].



Figura 1.10 Installazione delle caldaie ausiliarie

1.4.4 I serbatoi di accumulo termico

Nella centrale di cogenerazione di Bolgiano sono presenti 10 serbatoi da 300 m³ ciascuno. La fornitura è avvenuta sempre tramite BONO ENERGIA S.p.a. verso la società DEMONT S.r.l.

I serbatoi di accumulo raccolgono l'acqua calda nella quantità richiesta dal sistema di riscaldamento. L'accumulo è dotato di diffusori interni allo scopo di mantenere una stratificazione dell'acqua alle più alte temperature di mandata fornite dal distributore di calore del cogeneratore e a quelle più basse di ritorno dall'utenza termica. In tal modo la capacità di accumulo termico dei serbatoi viene massimizzata.

Essi hanno lo scopo di immagazzinare acqua surriscaldata nei periodi in cui la centrale produce un surplus di calore non assorbito dalla rete di teleriscaldamento e di restituirla quando la rete richiede un picco di calore temporaneo non soddisfatto da generatori in marcia.

La capacità delle pompe prevede di poter riempire o svuotare ciascun accumulo in circa 25 minuti raggiungendo un carico o uno scarico di energia termica proporzionale alla differenza di temperatura dell'acqua tra mandata e ritorno della rete.

La temperatura di produzione di acqua surriscaldata avviene a 125 °C che può essere innalzata a 130 °C per accumulare maggiore energia. In base alla temperatura di ritorno può essere accumulata più o meno energia. Per semplificare l'ottimizzazione si sono presi in esame tre casi schematizzati in modo seguente:

	Inverno	Estate	Primavera
Temperatura acqua di ritorno dalla rete TLR [°C]	90	100	100
Energia massima oraria erogabile/accumulabile [MWh]	28,5	20,3	20,3

Tabella 1.1 Schematizzazione dei casi presi in esame per l'ottimizzazione

Per il calcolo dell'energia massima accumulabile è stata considerata una portata di $700 \frac{t}{h}$, limite massimo dovuto alle pompe (vedere [6]).

1.5 La cogenerazione ad alto rendimento

E' importante valutare se le nuove unità introdotte nell'impianto produttivo siano abbastanza efficienti da poter ricevere i certificati bianchi.

Un impianto di cogenerazione, per avere diritto ai certificati bianchi deve essere classificato CAR, ossia cogenerativo ad alto rendimento.

Con il DM 5 settembre 2011 [7], viene introdotto, attraverso il riconoscimento dei certificati bianchi, il regime di sostegno per la Cogenerazione ad Alto Rendimento.

Gli ulteriori benefici previsti dalla normativa vigente per la CAR sono:

- L'esonero dall'obbligo di acquisto dei Certificati Verdi previsto per i produttori e gli importatori di energia elettrica con produzioni e importazioni annue da fonti non rinnovabili eccedenti i 100 GWh (si consideri comunque che dal 2015 non si utilizzeranno più i certificati verdi, dunque nella simulazione annuale non sono stati tenuti in conto);
- La precedenza, nell'ambito del dispacciamento, dell'energia elettrica prodotta da unità prevalentemente CAR rispetto a quella prodotta da fonti convenzionali
- Le agevolazioni fiscali sull'accisa del gas metano utilizzato per la cogenerazione;
- La possibilità di applicare condizioni tecnico-economiche semplificate per la connessione alla rete elettrica.

Affinché l'impianto di cogenerazione di Bolgiano si possa considerare CAR deve soddisfare il seguente requisito:

Per le unità con capacità di generazione di almeno 1 MWe, l'impianto deve conseguire un risparmio di energia primaria pari almeno al 10%; quindi: $PES \geq 10\%$.

Il valore delle grandezze funzionali al calcolo del rendimento globale dell'unità di cogenerazione deve essere ricavato necessariamente mediante misurazioni condotte durante il periodo di rendicontazione.

I valori certificati possono essere utilizzati esclusivamente nel caso di unità di micro-cogenerazione (capacità di generazione inferiore a 50 kWe) e solo nel caso in cui esista almeno una grandezza misurata tra energia termica, energia elettrica o energia immessa con il combustibile. Nel caso in cui nell'unità di micro-cogenerazione siano presenti dissipazioni termiche, variazioni del carico, regolazioni della potenza elettrica prodotta, rampe di

accensione e spegnimento di lunga durata e altre situazioni di funzionamento modulabile, è necessario che siano misurate tutte le grandezze che concorrono al calcolo dell'indice PES. Il valore del rendimento globale ottenuto per la specifica unità di cogenerazione deve essere confrontato con i valori del rendimento globale di soglia, differenziati in base alla tecnologia dell'unità di cogenerazione. Ciò al fine di valutare se tutta l'energia elettrica prodotta dall'unità di cogenerazione sia stata effettivamente prodotta in assetto cogenerativo.

Nello specifico, il DM 4 agosto 2011 [8] definisce come i valori misurati dell'energia elettrica/meccanica e del calore utile prodotti dall'unità di cogenerazione, possano essere utilizzati direttamente ai fini del calcolo del PES, qualora il rendimento globale dell'unità di cogenerazione sia pari o superiore:

- all'80% per le sezioni con turbina a gas a ciclo combinato con recupero di calore e per le sezioni con turbina a condensazione con estrazione di vapore;
- al 75% per tutti gli altri tipi di unità di cogenerazione tra cui turbina a gas a recupero semplice e motori a combustione interna.

Il confronto tra il rendimento globale dell'unità di cogenerazione e il rendimento globale di soglia può condurre a due risultati differenti, che condizionano le modalità di calcolo delle grandezze fondamentali relative all'unità di cogenerazione da utilizzare ai fini del calcolo del PES:

1. Qualora il rendimento globale dell'unità di cogenerazione sia superiore o al limite uguale ai valori di soglia, l'intera unità di cogenerazione può essere considerata come parte in cogenerazione ("parte CHP"). Di conseguenza saranno valide le seguenti uguaglianze:

$$E_{CHP} = E_{UNITA'} \quad (1.3)$$

$$F_{CHP} = F_{UNITA'} \quad (1.4)$$

Se ci trovassimo in questo caso, si potrebbe procedere subito al calcolo del PES.

In Figura 1.11 e Figura 1.12 sono rappresentate le grandezze fondamentali relative all'unità di cogenerazione da utilizzare ai fini del calcolo del PES (E_{CHP} , H_{CHP} , F_{CHP})

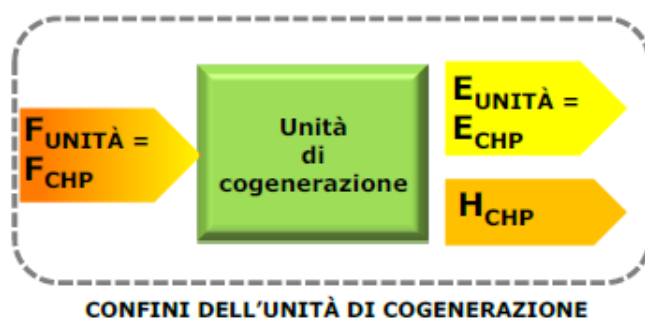


Figura 1.11 Schema concettuale riferito ad un'unità cogenerativa

2. qualora il rendimento globale dell'unità di cogenerazione sia inferiore ai valori di soglia, si assume che vi sia produzione di energia elettrica non in cogenerazione, con la

conseguente necessità di suddividere l'unità "virtuale" di cogenerazione nelle due seguenti "parti virtuali":

- parte in cogenerazione ("parte CHP");
- parte non in cogenerazione ("parte NON CHP").

In Figura 1.12 sono rappresentate le grandezze fondamentali relative all'unità di cogenerazione da utilizzare ai fini del calcolo del PES, nonché i loro flussi in ingresso e in uscita alla "parte CHP" e alla "parte non CHP" dell'unità di cogenerazione.

Nel caso in cui il rendimento globale sia inferiore al valore limite è necessario seguire un procedimento per il calcolo dei valori che poi saranno utilizzati nel PES. In Tabella 1.2 sono presenti le formule utilizzate per la ricerca di tali valori e a seguire la definizione dei termini utilizzati.

	$\eta_{globale} < 75\%$
Rendimento elettrico in assetto non cogenerativo	$\eta_{non\ chp,E} = \frac{E}{F - F_{non\ chp,H}}$
Rapporto tra Energia prodotta e calore	$C_{eff} = \frac{\eta_{nonchp\ E}}{(\bar{\eta}_{globale} - \eta_{non\ chp\ E})}$
Energia elettrica CHP prodotta	$E_{chp} = C_{eff} * H_{chp}$
Energia elettrica NON CHP prodotta	$E_{non\ chp} = E - E_{chp}$
Combustibile utilizzato per la produzione di energia elettrica NON CHP	$F_{nonchp,E} = \frac{E_{nonchp}}{\eta_{non\ chp,E}}$
Combustibile utilizzato per la produzione di energia elettrica CHP	$F_{chp} = F - F_{non\ chp,H} - F_{non\ chp,E}$

Tabella 1.2 Formule utilizzate nel procedimento del calcolo del PES

$\eta_{non\ CHP,E}$ Rendimento elettrico in assetto non cogenerativo.

$F_{non\ CHP,H}$ Energia di alimentazione di apparecchiature esterne all'unità di cogenerazione

C_{Eff} Rapporto tra energia elettrica e calore

$\bar{\eta}_{globale}$ Rendimento di primo principio soglia

E_{CHP} Energia elettrica prodotta considerata cogenerativa

$E_{NON\ CHP}$ Energia elettrica non cogenerativa

$F_{NON\ CHP,E}$ Combustibile utilizzata per la produzione di energia elettrica non cogenerativa

F_{CHP} Combustibile utilizzato per la produzione di energia elettrica cogenerativa

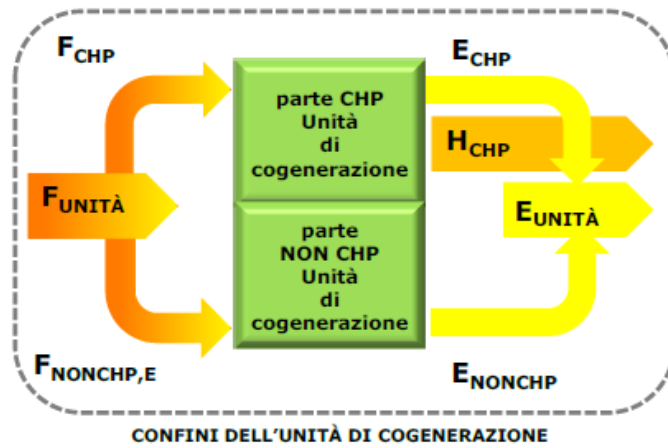


Figura 1.12 Schema concettuale riferito ad un'unità parzialmente cogenerativa

Di seguito è rappresentato lo schema a blocchi per il calcolo del PES. La logica utilizzata dal programma sarà la medesima di quella rappresentata in figura.

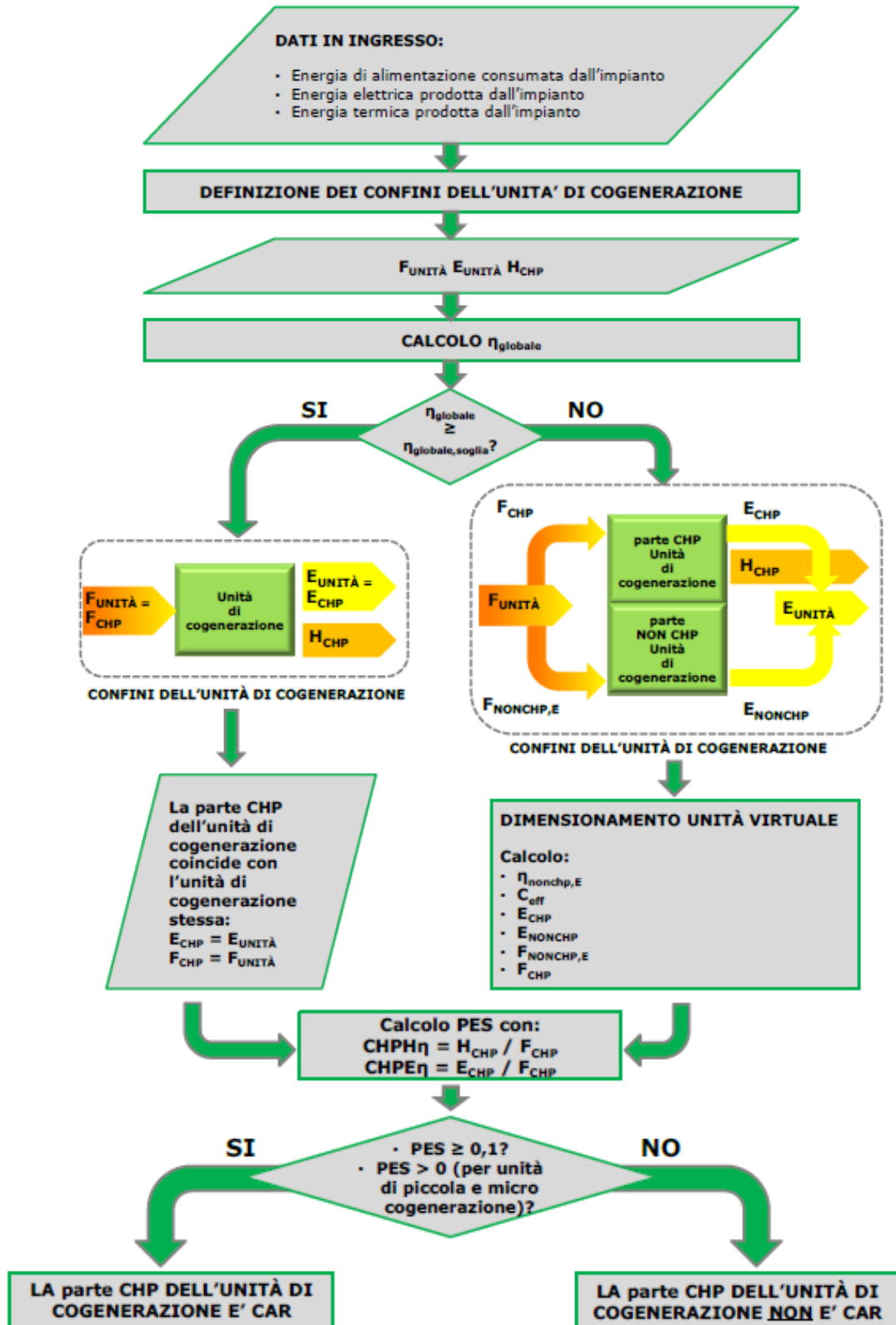


Figura 1.13 Schema a blocchi della logica utilizzata per il calcolo dei certificati bianchi

In Figura 1.14 è rappresentata la ripartizione di combustibile per un'unità cogenerativa.



Figura 1.14 Rappresentazione riferita alla ripartizione del combustibile per un'unità parzialmente cogenerativa con apparecchiature esterne all'unità

Ricavati i valori si può dunque procedere al calcolo del PES e dei certificati bianchi [9].

$$PES = \left(1 - \frac{1}{\frac{\eta_{CHP,H}}{\eta_{rif,H}} + \frac{\eta_{CHP,E}}{\eta_{rif,E}}} \right) * 100\% \quad (1.5)$$

In cui:

$$\eta_{CHP,H} = \frac{H_{CHP}}{F_{CHP}} \quad (1.6)$$

$$\eta_{CHP,E} = \frac{E_{CHP}}{F_{CHP}} \quad (1.7)$$

$\eta_{rif,H}$ Valore di rendimento di riferimento per la produzione separata di calore;

$\eta_{rif,E}$ Valore di rendimento di riferimento per la produzione separata di energia elettrica.

Il rendimento elettrico di riferimento va corretto con appositi fattori reperibili in [10] che variano a seconda di:

- tipo di combustibile utilizzato
- anno di costruzione dell'unità di cogenerazione
- alla zona climatica, per tener conto della diversa temperatura media annuale rispetto al valore di riferimento che è di 15°C.
- alle perdite evitate sulla rete. Il fattore correttivo varia in funzione della tensione di collegamento alla rete e a seconda che l'energia prodotta venga immessa in rete o consumata in loco. Questa correzione non si applica agli impianti che utilizzano combustibili a base di legno o biogas.

Anche il rendimento termico di riferimento per la produzione separata di calore è ricavabile da [10], in funzione di:

- tipo di combustibile impiegato
- utilizzo che viene fatto del calore, che nel caso della centrale di cogenerazione di Bolgiano è produzione di acqua calda o vapore con uso diretto dei gas di scarico a $T < 250^{\circ}\text{C}$.

Il combustibile è il gas metano per tutte le macchine cogenerative utilizzate. Il rendimento elettrico ricavato dagli Allegati è 52,5% che deve essere corretto con un coefficiente che tiene conto della temperatura media annua della Lombardia (0,00369).

I coefficienti di 0,945 e 0,925, riferiti alla quota parte di energia scambiata con la rete e autoprodotta, sono stati ricavati dagli allegati considerando una tensione di collegamento alla rete elettrica di 13,5-15 kV.

Il rendimento termico di riferimento è pari al 90%.

Una volta calcolato il PES, se questo risulta maggiore o uguale del 10%, si può procedere ricavando il risparmio di energia primaria e il calcolo del numero dei certificati bianchi.

$$\text{RISP} = \frac{E_{\text{CHP}}}{\eta_{\text{rif,e}}} + \frac{H_{\text{CHP}}}{\eta_{\text{rif,t}}} - F_{\text{CHP}} \quad (1.8)$$

Dove:

-RISP è il risparmio di energia primaria, espresso in MWh, realizzato dall'unità di cogenerazione.

- $\eta_{\text{rif,e}}$ è il rendimento medio convenzionale del parco di produzione elettrica italiano, assunto pari a 0,46: Tale valore deve essere corretto per le perdite di rete evitate con gli stessi coefficienti e la medesima procedura adottata per il calcolo del PES. La percentuale di energia elettrica autoconsumata da tenere in conto è quella riferita alla produzione totale in regime CAR.

- $\eta_{\text{rif,t}}$ è il rendimento medio convenzionale del parco di produzione termico italiano, assunto pari a 0,90 nel caso di produzione di vapore / acqua calda;

$$\text{C. B.} = \text{RISP} * 0,086 * K \quad (1.9)$$

Dove:

-C.B. è il numero di certificati bianchi. Il valore del C.B. è quello fissato dall'AEEG per le imprese distributrici, vigente al momento dell'entrata in esercizio dell'unità [11] e costante per tutta la durata del periodo di incentivazione.

-K è il coefficiente di armonizzazione posto pari a:

K=1,4 per le quote di potenza fino a 1 MWe

K=1,3 per le quote di potenza superiore ad 1 MWe e fino a 10 MWe

K=1,2 per le quote di potenza superiore a 10 MWe e fino a 80 MWe

K=1,1 per le quote di potenza superiore ad 80 MWe e fino a 100 MWe

K=1 per le quote di potenza superiore ad 100 MWe.

Conoscendo dunque il valore dei certificati bianchi, pari a 93,68 Euro, si possono calcolare i ricavi totali.

1.6 Caratterizzazione delle curve di potenza e carico dei motori e della turbina a gas

1.6.1 Curve caratteristiche dei motori endotermici

Le schede associate ai motori endotermici Wartsila W 20V34SG, descritti nel Cap. 1.4.1, presentano diverse curve caratteristiche e punti di funzionamento.

Ai fini dell'elaborazione nel modello è necessario ricavare le curve associate alla potenza termica ed elettrica erogate e al rendimento elettrico dei motori in funzione del regime di carico.

Nelle schede sono forniti tre punti di funzionamento in cui ad ogni regime è associato la produzione termica (come recupero di acqua calda), la produzione elettrica al netto del consumo degli ausiliari e l'Heat Rate, da cui si può risalire al consumo di gas e al rendimento elettrico.

Nel programma bisogna stabilire ora per ora il regime di carico a cui devono andare i motori e la turbina a gas. Per regime di carico si intende la percentuale di produzione elettrica netta rispetto a quella massima possibile ad una determinata temperatura ambiente. E' necessario dunque costruire le curve caratteristiche a partire da tali regimi.

Conoscendo la produzione termica del motore al 100%, 75%, 30% della produzione elettrica e impostando i valori su Excel si può ricavare la curva associata interpolando tali valori tramite l'applicazione *Grafico a dispersione e Aggiungi linea di tendenza*.

La curva ricavata, ad una temperatura di sala macchine di 25 °C, risulta:

$$y = -3832x^2 + 8830x - 417 \quad (1.10)$$

y rappresenta il carico termico in kW mentre x è il regime di produzione elettrica in percentuale.

In Figura 1.15 è rappresentata la curva risultante.

Per quanto riguarda la potenza elettrica, conoscendo quella massima ad una determinata temperatura ambiente, si ricava quella a regime parziale moltiplicando il regime per la potenza massima netta erogabile. Ciò significa che la curva interpolante sarà una retta:

$$y = 9438x \quad (1.11)$$

In Figura 1.16 è rappresentata la curva interpolante:

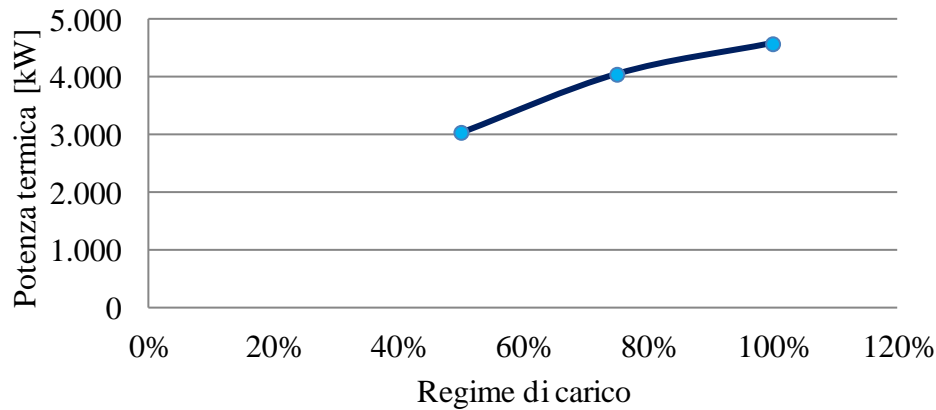


Figura 1.15 Potenza termica in funzione del regime di carico del motore

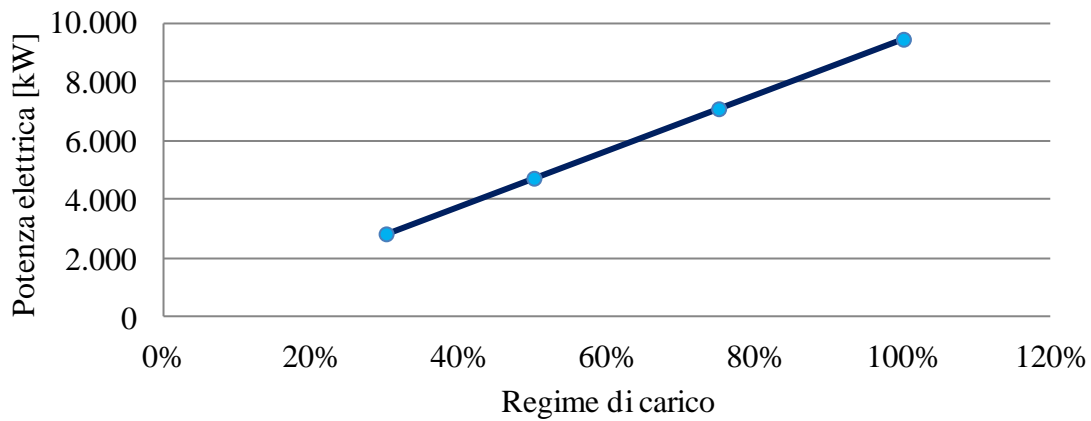


Figura 1.16 Potenza elettrica in funzione del regime di carico del motore

Motore endotermico	100%	75%	50%	30%
Potenza elettrica [kW]	9438,00	7078,50	4719,00	2831,40
Potenza termica [kW]	4581,00	4050,00	3040,00	1887,12

Tabella 1.3 Punti di funzionamento del motore endotermico

Per risalire ai consumi di gas è necessario conoscere il rendimento elettrico del motore a carico parziale. A tal proposito viene fornita dalle schede tecniche dei motori, in Allegato 1, una curva in cui nell'asse delle ascisse c'è la produzione elettrica lorda del motore e sull'asse delle ordinate il rapporto tra energia termica del combustibile fornita e energia elettrica lorda erogata dal motore in un'ora espresso come kW/kWh, che rappresenterebbe l'Heat Rate. La scheda fornisce undici punti che è possibile utilizzare per ricostruire la curva su Excel. Interpolando i valori si ottiene la curva desiderata nonché la relazione che risulta:

$$y = 7,43/10^{16}x^5 - 2,2/10^{11}x^4 + 2/10^7 x^3 - 0001x^2 + 0,5884x + 12956,6 \quad (1.12)$$

Adesso è necessario ricavare l'Heat Rate in funzione dei carichi parziali del motore. Poiché la curva di rendimento elettrico e Potenza elettrica rappresenta una prima approssimazione

del funzionamento reale del motore e la nuova curva da ricavare risulterebbe una seconda approssimazione di questa prima curva, si scelgono quindici punti associati al funzionamento del motore (dal 30% al 100% con valori distanziati tra loro del 5%) per delineare la nuova relazione in modo tale da garantire una certa precisione ed evitare scostamenti elevati dai valori reali.

Si ricavano dunque i valori di potenza elettrica associati ai regimi prescelti tramite la relazione 1.11. Successivamente si utilizza la relazione 1.12 per ricavare gli inversi dei rendimenti a partire dai valori di potenza elettrica ricavati dalla relazione 1.11. Interpolando i regimi e i corrispondenti Heat Rate su Excel si ottiene dunque la relazione voluta.

Il grafico risultante è rappresentato in Figura 1.17, mentre la relazione ricavata risulta:

$$y = 0,0001x^6 + 66301x^5 - 202679x^4 + 222441x^3 - 96822x^2 + 5858x + 13257 \quad (1.13)$$

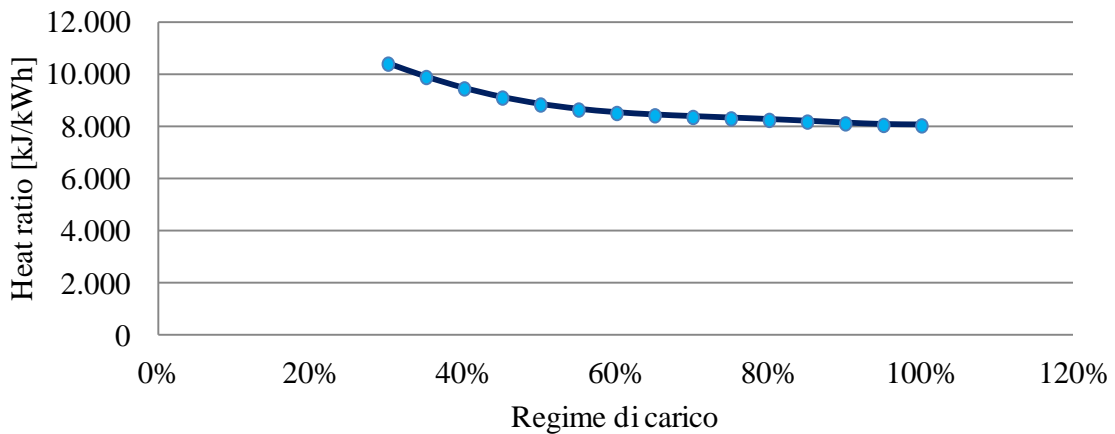


Figura 1.17 Heat Rate in funzione del regime di carico del motore

1.6.2 Curve caratteristiche della turbina a gas

Il funzionamento della turbina a gas aero derivativa LM6000 è descritta attraverso 4 punti di funzionamento ossia al 25%, 50%, 75%, 100% (in Allegato 2 vengono descritti i punti di funzionamento al 100% e al 75%). Ad ogni regime di potenza elettrica vengono associate la potenza termica (kW) e l'Heat Rate (kJ/kWh) alla temperatura ambiente di 15 °C.

Si interpolano su Excel la potenza termica (relazione 1.14, Figura 1.18) e l'Heat Rate (relazione 1.16, Figura 1.20) in funzione dei regimi di carico per ottenere le curve corrispondenti, mentre la relazione associata alla potenza elettrica si ricava moltiplicando il regime per la potenza massima netta erogabile (relazione 1.15, Figura 1.19).

$$y = -7833,2x^3 + 15290x^2 + 12923x + 24340 \quad (1.14)$$

$$y = 45495x \quad (1.15)$$

$$y = -28363x^3 + 72312x^2 - 63229x + 28087 \quad (1.16)$$

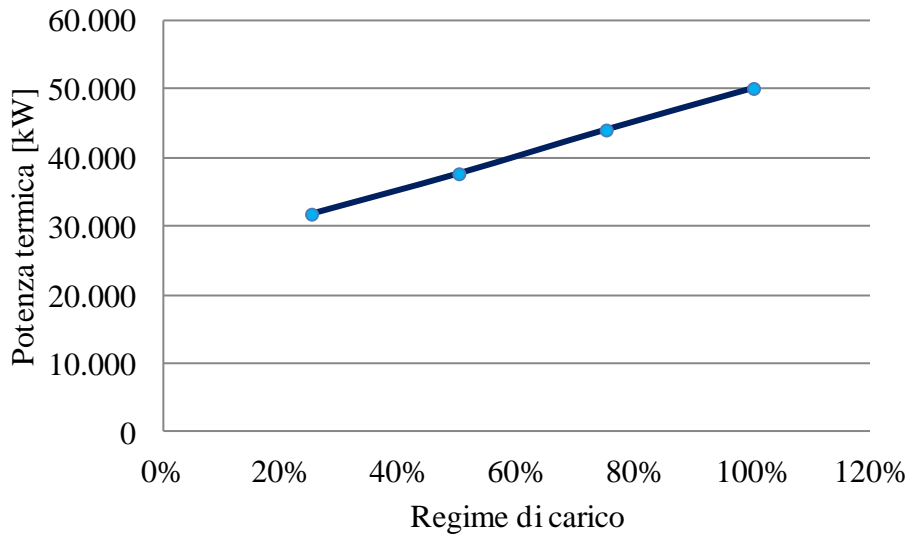


Figura 1.18 Potenza termica in funzione del regime di carico della turbina a gas

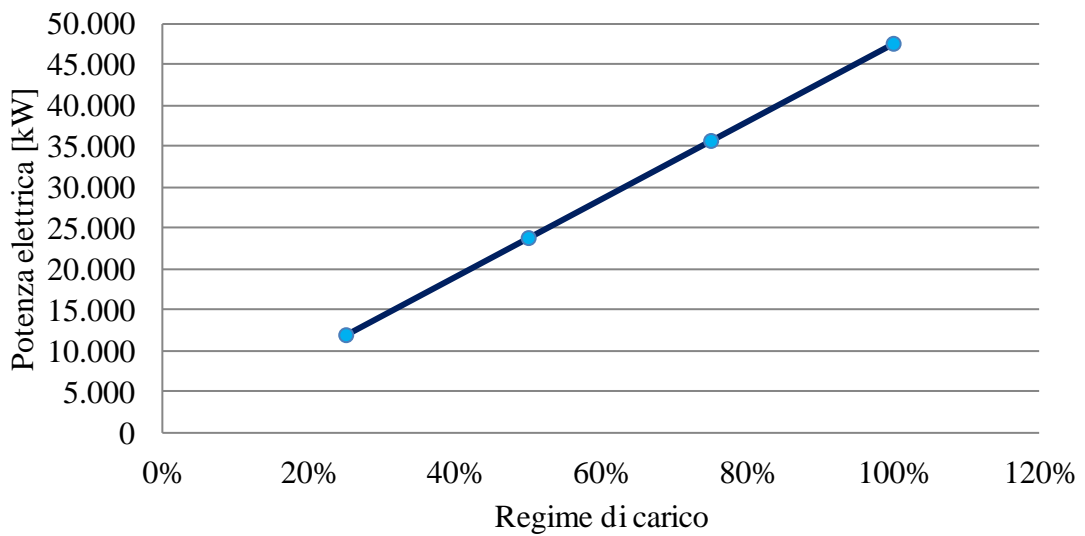


Figura 1.19 Potenza elettrica in funzione del regime di carico della turbina a gas

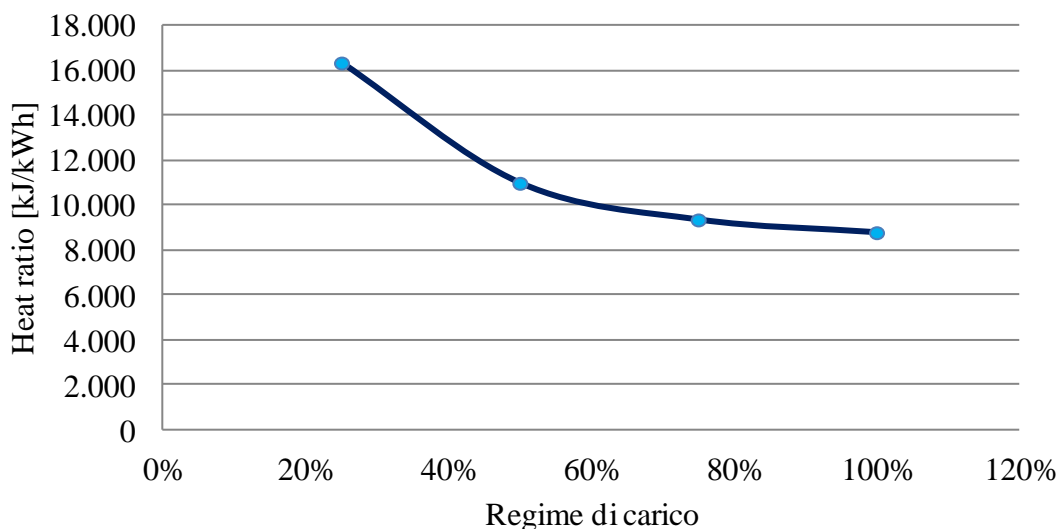


Figura 1.20 Heat Rate in funzione del regime di carico della turbina a gas

Turbina a gas	100%	75%	50%	25%
Prod elettrica lorda [kW]	45502	34126	22756	11388
Prod termica motore [kW]	48099	42300	36187	30550
Heat Rate [kJ/kWh]	8807	9375	11005	16356

Tabella 1.1.4 Punti di funzionamento della turbina a gas

1.6.3 La temperatura ambiente

La temperatura ambiente influisce sulle prestazioni dei motori endotermici e della turbina a gas. All'aumentare della temperatura esterna la potenza elettrica e termica erogate diminuiscono.

Per quanto riguarda i motori, le schede forniscono dei grafici e dei punti significativi sulla variazione della produzione elettrica lorda in funzione della temperatura di aspirazione dell'aria, ossia quella di sala macchine (in cui saranno presenti dei sensori termici per effettuare tale misurazione) e sulla variazione di potenza termica di recupero per il teleriscaldamento in funzione sia della temperatura ambiente che della temperatura di aspirazione dell'aria.

Prendendo i dati relativi al grafico di variazione di potenza elettrica massima erogabile in funzione della temperatura di sala macchine e interpolandoli si può ottenere la curva desiderata. Poiché dal grafico la funzione appare continua a tratti si è scelto di approssimarla allo stesso modo anche su Excel.

$$y = -135,4x + 15046 \quad x \geq 40^{\circ}\text{C} \quad (1.17)$$

$$y = -20x + 10430 \quad 35^{\circ}\text{C} \leq x \leq 40^{\circ} \quad (1.18)$$

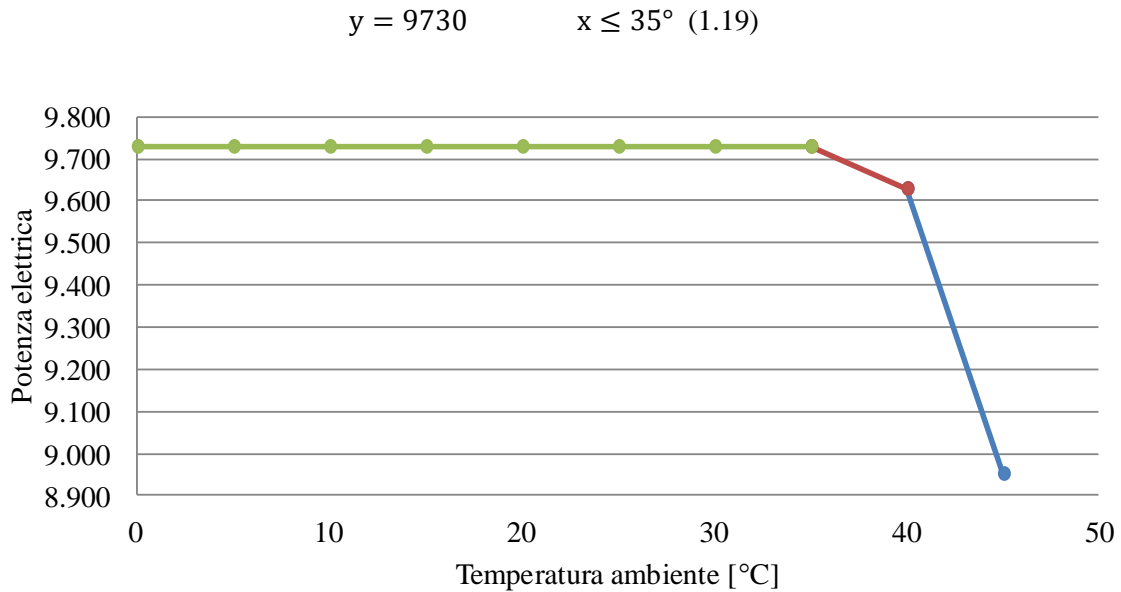


Figura 1.21 Potenza elettrica massima erogabile in funzione della temperatura di sala macchine

Queste relazioni valgono per la produzione elettrica lorda del motore al massimo del regime. Il programma prenderà sempre come riferimento la potenza elettrica netta, quindi è necessario sottrarre a quella lorda gli ausiliari. Quando il motore lavora a carico parziale si moltiplica la potenza elettrica in condizioni nominali (Temperatura ambiente=25 °C) ai regimi corrispondenti nei punti di funzionamento per il rapporto tra potenza massima erogabile ad una determinata temperatura di sala macchine e potenza elettrica massima in condizioni nominali. In questo modo si hanno quattro nuovi punti di funzionamento da cui è possibile costruire la curva potenza elettrica e regime di carico.

Per quanto riguarda la potenza termica, si hanno informazioni più dettagliate, infatti è funzione sia della temperatura ambiente che quella della sala macchine.

I grafici in Allegato 1, mostrano la variazione della potenza termica in funzione della temperatura ambiente per una differenza di temperatura tra quella della sala macchine e quella ambiente di 0 °C, 5°C, 10°C, 15°C. Osservando i grafici si può notare come le curve di potenza termica traslino verso il basso all'aumentare di questa differenza di temperatura. In particolare si ha una traslazione di 10°C ogni 5°C di aumento di temperatura (quindi 2°C ogni aumento di °C di temperatura).

Dunque si costruisce la curva continua a tratti su Excel interpolando i dati, ma i punti di potenza termica interpolanti vengono messi in funzione della differenza di temperatura tra quella della sala macchine e quella ambiente. In questo modo quando verranno impostate le temperature nel programma, i punti interpolanti subiranno una traslazione verso il basso pari a $2\Delta T$.

La potenza termica, funzione della temperatura ambiente e della sala macchine, è quella massima recuperabile per la produzione di acqua calda. Per trovare gli altri punti di funzionamento del motore a carico parziale in modo tale da costruire la curva Potenza termica-Regime di carico si ricava il rapporto tra la potenza termica massima recuperabile ad una determinata temperatura ambiente e la potenza termica in condizioni nominali (quindi

a Temperatura ambiente=25 °C). Questo rapporto moltiplicato per la potenza termica a temperatura ambiente a carichi parziali permette di trovare i nuovi valori di potenza termica a differenti regimi. Così facendo si ottengono i nuovi punti per costruire la curva di potenza termica funzione del regime e della temperatura ambiente.

$$y = -1,45x + 4617,3 \quad (1.20)$$

$$y = -10,2x + 4836 \quad (1.21)$$

$$y = -19x + 5100 \quad (1.22)$$

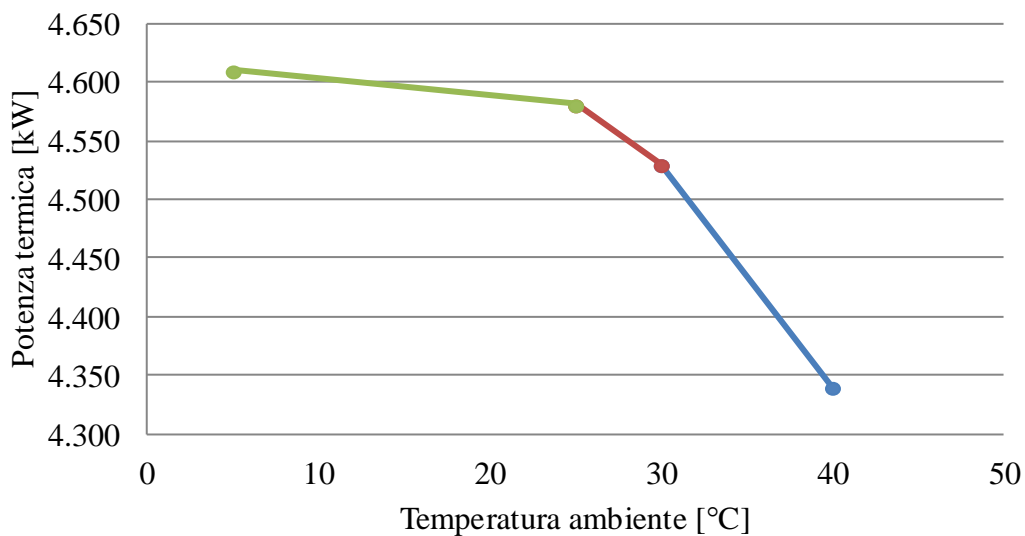


Figura 1.22 Potenza termica massima recuperabile in funzione della temperatura ambiente

Resta da individuare la dipendenza tra rendimento elettrico (a regime di carico al 100%) e temperatura ambiente. Tale relazione è disponibile sul libro “La microcogenerazione a gas naturale” riportato in [3]. In Figura 1.23 è rappresentata tale curva, ricavata a partire dai dati del testo.

Definendo il rapporto tra rendimento elettrico (a regime di carico al 100%) in condizioni nominali e quello invece in funzione della temperatura ambiente e considerandolo costante, si possono calcolare i valori degli altri punti di interesse a diversi regimi di carico, sempre in funzione della stessa temperatura ambiente. Così facendo, si ottengono dei nuovi punti di interesse da cui partire per costruire la curva caratteristica Heat Rate-Temperatura ambiente.

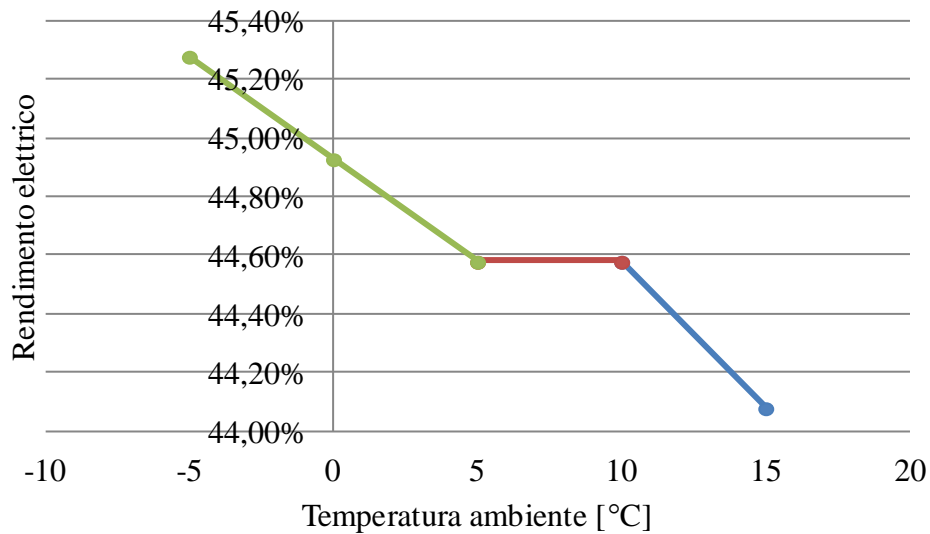


Figura 1.23 Variazione del rendimento elettrico del motore in funzione della temperatura ambiente

Per quanto riguarda la turbina a gas sono stati effettuati dei test da General Electric Energy che hanno fornito la variazione di potenza elettrica massima erogata in funzione della temperatura ambiente (i dati sono stati forniti su un file Excel). Ci sono numerosi punti significativi e da questi si può costruire la curva Potenza-Temperatura ambiente come fatto precedentemente per i motori. La curva risultante non ha una forma molto precisa, per garantire dunque maggiore uniformità tra i dati, si è preferito spezzarla in intervalli di temperature in modo tale da trovare relazioni più corrette.

Le curve individuate sono:

$$y = -0,0395x^4 - 1,0147x^3 - 13,213x^2 - 229,23x + 47543 \quad (1.23)$$

$$y = -194,8x + 44941 \quad (1.24)$$

$$y = 0,0021x^5 - 0,2651x^4 + 12,389x^3 - 272,84x^2 + 2538,5x + 38837 \quad (1.25)$$

In Figura 1.24 sono rappresentate tali curve.

Si inseriscono poi le relazioni trovate nella casella Produzione elettrica lorda (100%) riferita alla turbina a gas, nella pagina di Excel *Dati tecnici* tenendo conto degli intervalli di temperatura. La casella riferita alla produzione elettrica della turbina a gas a regime di carico pari al 100%, nella tabella in cui sono presenti i punti di interesse, è uguale alla casella in cui si sono inserite le relazioni con la temperatura ambiente. A regimi parziali la produzione elettrica della turbina a gas si calcola come prodotto tra la produzione elettrica a regimi parziali in condizioni standard per il rapporto tra produzione elettrica massima (in funzione della temperatura ambiente) e nominale. Si suppone che questo rapporto si debba mantenere anche in condizioni di regime parziale. Si possono così individuare i quattro punti di interesse.

Capitolo 1

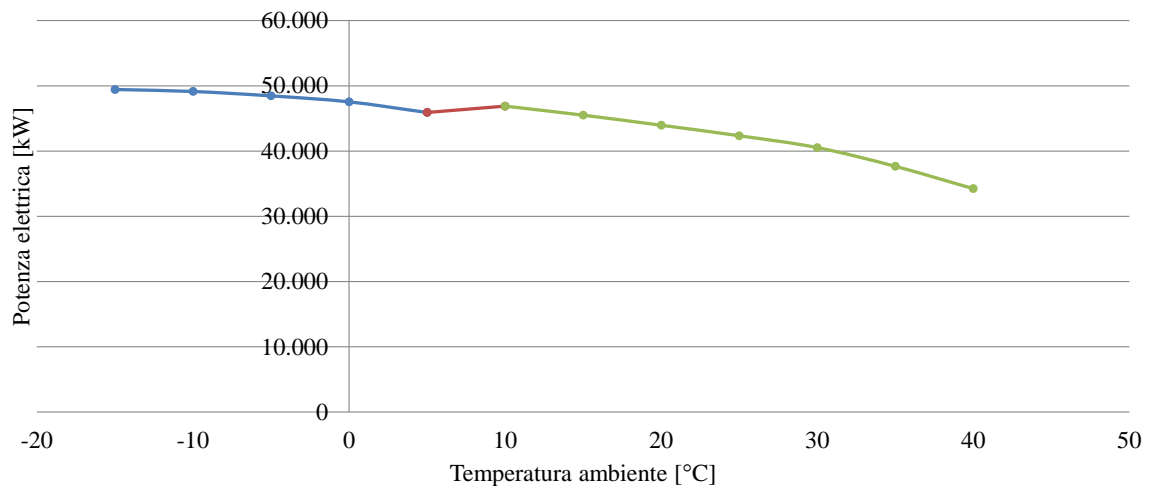


Figura 1.24 Potenza elettrica massima erogabile della turbina a gas in funzione della temperatura ambiente

Purtroppo per la turbina a gas non è presente una relazione tra potenza termica e temperatura ambiente: tuttavia considerando il rapporto tra potenza termica ed elettrica in condizioni nominali e moltiplicando questo rapporto per la potenza elettrica fornita in condizioni non standard si può trovare la potenza termica erogata sempre in condizioni non standard per tutti e quattro i punti di interesse.

Manca infine la relazione tra rendimento elettrico e temperatura ambiente.

La turbina a gas è una turbina aero derivativa di cui si conosce la variazione % del consumo specifico rispetto alla temperatura ambiente. Il consumo specifico è circa 0 fino a 15 °C mentre inizia ad aumentare in seguito con l'innalzamento della temperatura. In particolare aumenta dell'1% ogni 5 °C.

Si ricava dunque in condizioni standard il consumo specifico tramite il rendimento e il PCI a regimi parziali dei punti di interesse:

$$\text{Consumo specifico} = \frac{1}{\eta * \text{PCI}} \quad (1.26)$$

La relazione tra variazione percentuale del consumo specifico e temperatura ambiente è:

$$\text{Variazione Consumo specifico \%} = \frac{1\%}{5} * (T - T_{\text{standard}}) \quad (1.27)$$

Si può conoscere dunque il consumo specifico reale legato alla temperatura ambiente riscrivendo la relazione 1.27:

$$\text{Consumo specifico} = \text{Consumo specifico std.} * \frac{1\%}{5} * (T - T_{\text{standard}}) + \text{Consumo specifico std.} \quad (1.28)$$

Si inserisce questa relazione nelle caselle apposite della tabella punti di interesse con variazione di temperatura ambiente nella pagina di Excel *Dati tecnici*.

Invertendo poi la relazione 1.26 si può ricavare il rendimento che viene inserito sempre nella tabella con variazione di temperatura ambiente.

A questo punto si conoscono tutti i punti di interesse in funzione della temperatura esterna. In Figura 1.25 è rappresentata la variazione percentuale del consumo specifico in funzione della temperatura ambiente.

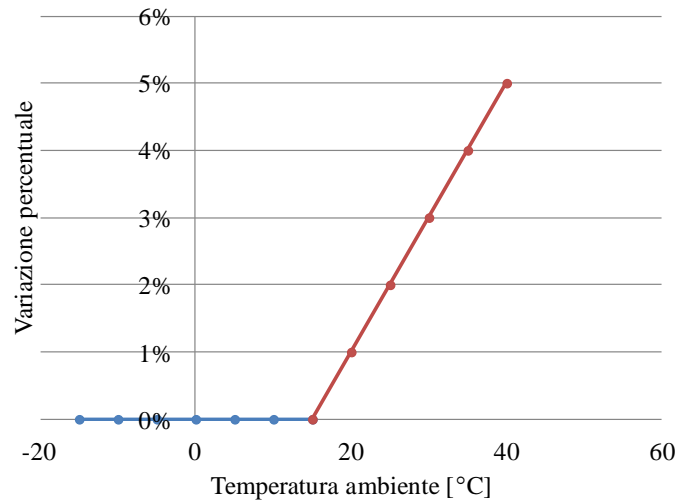


Figura 1.25 Variazione percentuale del consumo specifico della turbina a gas in funzione della temperatura ambiente

2 Primo modello: Impianto cogenerativo costituito dai motori e dalle caldaie

L'installazione delle caldaie e dei motori endotermici a San Donato Milanese è avvenuta nel periodo tra Maggio e Giugno 2014, mentre quella della turbina a gas e dei serbatoi di accumulo è stata prevista per Novembre/Dicembre 2014.

Nel periodo antecedente alla completa definizione dell'impianto la richiesta termica ed elettrica continuavano a permanere. Enipower dunque ha previsto il funzionamento dell'impianto anche solo con i motori e le caldaie.

E' stato utile di conseguenza elaborare un programma attraverso VBA [12] che tenesse conto soltanto della presenza di queste unità produttive per poter prevedere l'esercizio ottimo nei mesi successivi.

L'ottimizzazione è stata eseguita sia per i mesi richiesti del 2014 che per l'intero anno 2015. Considereremo la simulazione dell'anno 2015, in modo tale da poter fare un confronto con i modelli d'impianto costituiti dalla turbina a gas e dall'accumulo termico.

Il programma esegue un'ottimizzazione tecnico-economica oraria variando i regimi di carico dei motori e delle caldaie. Ogni ora viene calcolato il margine di contribuzione considerando tutti gli assetti possibili d'impianto. L'assetto migliore sarà quello con il margine di contribuzione massimo orario.

La simulazione viene eseguita sia a livello settimanale che annuale.

2.1 Dati in ingresso nel primo modello

2.1.1 Carichi termici ed elettrici

Per simulare l'andamento delle diverse macchine sono necessari i carichi di richiesta termica ed elettrica. A tal proposito sono a disposizione per ogni mese dell'anno 2015 la richiesta termica ed elettrica oraria per tre giornate tipo: feriali, Sabato e festivo. Risultano più alte nei giorni feriali e tendono ad assumere una forma a campana, mentre nelle giornate di Sabato e dei festivi assumono una forma più spianata. I carichi termici sono presenti anche durante i mesi estivi in quanto presso le utenze di TLR sono situati dei frigoriferi ad assorbimento per il raffrescamento estivo. L'energia termica distribuita è di 232 GWh nell'arco di un anno, il 65% in inverno per il riscaldamento e il 35% in estate per il raffrescamento. Dalle Figura 2.1, Figura 2.2 e Figura 2.3 risulta infatti che l'energia termica richiesta è molto superiore nei mesi invernali piuttosto che quelli primaverili o estivi.

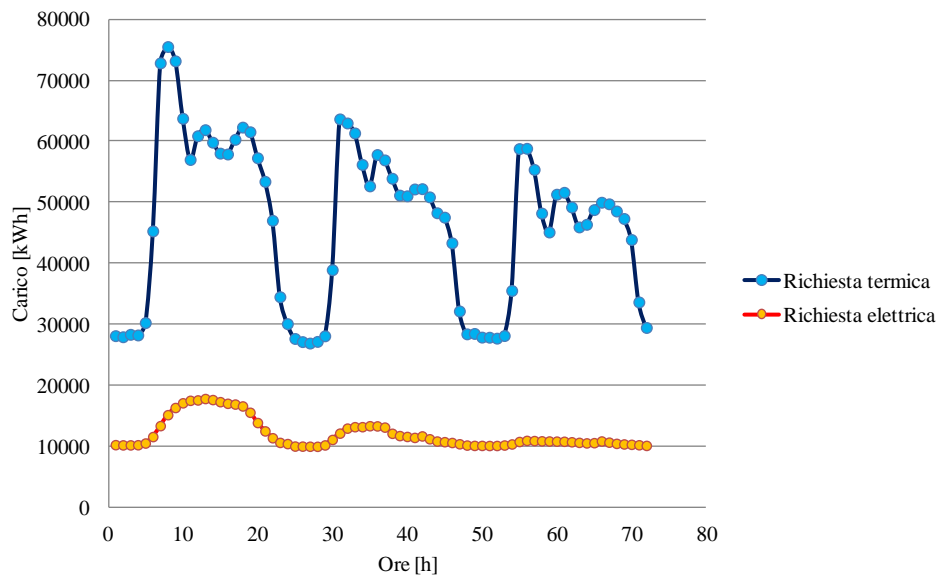


Figura 2.1 Richiesta termica ed elettrica nelle giornate di Venerdì, Sabato, Domenica del mese di Dicembre

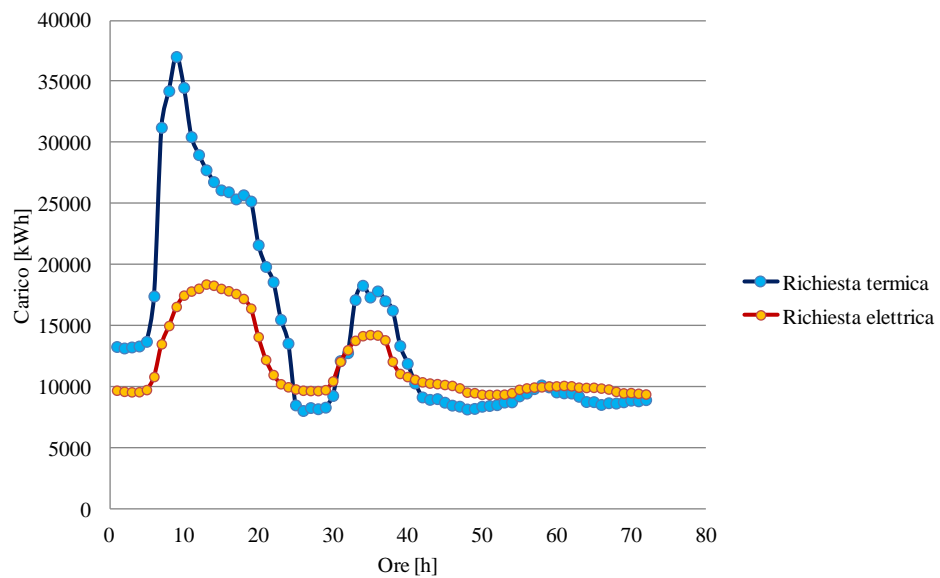


Figura 2.2 Richiesta termica ed elettrica nelle giornate di Venerdì, Sabato, Domenica del mese di Maggio

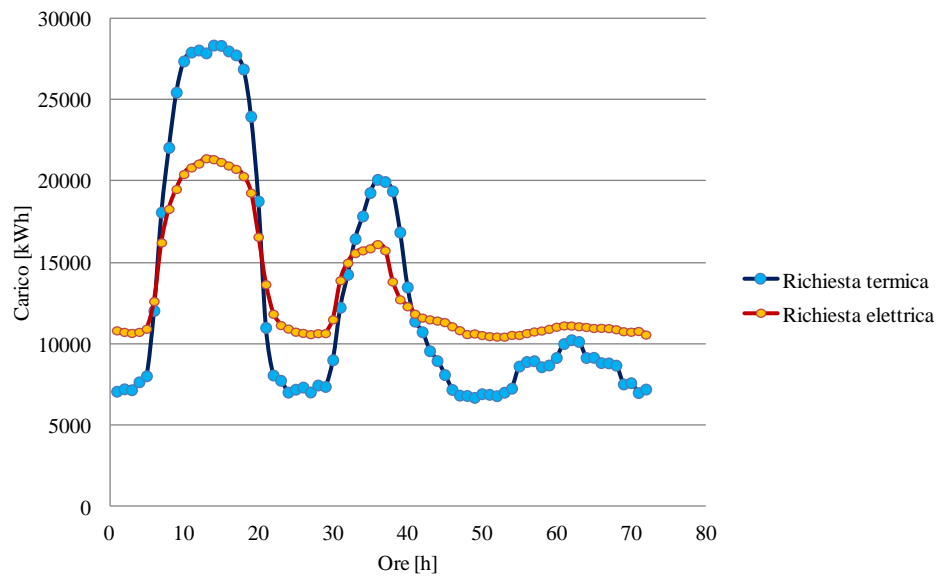


Figura 2.3 Richiesta termica ed elettrica nelle giornate di Venerdì, Sabato, Domenica del mese di Luglio

2.1.2 Dati di input

Il programma ha bisogno di una serie di dati per avviare la simulazione e devono essere introdotti manualmente. Nel file di Excel in cui poi viene avviata la simulazione c'è una pagina dedicata ad ogni tipo di dati che è necessario immettere: *Dati tecnici*, per caratterizzare le macchine, *Utenze*, per inserire la richiesta termica ed elettrica di ogni mese (in kWh), *Prezzi*, in cui invece bisogna immettere i prezzi di energia elettrica relativi al PUN, al prezzo zonale, il costo del gas, il costo della CO₂ e gli oneri di rete.

Più nello specifico i dati introdotti in *Prezzi* sono: Costo CO₂, Oneri di trasporto, CCT ossia il corrispettivo per l'assegnazione del diritto di utilizzo della capacità di trasporto, PUN e Prezzo zonale Nord. Invece in *Dati tecnici*: PCI ossia potere calorifico inferiore della caldaia, Consumo specifico della caldaia, Prezzo di raffreddamento, Prezzo zonale di immissione, Costo dell'olio del motore, Consumo dell'olio del motore, Costo dell'urea, Consumo dell'urea, Costi di manutenzione, Coefficiente di perdite di TLR.

Tutti i valori introdotti in *Dati tecnici* rimangono circa durante l'anno mentre il prezzo zonale di immissione dell'energia elettrica e il PUN, introdotto in *Prezzi*, variano ora per ora. Il prezzo di acquisto di energia elettrica dalla borsa è pari al PUN più gli oneri di rete, mentre quello di vendita è pari al prezzo zonale.

Il costo del gas, della CO₂, il CCT e gli oneri di trasporto variano mensilmente.

I valori sono stati forniti dall'azienda Enipower. In Tabella 2.1 vengono elencati i principali dati immessi nel programma.

Nel modello vengono tenute in conto anche le perdite termiche della rete di teleriscaldamento che sono circa il 10% della produzione totale. Dunque il programma considera questo fattore aumentando la produzione per garantire il corretto soddisfacimento del carico.

Dati generici	u.d.m	valore	Dati motore	u.d.m	valore
Costo CO2	€/ton	4,43	Costo olio motore	€/kg	3,5
Stima oneri di rete	€/MWh	50	Consumo olio motore	kg/MWh	0,125
CCT	€/MWh	2	Costo urea	€/kg	0,25
PCI caldaia	kcal/Smc	8250	Consumo urea	kg/MWh	2,65
Consumo specifico caldaia	Sm ³ /kWh	0,113	Costo O&M	c€/kWh	0,4
Raffrescamento	€/MWh	28			
Coefficiente perdite TLR		0,9			

Tabella 2.1 Dati di input immessi nel programma relativo al primo modello

Nel costo del gas vengono considerate le accise per la rete di teleriscaldamento, che tuttavia risultano molto basse.

Infatti essendo la potenza elettrica installata per la cogenerazione pari ad almeno il 10 per cento della potenza termica erogata all'utenza, gli impianti adibiti al teleriscaldamento hanno la possibilità di accedere alle accise ad uso industriale anche se destinate ad usi civili, come stabilito dal Decreto Legislativo [13].

Infatti per consumi annui di gas naturale maggiori di 1560 Sm³, destinati a usi civili (le strutture sanitarie non rientrano nell'accisa industriale), l'accisa vale 0.186 €/Sm³; per l'accisa industriale vale 0.0124983 €/Sm³ per consumi inferiori a 1.2 MSm³/anno, altrimenti, come per lo studio in oggetto, è di 0.0074988 €/Sm³, in quanto il consumo di gas naturale supera tale limite.

Con la Legge Regionale Lombarda [14], è disapplicata l'addizionale regionale sull'imposta del consumo di gas metano come combustibile.

Altri valori di input sono quelli riferiti alla manutenzione dei motori. Nel caso in cui un motore fosse in manutenzione, allora non potrebbe soddisfare l'utenza. Nelle ore in cui il motore è fermo si assegna il valore di 0 nella casella Manutenzione Motore 1 (o Motore 2) nella pagina *Dati tecnici* di Excel. Se invece il motore lavora normalmente si assegna il valore di 1. In seguito il programma in base al numero di motori disponibili troverà la soluzione ottima.

Per definire meglio le macchine innanzitutto bisogna inserire i valori limite massimo e minimo di carico dei motori. Generalmente il valore minimo è il 30% della potenza elettrica massima mentre quello massimo è il 100%. Tuttavia se per ragioni tecniche o semplicemente per delle prove, si volesse abbassare il valore massimo o alzare quello minimo lo si potrebbe fare dunque manualmente.

Nel programma l'energia termica e elettrica oraria fornita dai motori variano in funzione del regime di carico del motore e così anche i rendimenti elettrici. Di conseguenza sono necessarie delle curve che descrivano tale variazioni.

Nel Cap. 1.6 si è spiegato come sono state ricavate le curve di funzionamento. Per determinare le curve di produzione elettrica e termica in funzione dei regimi dei motori sono necessari dei punti di interesse che nel caso in questione sono la produzione elettrica netta e termica ai regimi del 100%, 75%, 50%, 30% che è possibile ricavare dalle schede tecniche.

Inserendo dunque i punti nella tabella *Punti di interesse* di Excel e inserendo i valori di Temperatura ambiente e di sala macchine nelle caselle apposite si ricavano in automatico i punti di interesse in funzione di queste due variabili e i risultati vengono stampati nella tabella *Punti di interesse con variazione Tambiente e Tsala macchine*.

Per quanto riguarda i punti di interesse associati al parametro Heat Rate in funzione del regime del motore si ricavano a partire dalla curva di Heat Rate e Produzione elettrica presente nella scheda tecnica. Inserendo tali coefficienti nella Tabella *Coefficienti curve* si ricavano in automatico i quindici punti di interesse nella Tabella *Punti di interesse* che correlano l'Heat Rate al carico del motore. Conoscendo adesso tutti i punti di interesse le curve di funzionamento sono determinate nei grafici sottostanti: dalla loro lettura si ricavano i coefficienti che devono essere poi inseriti sempre nella Tabella *Coefficienti curve*.

COEFFICIENTI CURVE	a	b (x)	c (x ²)	d (x ³)	e (x ⁴)	f (x ⁵)	g (x ⁶)
Potenza termica/regime	-417	8830	-3832	0	0	0	0
Potenza elettrica/regime	1,00E-11	9438	0	0	0	0	0
Heat Rate/regime	12957	5725,1	-94626	217395	-198081	64797	0,0001
Heat Rate/Potenza elettrica	12956,6	0,5884	-0,001	2,00E-07	-2,00E-11	7,00E-16	0

Tabella 2.2 Coefficienti delle curve caratteristiche associate ai motori endotermici

Bisogna ricordare che tutti i punti di interesse delle macchine sono in funzione della temperatura ambiente e di sala macchine.

2.2 Programma del primo modello

Il programma principale esegue un confronto tra i diversi assetti costituiti dalle unità produttive.

Il confronto è orario e deve essere ripetuto per le ore necessarie ad eseguire l'ottimizzazione. Considereremo una settimana per poi poter confrontare i risultati ottenuti con i programmi in cui sono presenti la turbina a gas e l'accumulo termico.

I motori hanno la precedenza, ossia sono i primi ad intervenire per soddisfare l'utenza termica ed elettrica. Rispetto alle caldaie infatti permettono di produrre energia elettrica e venderla all'utenza. L'utilizzo delle caldaie implica l'acquisto dell'energia elettrica dalla borsa. I ricavi associati alle caldaie derivano solamente dalla vendita di calore alle utenze private.

Le caldaie dunque intervengono quando i motori non sono più in grado di soddisfare l'utenza termica al massimo del regime.

Il programma si può suddividere in tre parti principali: la prima in cui vengono memorizzati tutti i valori scritti manualmente sulla pagina di Excel attraverso dei vettori e delle variabili, la seconda in cui il programma esegue l'ottimizzazione e una terza in cui vengono stampati i risultati.

Per prima cosa è necessario caricare i valori di input nel programma che sono stati inseriti nelle pagine *Utenze, Prezzi e Dati tecnici* di Excel. E' presente una macro apposta che

memorizzi i valori in ingresso associandoli a delle variabili. Per ragioni di comodità e per rendere più veloce il programma i valori di energia termica ed elettrica orarie fornite e l'Heat Rate per ogni carico dei motori vengono memorizzati su dei vettori anziché venir calcolati puntualmente in funzione del regime ogni volta che necessario.

Il programma è strutturato a livelli gerarchici, ciò significa che possiamo individuare una macro generica che, partendo dalla prima ora, utilizzando dei cicli for annidati, esegue tutte le combinazioni possibili dei regimi di carico dei motori (quindi di energia termica ed elettrica fornita). I regimi variano da un valore minimo ad un valore massimo che sono inseriti manualmente nella pagina *Dati tecnici* di Excel e poi memorizzati nei vettori. L'energia termica fornita dalle caldaie non è associata ad una variazione di regime come per i motori, ma viene calcolata per differenza tra la richiesta termica e l'energia fornita dai motori (vedere Sez.2.2.1).

All'interno della macro più generica c'è il cuore del programma, ossia la logica di funzionamento dell'impianto.

In Figura 2.4 è possibile osservare lo schema a blocchi relativo alla macro che varia i regimi delle macchine. Chiameremo blocco 1 l'ottimizzazione riferita alla prima ora. Tale ottimizzazione viene ripetuta in modo identico per tutte le ore della settimana e poi dell'anno 2015.

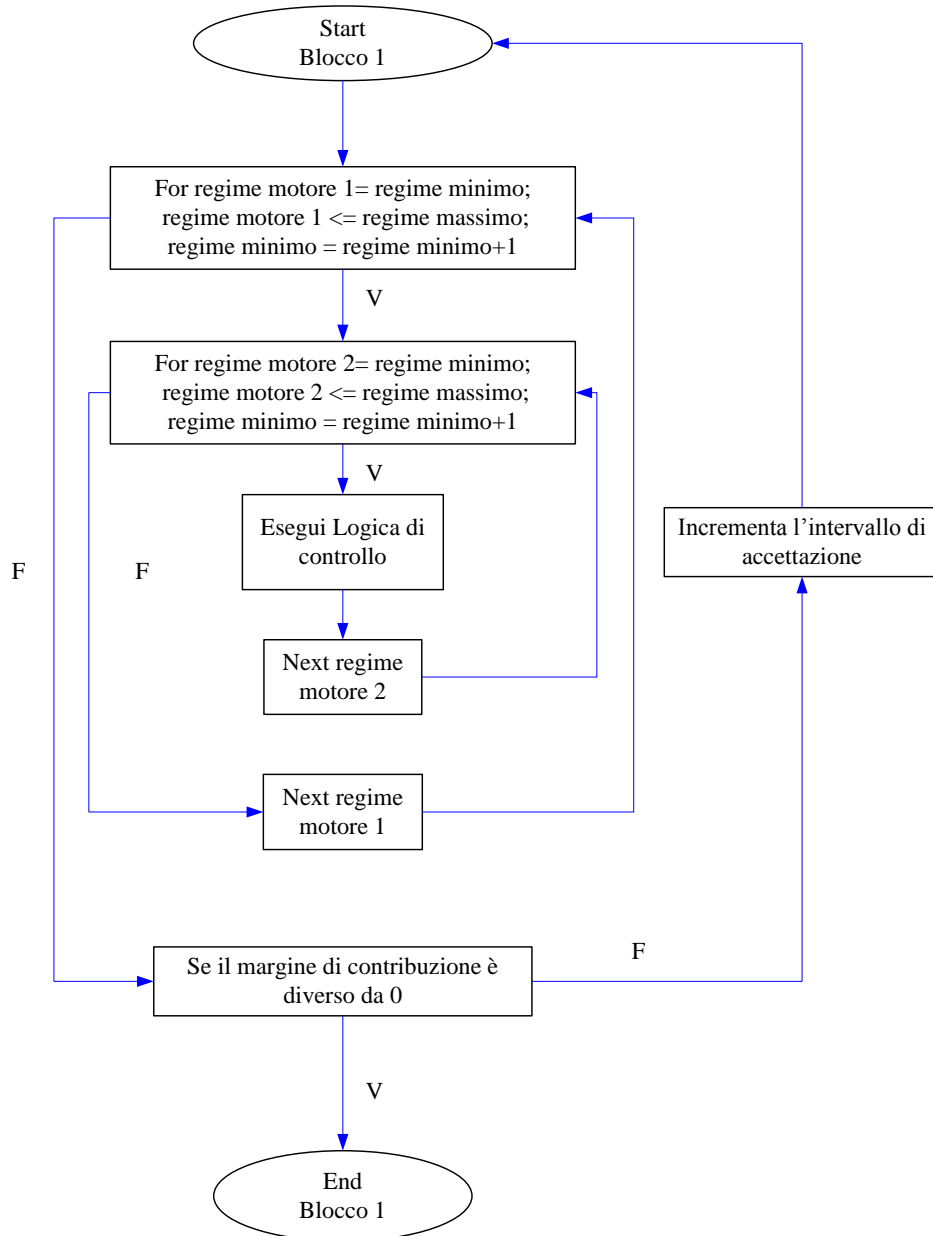


Figura 2.4 Schema a blocchi riferito alla macro associata ad un confronto orario delle unità produttive nel primo modello

2.2.1 Logica di funzionamento

In questa sezione verrà descritta la logica di funzionamento adottata per stabilire l'assetto produttivo migliore a partire dalla richiesta termica ed elettrica oraria.

Enipower ha voluto considerare l'opzione di poter tenere uno dei motori in manutenzione.

In questo caso il programma stampa i risultati non considerando o l'uno o l'altro motore o entrambi. Come spiegato precedentemente in Sez. 2.1.2, ci sono delle caselle apposite per esprimere il funzionamento dei motori in determinate ore e i valori da inserire sono 1 se il motore non è in manutenzione e 0 in caso contrario.

Nel caso in cui i motori funzionassero entrambi in una determinata ora allora il programma assegna come valore massimo di carico dei motori il 100%.

Se uno dei due motori non funzionasse (o entrambi non funzionassero) allora il valore massimo di regime sarebbe 0. Questo permetterebbe di eseguire sempre lo stesso programma escludendo un motore nel caso non fosse in funzione.

Il programma riferito alla logica di funzionamento viene eseguito tante volte quanti sono i regimi di carico a cui possono andare i motori, tenendo conto delle combinazioni reciproche. Consideriamo dunque il caso in cui entrambi i motori non siano in manutenzione: Per prima cosa viene fatto un confronto tra l'energia termica che possono fornire entrambi i motori rispetto alla richiesta.

Dunque il programma verifica che la somma dell'energia termica fornita dai motori (Q_{MCI_1} , Q_{MCI_2}) sia inferiore alla richiesta termica e che sia uguale all'energia termica massima possibile prodotta da entrambi i motori. Se siamo dentro questo caso significa che i carichi dei motori sono al massimo e che entrambi i motori non bastano a soddisfare l'utenza. E' necessario dunque accendere le caldaie e l'energia termica che forniranno nell'arco di un'ora sarà pari alla differenza tra la richiesta termica e la somma dell'energia termica fornita dai motori (a massimo carico). La relazione è:

$$Q_{caldaie} = \text{Utenza termica} - (Q_{MCI_1} + Q_{MCI_2}) \quad (2.1)$$

Successivamente viene richiamata la macro per il calcolo del margine di contribuzione nell'ora specifica a partire dai valori di carico dei motori.

L'altra opzione è che la somma dell'energia termica fornita da entrambi i motori sia uguale alla richiesta. In questo caso le caldaie resteranno spente.

Tuttavia questa uguaglianza è difficile che si verifichi in quanto i valori di energia termica prodotti da un motore sono numeri discreti. Ad esempio il regime del motore al 100% corrisponde ad un'energia termica pari a 4581 kWh mentre al 99% corrisponde a 4569 kWh. E' opportuno quindi risolvere il problema imponendo che l'energia termica fornita dai motori non sia uguale alla richiesta termica ma che rientri in un intervallo i cui estremi sono le variabili int_1 e int_2 che vengono posti pari ad 1 in prima istanza (relazione 2.2)

$$\begin{aligned} Q_{MCI_1} + Q_{MCI_2} - \text{Richiesta termica} &< int_1 \quad e \\ Q_{MCI_1} + Q_{MCI_2} - \text{Richiesta termica} &> int_2 \quad (2.2) \end{aligned}$$

Nello schema a blocchi in Figura 2.4 i cicli for annidati si trovano dentro un ciclo while. A causa del problema appena specificato può succedere che qualsiasi somma di energia termica fornita dai motori calcolata attraverso i cicli for meno la richiesta non rientri nell'intervallo tra -1 e 1. Il programma dunque non riesce a calcolare mai la combinazione di regimi dei due motori in grado di soddisfare l'utenza e i valori stampati sarebbero poi pari a 0. Per evitare ciò è necessario incrementare gli estremi dell'intervallo. La logica sarebbe quella di incrementare i valori finché il programma non stampa un margine di contribuzione massimo

diverso da 0, nel qual caso infatti significa che è riuscito a trovare la combinazione ottima dei due motori.

Le caldaie vengono accese in caso di necessità, ciò significa che devono essere i due motori a soddisfare l'utenza. Se la richiesta termica fosse inferiore a ciò che riescono a produrre i due motori pur lavorando al minimo, il programma valuta comunque l'opzione di spegnere un motore. Infatti dentro i vettori di "memoria" dei regimi c'è anche il valore 0. Ciò significa che il modello considera anche la soluzione di tenere spento un motore senza però dover accendere le caldaie (ossia la richiesta termica deve essere comparabile con la produzione termica del motore funzionante). Nel caso in cui non sia in grado di soddisfare l'utenza da solo comunque il programma valuta l'accensione dell'altro motore proseguendo con i cicli for. Viene dunque richiamata la macro per il calcolo del margine di contribuzione massimo. Una volta calcolato il margine di contribuzione viene confrontato con quello massimo memorizzato fino a quel momento associato a differenti regimi di carico dei motori. Se il primo è maggiore del secondo allora il nuovo margine di contribuzione massimo sarà quello appena trovato e verranno memorizzati i valori associati ai regimi ottimi (ossia la produzione termica, elettrica, i costi, i ricavi, il margine di contribuzione etc.) su dei vettori: Infatti ogni volta che si valuta il margine di contribuzione delle macchine a differenti regimi le variabili utilizzate per i calcoli assumono valori diversi. Questa macro permette dunque di memorizzare i valori ottimi. Nel caso in cui il margine di contribuzione sia inferiore a quello massimo memorizzato il margine di contribuzione massimo resterà quello trovato precedentemente e così anche i valori assegnati ai vettori e i cicli for andranno avanti a valutare altri casi di carico dei motori.

Se uno dei due motori fosse in manutenzione, la logica di controllo sarebbe sempre la stessa come si è detto precedentemente, mentre ciò che cambierebbe sarebbe il valore massimo possibile di regime del motore. Dunque poi i calcoli verranno fatti considerando soltanto un motore funzionante.

Se i motori fossero entrambi spenti allora sarebbero solo le caldaie ad entrare in funzione. Poiché non producono energia elettrica, sarà necessario acquistarla dalla borsa dell'energia elettrica in modo tale da soddisfare l'utenza.

Nello schema a blocchi in Figura 2.5 è rappresentata la logica di funzionamento dei motori e le caldaie.

Nella prossima sezione verrà affrontato con maggiore dettaglio il calcolo del margine di contribuzione orario.

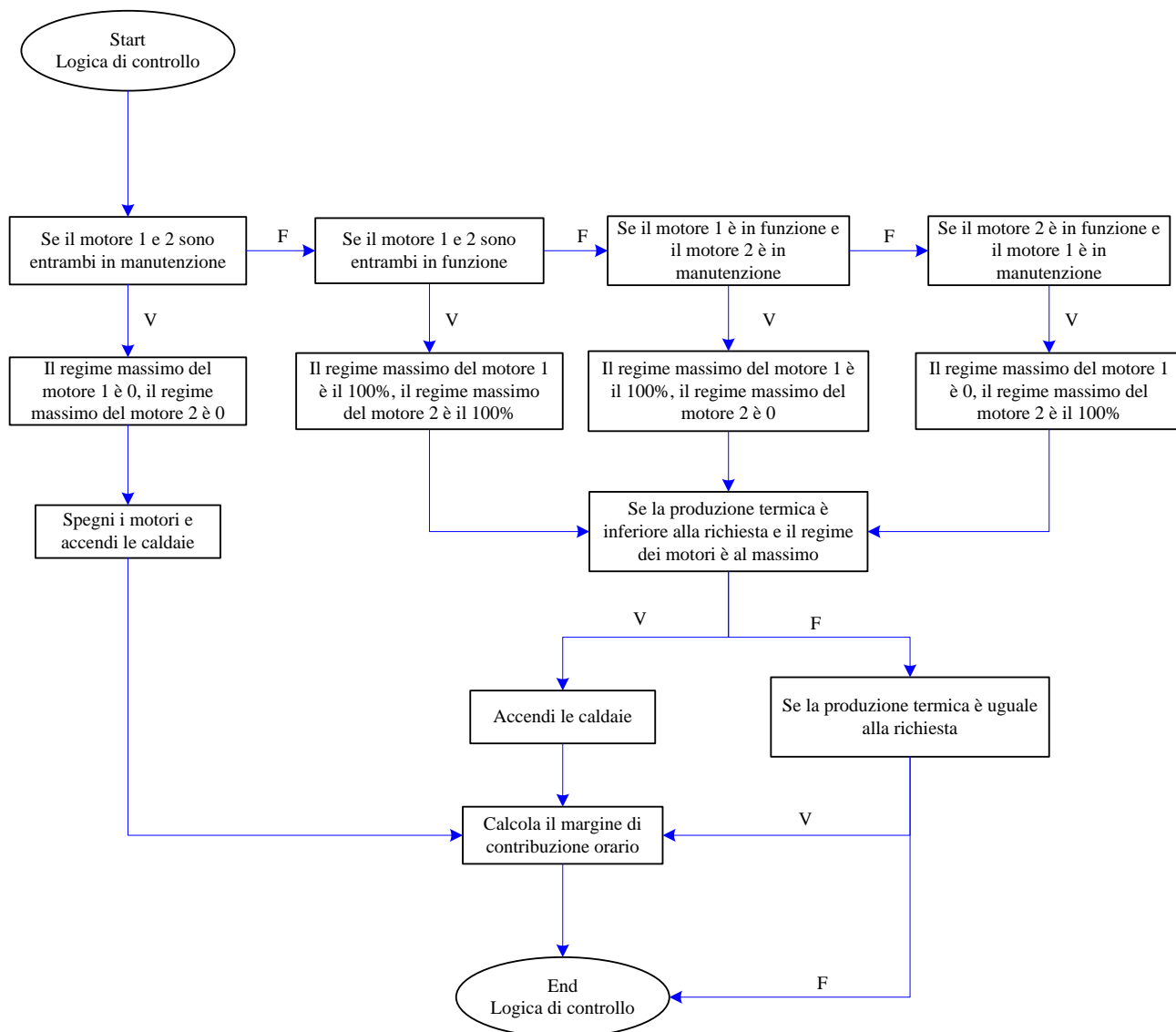


Figura 2.5 Schema a blocchi della logica di funzionamento delle unità produttive del primo modello

2.2.2 Calcolo del margine di contribuzione

Per calcolare il margine di contribuzione orario il programma esegue un calcolo dei ricavi e dei costi a partire dal valore assunto dalle variabili di produzione termica ed elettrica dei motori, di produzione termica delle caldaie e dei valori di Heat Rate di ogni componente. Per conoscere i ricavi o costi associati all'energia elettrica bisogna sapere se viene venduta all'utenza e alla rete nazionale o viene importata da essa per soddisfare la richiesta. L'impianto di Bolgiano ha come obiettivo quello di soddisfare l'utenza termica (l'impianto è in termico segue). L'energia elettrica prodotta dai motori quindi dipende dalla richiesta termica. Nel caso in cui non si riuscisse a soddisfare l'utenza elettrica, l'energia verrebbe prelevata dalla rete nazionale:

$$\text{Import} = \text{Richiesta elettrica} - \text{Totale produzione} \quad (2.3)$$

In caso contrario, ossia si ha un surplus di energia elettrica prodotta, l'energia viene venduta in borsa:

$$\text{Export} = \text{Totale produzione} - \text{Richiesta elettrica} \quad (2.4)$$

L'import di energia elettrica sarà ovviamente un costo, mentre l'export un ricavo.

E' necessario inoltre sapere i consumi di gas dei motori e della caldaia.

I consumi di gas (Sm^3/h) dei motori vengono calcolati come rapporto tra l'energia elettrica prodotta per l'Heat Rate e il potere calorifico inferiore del gas:

$$\text{Consumo gas motore} = \frac{\text{Energia elettrica motore} * \text{HR}}{\text{PCI}} \quad (2.5)$$

E' necessario considerare anche i costi di accensione dei motori. Durante l'accensione i motori consumano ulteriore gas. Per quantificare questi costi si è considerato un decremento di rendimento durante l'ora in cui viene acceso il motore. Il decadimento di rendimento considerato è del 7% rispetto al rendimento che il motore avrebbe in quell'ora.

Per quanto riguarda il consumo della caldaia, viene calcolato come prodotto tra l'energia termica fornita e il consumo specifico.

$$\text{Consumo gas caldaia} = \text{energia termica caldaia} * \text{Cons. specifico caldaia} \quad (2.6)$$

Conoscendo il costo del gas (introdotto manualmente su *Prezzi*) e moltiplicandolo per i consumi totali si trovano i costi totali dovuti al consumo di gas.

Bisogna considerare anche il costo della CO_2 prodotta, dunque si moltiplica il consumo di gas totale per il costo della CO_2 .

I motori inoltre consumano sia olio che urea: conoscendo il costo al kg di olio e moltiplicandolo per il consumo specifico di olio all'ora e per l'energia fornita dai motori e facendo lo stesso con l'urea si trovano i costi associati. Inoltre si possono tenere in conto anche i costi di manutenzione che si ottengono moltiplicando il costo specifico di manutenzione per l'energia elettrica fornita da entrambi i motori.

E' possibile adesso calcolare i ricavi e i costi totali: I ricavi dovuti all'energia elettrica prodotta si calcolano sommando i ricavi dovuti alla vendita di energia elettrica verso l'utenza privata al prezzo concordato da Enipower (per la rete privata) più l'esportazione di energia elettrica per il prezzo zonale Nord alla rete nazionale nel caso sia presente. I ricavi dovuti alla vendita di calore si calcolano come prodotto tra la richiesta termica e il prezzo di vendita di Enipower. Infine i costi totali sono calcolati come somma dei consumi di gas, dell'emissione di CO_2 , del costo dovuto all'import di energia elettrica dalla rete, che si calcola come prodotto tra energia prelevata dalla rete e il costo di tale prelievo che è pari al PUN più gli oneri di rete (ossia gli oneri di trasposto e di dispacciamento) e infine i costi di manutenzione dei motori più il consumo di olio e urea.

Il programma tiene conto anche dei ricavi associati ai certificati bianchi. Affinché possano essere conteggiati come ricavi l'impianto di cogenerazione deve essere CAR. Si rimanda al Sez. 1.5 per la definizione dei certificati bianchi. Tuttavia facendo un'analisi approssimativa, considerando il rendimento termico del motore pari al 22% e quello elettrico al 45%, si può subito dire che il rendimento globale sia pari a al 67% dunque minore del rendimento termico di soglia del 75%. Bisognerà dunque calcolare per ogni unità cogenerativa la parte di energia elettrica prodotta che si possa considerare tale e quella che invece non lo è. Tuttavia con un recupero così basso di calore non ci si aspetta che i motori possano essere considerati CAR. In tal caso non si potranno avere ricavi dovuti ai certificati bianchi.

Il margine di contribuzione orario sarà la somma dei ricavi dell'energia elettrica e del calore sottratti i costi.

$$\text{MDC} = \text{Ricavi calore} + \text{Ricavi energia elettrica} - \text{Costi totali} + \text{Ricavi certificati bianchi} \quad (2.7)$$

I prezzi di vendita del calore e di energia elettrica alle utenze private vengono calcolati tramite delle formule (fornite da Enipower) che sono funzione l'uno del prezzo del gas e l'altro del PUN.

Una volta che sono stati valutati tutti gli assetti possibili delle unità produttive, occorre stampare i vettori contenenti i valori ottimi che sono stati memorizzati per ultimi e a cui è associato il margine di contribuzione massimo.

La simulazione può essere eseguita sia a livello settimanale che annuale. In base alla simulazione prescelta, si lancia il programma associato.

Per conoscere i valori ottimi di un'intera settimana di un mese specifico o dell'anno intero, viene eseguito la logica di funzionamento dell'impianto per ogni ora del periodo prescelto e i risultati vengono stampati sulla pagine di Excel: *Risultati settimana tipo*, *Risultati anno 2015*.

Ciò che viene stampato sono i regimi ottimi dei motori, l'energia termica ed elettrica erogata da entrambi, l'energia termica fornita dalla caldaia se accesa, i consumi di gas associati, gli Import e gli Export, i costi, i ricavi, i margini di contribuzione orari e quello giornaliero.

E' presente anche un programma per confrontare i risultati ottenuti e poterli gestire manualmente direttamente sulla pagina di Excel anziché attraverso un programma. Tale pagina presenta un'interfaccia identica a *Risultati settimana tipo* ma si chiama *Programma confronto*.

Una volta che vengono stampati i risultati in *Risultati settimana tipo* si copiano i regimi ottimi trovati per incollarli nelle caselle corrispondenti in *Programma confronto*. Collegate alle caselle dei regimi ottimi ci sono le caselle associate ai consumi, ricavi, costi, all'energia termica e elettrica prodotta attraverso delle formule in funzione dei regimi stessi. Nel programma di ottimizzazione le formule sono dentro le macro, mentre nel programma di confronto sono direttamente sulla pagina di Excel. Ovviamente inserendo gli stessi regimi ottimi stampati dal programma i risultati saranno identici.

La centrale di cogenerazione di Bolgiano preferisce una soluzione manuale in modo tale da poter gestire meglio la situazione a seconda del contesto specifico.

In *Programma confronto* è presente un Alert se uno dei due motori o entrambi rimangono spenti in un'ora specifica. Si manifesta appena sopra dove vengono inseriti i regimi ottimizzati nell'ore specifiche e si costruisce attraverso le funzioni di Excel SE,O,CONTA.SE. L'Alert tiene conto dell'energia termica fornita dai motori nell'ora precedente e nell'ora successiva di ore specifiche. Se si verifica la condizione in cui prima e dopo di un'ora determinata i motori stanno erogando energia termica mentre nell'ora stessa sono spenti, la casella di Alert si colora di arancione e stampa la scritta "Attenzione"!

2.2.3 Analisi dei risultati

E' utile fare un confronto dei risultati nei diversi mesi dell'anno 2015. A tal proposito si considerano un mese invernale, uno primaverile ed uno estivo (Febbraio, Maggio e Luglio). Per ragioni di comodità nella visualizzazione dei grafici, si riportano solamente i risultati di un giorno feriiale, un Sabato e un festivo, anziché l'intera settimana. I risultati del giorno feriiale sono gli stessi per il resto della settimana.

Osserviamo il mese di Febbraio:

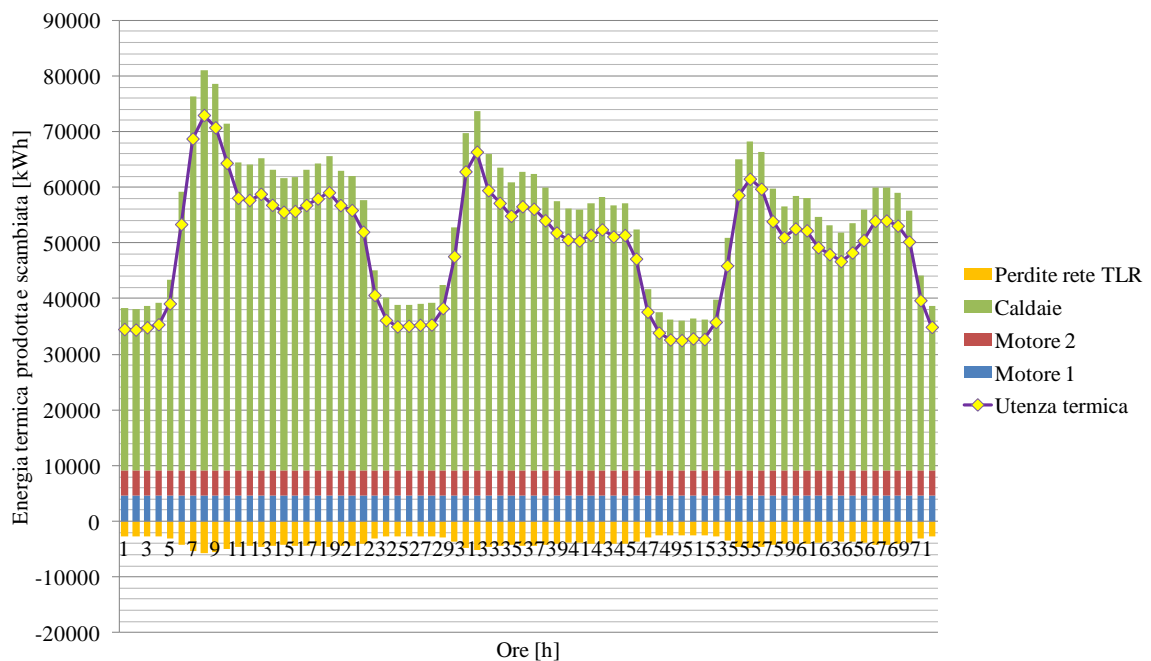


Figura 2.6 Produzione termica dei motori e delle caldaie, perdite termiche nella rete di teleriscaldamento e richiesta termica nel mese di Febbraio

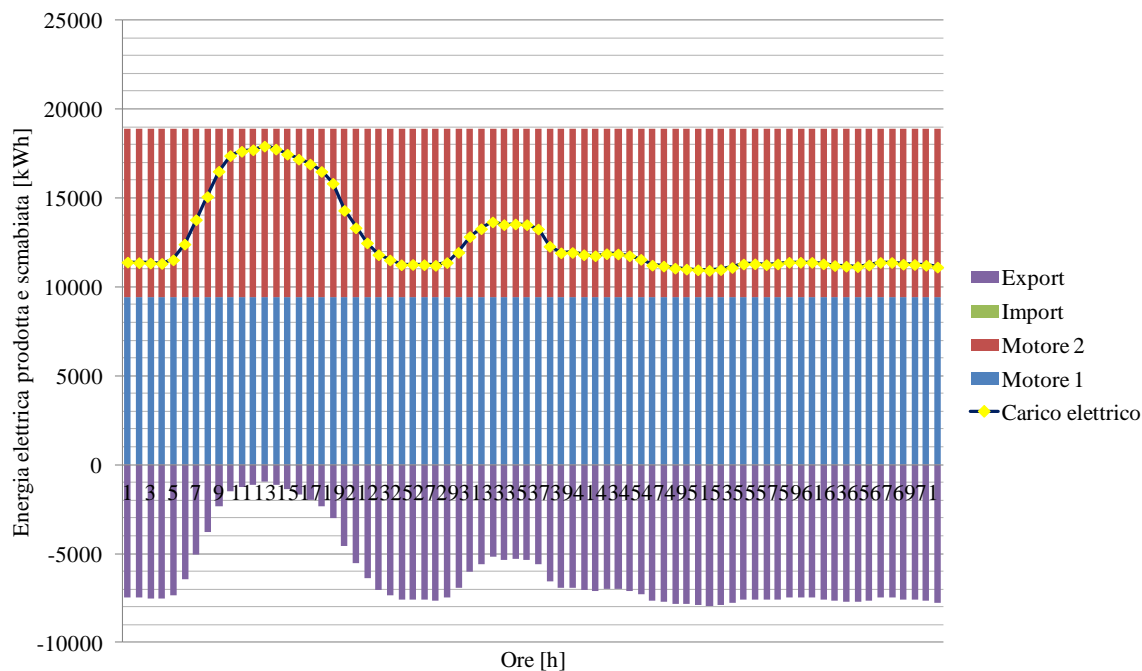


Figura 2.7 Produzione elettrica totale più Import ed Export dalla rete nazionale nel mese di Febbraio

Febbraio è sicuramente un mese in cui la richiesta di energia termica ed elettrica è alta. Essendo l’impianto di Bolgiano un impianto in termico segue, l’obiettivo primario è soddisfare l’utenza termica. I motori tuttavia forniscono al massimo soltanto 4581 kWh all’ora di energia termica mentre 9438 kWh di energia elettrica. Quindi ciò che risulta è che i motori forniscano il carico termico di base e le caldaie invece l’energia esatta necessaria per soddisfare la richiesta.

Si può osservare che la produzione termica supera la richiesta, in quanto sono state considerate le perdite della rete di teleriscaldamento che sono pari al 10% della produzione. Al contrario l’energia elettrica oraria prodotta dai motori è spesso superiore all’utenza elettrica, come si può osservare in tutte le 72 ore viene quindi venduta in borsa l’energia elettrica in surplus.

Nel mese di Maggio la richiesta termica diminuisce notevolmente (Figura 2.8), infatti la nuova stagione è più calda e quindi anche il calore fornito diminuisce. Ciò si verifica in modo particolare nelle giornate di Sabato e i festivi dovuto al fatto che probabilmente le persone approfittano del bel tempo per fare gite fuori porta. Per quanto riguarda la richiesta elettrica risulta simile al mese di Febbraio (Figura 2.9).

I risultati forniti dal programma mostrano un funzionamento dei motori al 100% nei giorni feriali, mentre si assiste ad una diminuzione di energia fornita dalle caldaie rispetto al mese di Febbraio (circa il 50% in meno). Nella giornata di Sabato e dei festivi invece la caldaie non entrano in funzione.

Per quanto riguarda la produzione elettrica invece si ha sempre un surplus di energia prodotta che equivale a energia poi venduta in rete. Nei giorni di Sabato e festivi i regimi sono molto alti anche se non al 100%, per questo l’energia elettrica prodotta risulta comunque elevata rispetto alla richiesta.

Primo modello: Impianto cogenerativo costituito dai motori e dalle caldaie

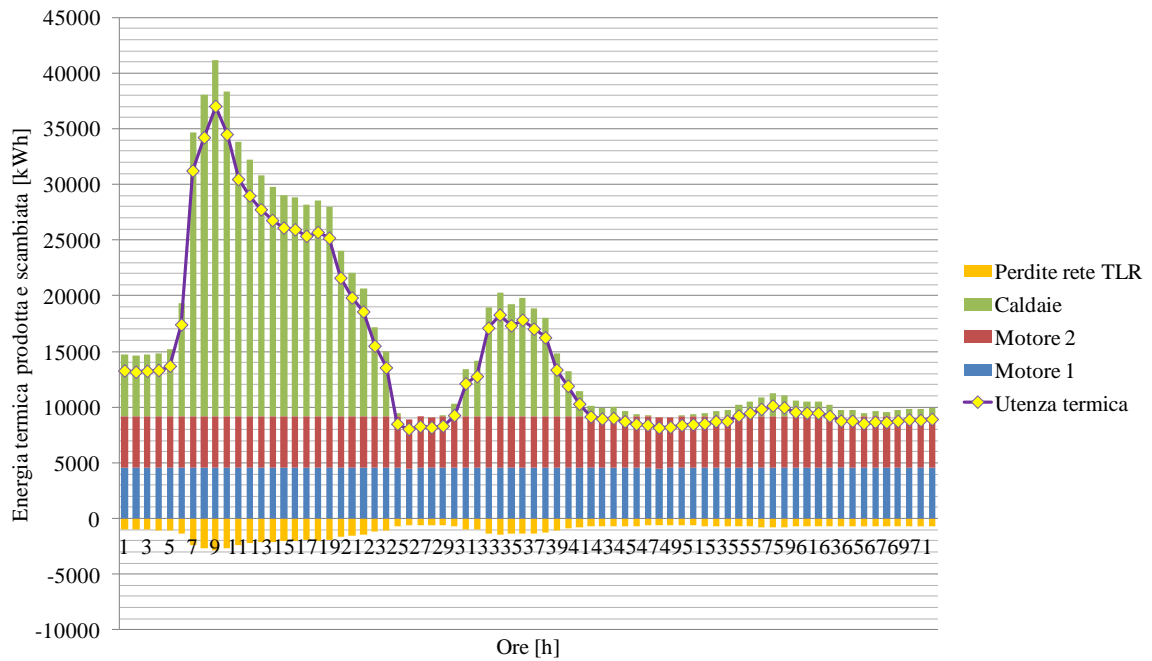


Figura 2.8 Produzione termica dei motori e delle caldaie, perdite termiche nella rete di teleriscaldamento e richiesta termica nel mese di Maggio

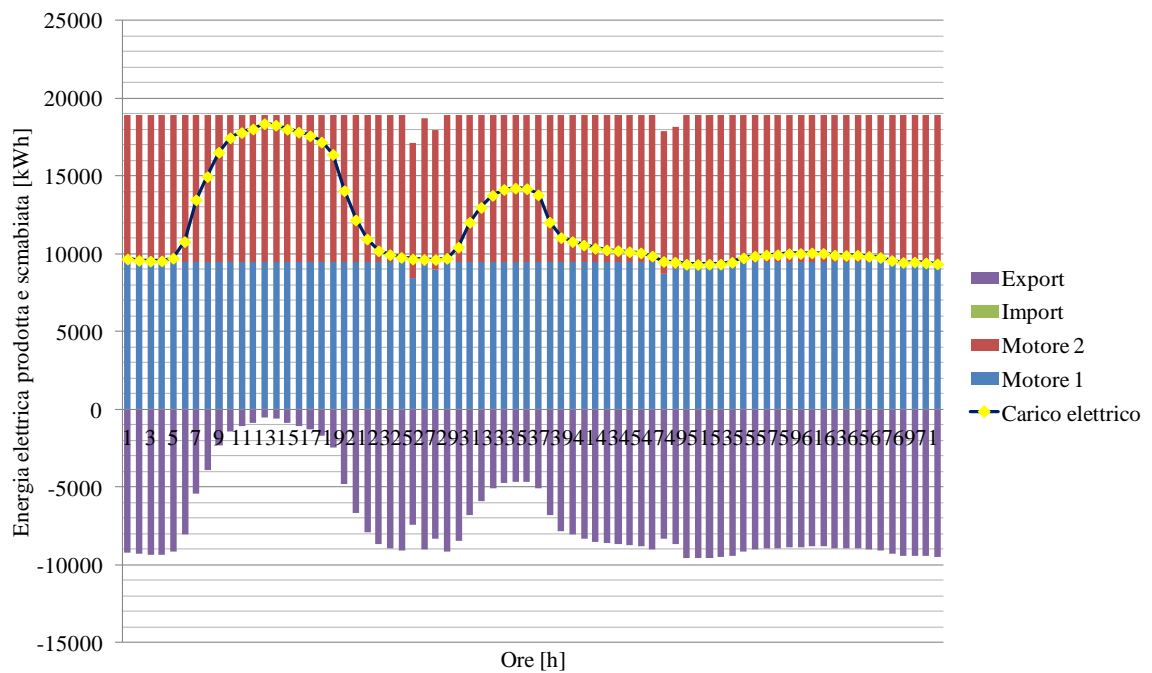


Figura 2.9 Produzione elettrica totale più Import ed Export dalla rete nazionale nel mese di Maggio

Capitolo 2

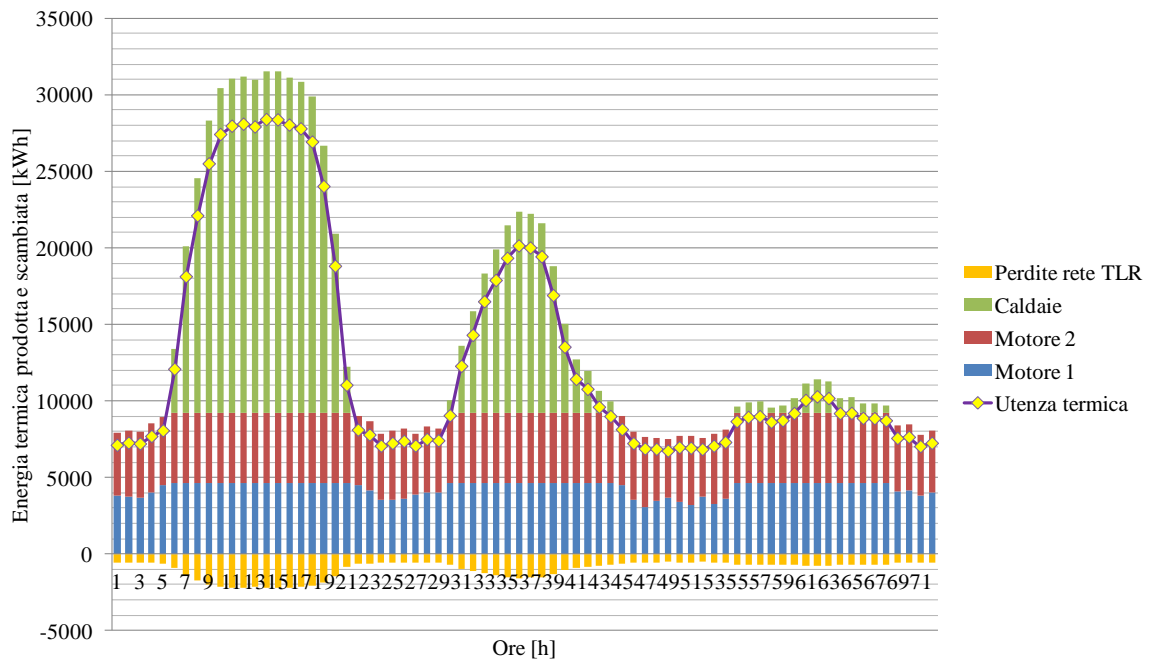


Figura 2.10 Produzione termica dei motori e delle caldaie, perdite termiche nella rete di teleriscaldamento e richiesta termica nel mese di Luglio

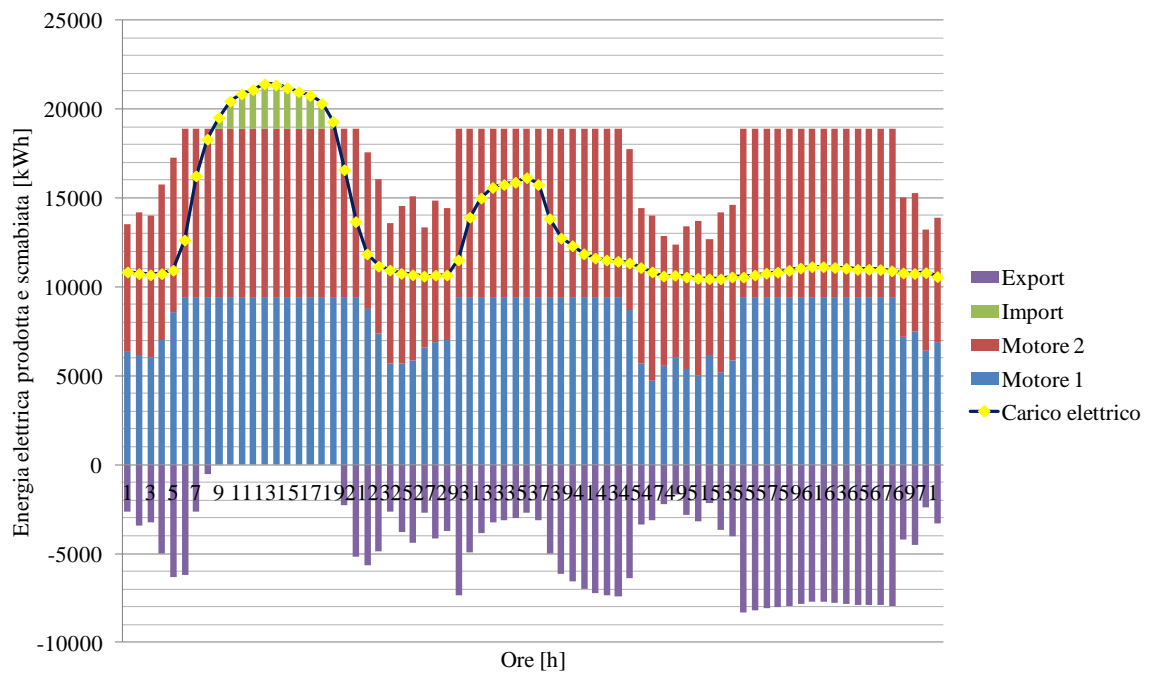


Figura 2.11 Produzione elettrica totale più Import ed Export dalla rete nazionale nel mese di Luglio

In Figura 2.10 possiamo osservare il mese di Luglio. L'utenza termica presenta picchi elevati nelle ore centrali delle giornate feriali e di Sabato: D'estate infatti la centrale di Bolgiano produce calore destinato al raffreddamento prodotto dai frigoriferi ad assorbimento. Nelle ore notturne, invece, la richiesta di calore è molto bassa, dunque i motori producono il necessario per soddisfare l'utenza termica. In queste ore parte dell'energia elettrica prodotta

viene venduta in borsa (Figura 2.11). Invece nelle ore diurne i motori vanno a massimo carico ed è spesso necessario l'ausilio delle caldaie. In queste ore anche la richiesta elettrica è elevata ed è maggiore della produzione. Risulta dunque necessario comprare energia elettrica dalla borsa.

Dai risultati ottenuti ci si può rendere conto che le caldaie entrano in funzione la maggior parte delle ore nell'anno. Dunque l'idea di utilizzare una turbina a gas è buona soprattutto per il fatto che si potrebbe produrre maggiore energia elettrica per poi venderla in rete e quindi aumentare il margine di contribuzione. Verificheremo ciò utilizzando il programma che opera un'ottimizzazione con i motori e la turbina a gas con l'opzione di buttare via il calore in eccesso.

2.2.4 Bilancio energetico annuale

E' utile analizzare i risultati relativi all'energia termica, elettrica e le perdite termiche prodotte nell'arco di un anno, nonché l'energia elettrica venduta e comprata dalla borsa.

Analizziamo innanzitutto i flussi energetici. Come si può osservare in Figura 2.12 in un anno di funzionamento dei motori e delle caldaie la maggior parte dell'energia termica prodotta è da parte delle caldaie (70% contro il 30% dei motori). Ciò significa che i motori da soli non sono in grado di soddisfare la richiesta termica, quindi la scelta di comprare la turbina a gas è più che giustificata. La presenza della turbina infatti consentirebbe anche una maggiore produzione elettrica con la possibilità di vendere l'energia alla borsa. Ciò è vero soprattutto nei mesi invernali: se osserviamo il grafico in Figura 2.13 in cui è rappresentata l'energia termica prodotta a Gennaio dai motori e dalle caldaie e quello in Figura 2.14 in cui invece è rappresentata l'energia termica prodotta nel mese di Luglio, possiamo vedere che i motori riescono a gestire meglio la richiesta termica, difatti le caldaie intervengono molto meno volte (a Gennaio producono l'84% dell'energia termica totale prodotta invece del 50% a Luglio).

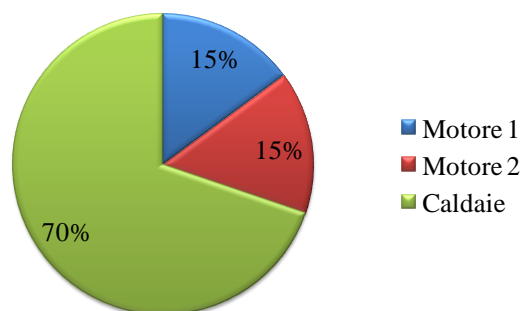


Figura 2.12 Energia termica prodotta in un anno di funzionamento

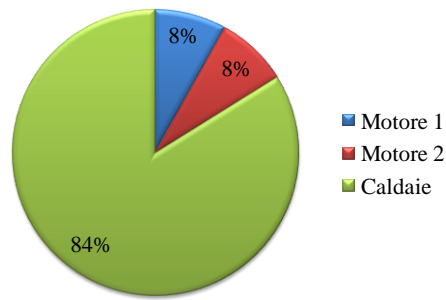


Figura 2.13 Energia termica prodotta dai motori e le caldaie nel mese di Gennaio

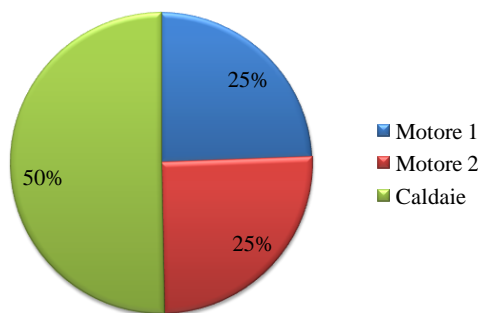


Figura 2.14 Energia termica prodotta dai motori e le caldaie nel mese di Luglio

Il 74% dell'energia elettrica prodotta dai motori viene venduta all'utenza privata, la restante parte invece viene ceduta alla rete nazionale (Figura 2.15).

La somma dell'energia autoprodotta e importata è pari alla richiesta termica. L'import corrisponde all'1% dell'energia elettrica richiesta. In linea con quanto commentato precedentemente, la presenza della turbina a gas, oltre a permettere di soddisfare l'utenza termica, comporterebbe un maggior guadagno dovuto alla vendita di energia elettrica in rete.

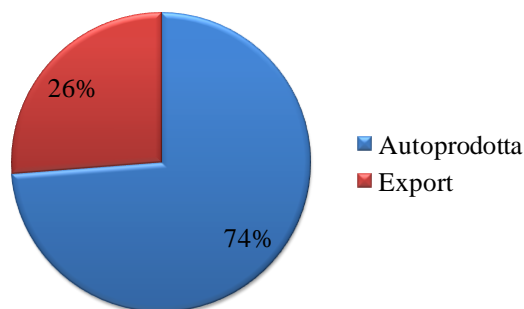


Figura 2.15 Energia elettrica autoprodotta e ceduta alla rete nazionale

In Figura 2.16 possiamo osservare i consumi di gas relativi alle caldaie e ai motori. Le caldaie sono quelle che consumano maggiormente (il 36% del consumo totale). I due motori invece consumano gas in egual maniera.

Primo modello: Impianto cogenerativo costituito dai motori e dalle caldaie

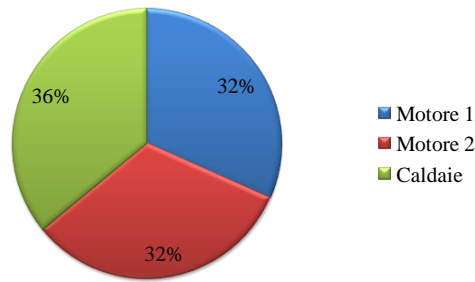


Figura 2.16 Consumi annuali di gas dei motori e delle caldaie

Risulta utile fare il bilancio energetico totale su anno, in modo tale da poter calcolare il rendimento di primo principio di ogni unità cogenerativa e dell'intero impianto e il PES (indice di risparmio energetico) definiti in modo seguente [9]:

$$\eta_I = \frac{Q+W}{F} \quad (2.8)$$

$$PES = 1 - \frac{F_{tot}}{\frac{Q}{\eta_t} + \frac{W}{\eta_e}} \quad (2.9)$$

Il PES permette di operare un confronto tra i consumi energetici dell'impianto considerato e quelli che si avrebbero producendo gli stessi beni in assenza di cogenerazione.

In Tabella 2.3 sono presenti i valori di rendimento termico, elettrico e di primo principio delle macchine.

Rendimenti	η_t	η_e	η_I
Motore 1	22%	45%	67%
Motore 2	22%	45%	67%
Caldaie	91%		91%

Tabella 2.3 Rendimenti termici, elettrici e globali, delle unità produttive dell'impianto di Bolgiano nel primo modello di simulazione

Il rendimento di primo principio è pari a:

$$\eta_I = 75,57\% \quad (2.10)$$

E' possibile ricavare il PES di entrambi i motori secondo il procedimento descritto nel Cap. 1.5. Si ricava dunque:

$$PES \text{ motore 1} = -10\% \quad (2.11)$$

$$PES \text{ motore 2} = -9\% \quad (2.12)$$

A causa di questi risultati negativi, i motori non avranno diritto ai certificati bianchi. Tuttavia l'assetto produttivo descritto in questo capitolo deriva da un impianto che Enipower ha utilizzato e sta tutt'ora utilizzando in maniera provvisoria prima di rendere operativi la

turbina a gas e i serbatoi di accumulo. La presenza della turbina a gas, la quale presenta un rendimento termico molto superiore, permetterà di usufruire dei certificati bianchi.

In Tabella 2.4 è possibile osservare i flussi energetici dell'anno 2015. La produzione termica ed elettrica sono rispettivamente di 258 GWh e 158 GWh.

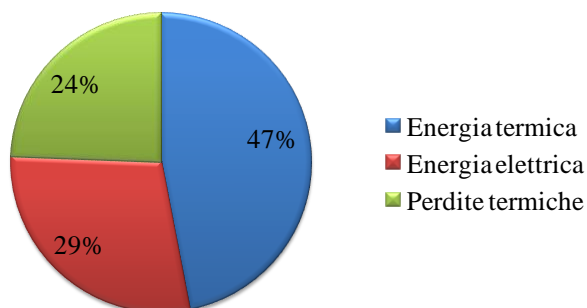


Figura 2.17 Bilancio energetico totale su un anno di funzionamento

Bilancio energetico annuale [GWh]	Energia termica prodotta	Energia elettrica prodotta	Perdite termiche	Consumi gas	Import	Export	Perdite rete TLR
Motore 1	38,56	77,68	57,86	174,10			
Motore 2	39,63	80,13	59,07	178,83			
Caldaie	179,61		17,46	197,07			
Totale	257,80	157,81	134,39	550,00	1,15	41,40	25,78

Tabella 2.4 Flussi energetici dell'anno 2015

2.2.5 Bilancio economico annuale

Passiamo adesso ad analizzare il bilancio economico dell'anno 2015. La maggiore parte dei costi, sono associati al consumo di gas dei motori e delle caldaie. In secondo luogo vengono i costi associati alla manutenzione e operatività dei motori, nonché il consumo di olio e di urea e costituiscono il 4% dei costi totali. I costi associati alle emissioni di CO₂ e all'import di energia elettrica sono invece rispettivamente del 4% e dell'1%.

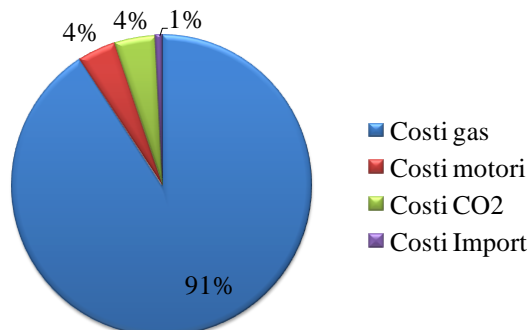


Figura 2.18 Costi associati al consumo di gas, ai motori (che comprendono il consumo di olio, di urea e i costi di manutenzione), alla CO₂ e all'import di energia elettrica dalla rete

Primo modello: Impianto cogenerativo costituito dai motori e dalle caldaie

I ricavi associati alla vendita del calore e di energia elettrica alle utenze private dipendono solamente dalle esigenze dell'utenza e dal prezzo stabilito per contratto tra Eni e gli utenti e non dal tipo di assetto produttivo utilizzato ogni ora. I ricavi su cui si può fare margine sono dunque quelli associati agli export di energia elettrica che costituiscono il 6% dei ricavi totali.

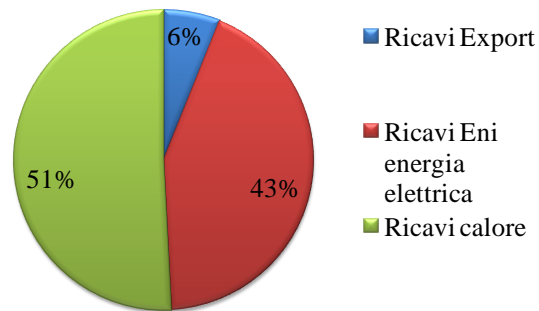


Figura 2.19 Ricavi associati alla vendita di calore ed energia elettrica alla rete privata e alla vendita di energia elettrica in borsa

In Tabella 2.5 sono enunciati i costi e i ricavi risultanti dalla simulazione dell'anno 2015.

Bilancio economico annuale	Valore in Euro
Costi gas	15.910.463
Costi motori	717.252
Costi CO2	764.098
Costi Import	114.868
Ricavi Export	2.011.667
Ricavi Eni energia elettrica	14.552.681
Ricavi calore	17.257.460
Ricavi tot certificati bianchi	-
MDC	16.315.127

Tabella 2.5 Bilancio economico annuale

3 Secondo modello: Impianto cogenerativo costituito dai motori, caldaie e turbina a gas

Fino adesso abbiamo analizzato il programma utilizzato per stabilire l'assetto produttivo economicamente più conveniente considerando i motori e le caldaie.

Enipower ha richiesto l'elaborazione di un altro programma che tenesse in conto della turbina a gas, oltre che dei motori e delle caldaie.

Sebbene l'impianto di Bolgiano non sia adibito per la dissipazione del calore prodotto in eccesso, cosa che accadrebbe se si utilizzasse la turbina a gas, in quanto anche al regime minimo possibile produce spesso molto più di quanto richiesto dall'utenza, il programma consente di analizzare le ore, i giorni e i mesi, in cui risulterebbe più conveniente accumulare il calore prodotto in eccesso.

Il programma esegue un'ottimizzazione tecnico-economica oraria facendo variare i regimi di carico della turbina a gas e dei motori, in maniera simile al primo modello elaborato.

La turbina, insieme ai motori, produce energia elettrica da dare all'utenza o vendere in rete se prodotta in eccesso rispetto alla richiesta. Ogni ora verrà fatto il confronto tra il funzionamento della turbina a gas e delle caldaie e verrà scelto l'assetto economicamente più conveniente.

Ci si aspetta che il margine di contribuzione orario migliori con l'utilizzo del turbogas in quanto i ricavi potrebbero aumentare grazie alla vendita di energia elettrica.

Si propone infine un confronto tra il primo modello elaborato e il secondo in modo tale da comparare i risultati e valutare la convenienza economica.

3.1 Dati in ingresso nel secondo modello

3.1.1 Carichi termici ed elettrici e dati in ingresso

Come affrontato in Sez.2.1.1 per far avviare la simulazione sono necessarie la richiesta termica ed elettrica dell'utenza. Anche in questo caso l'ottimizzazione è possibile farla sia nell'arco di una settimana che l'intero anno. Sono state prese in esame tre giornate tipo di ogni mese: i giorni feriali, il Sabato e i giorni festivi. Sempre in Sez. 2.1.1 si possono osservare le richieste termiche ed elettriche dei mesi di Gennaio, Maggio ed Agosto.

Per quanto riguarda i dati che il programma richiede per avviare l'ottimizzazione e che vengono introdotti manualmente, ci sono delle pagine di Excel dedicate e si chiamano *Dati tecnici*, *Prezzi* e *Utenze*. I dati introdotti in *Prezzi* e *Utenze*, sono i medesimi di quelli descritti in Sez. 2.1. I dati introdotti in più in *Dati tecnici* sono: Costi di manutenzione della turbina a gas, energia massima fornita dalla turbina a gas in post combustione e i valori utili per

caratterizzare la turbina a gas. E' possibile visualizzarli in Tabella 3.1. Il valore dei dati sono stati forniti da Enipower.

L'interfaccia della pagina di Excel è identica a quella del programma con le caldaie e i motori con l'aggiunta delle curve e i punti di interesse della turbina a gas. Per quanto riguarda l'inserimento dei dati relativi ai motori ci si può riferire a quanto specificato in Sez. 2.1.2.

Come per i motori anche la turbina a gas ha un valore di carico limite minimo che è pari al 70% della produzione elettrica massima per ragioni di emissioni. Se si volesse modificare il limite minimo alzandolo bisognerebbe inserirlo nella tabella *Valori limite* in *Dati tecnici*.

Ci sono inoltre 4 punti di interesse relativi ai regimi parziali (100%, 75%, 50%, 25%) nelle schede tecniche. Nei quattro punti si ha la produzione elettrica lorda, la produzione termica e l'Heat Rate. Una volta inseriti i dati si modificano le curve sui grafici di potenza elettrica, termica e rendimento con le relative linee di tendenza ed equazioni. Dopodiché è necessario inserire i coefficienti nella tabella *Coefficienti curve* in modo tale che il programma li memorizzi per calcolare l'energia termica, elettrica e l'Heat Rate in funzione del regime.

Tutte le relazioni sono funzione della temperatura ambiente. Modificando tale parametro i punti di interesse cambierebbero come spiegato in Sez. 1.6.3 e di conseguenza anche le curve caratteristiche.

Dati turbina a gas	u.d.m	valore
Costo O&M	c€/kWh	0,6
Energia termica massima fornita in post combustione	kWh	30.000

Tabella 3.1 Dati in ingresso del secondo modello

3.2 Programma del secondo modello

Il programma elaborato esegue un confronto tecnico-economico utilizzando i motori, la turbina a gas e le caldaie. Ora per ora vengono fatti variare i regimi di carico dei motori (dal 30% al 100%) e della turbina a gas (dal 70% al 100%) di un punto percentuale.

L'assetto migliore sarà quello che avrà il margine di contribuzione massimo.

Il carico termico di base lo forniscono i motori. Se i motori non riescono a soddisfare l'utenza si valuta se accendere le caldaie o la turbina a gas. Tutte le macchine possono lavorare a regime parziale.

Tuttavia non essendoci in questo programma l'accumulo termico che immagazzina il calore in eccesso, spesso con l'accensione dei motori e la turbina a gas si supera la richiesta termica.

Il programma valuta se conviene economicamente dissipare il calore in eccesso prodotto dai motori e la turbina oppure spegnere la turbina e utilizzare le caldaie. Dal punto di vista pratico la dissipazione di calore in eccesso non sarebbe realizzabile nella centrale di Bolgiano, tuttavia l'obiettivo di questa analisi è valutare la convenienza economica della

turbina a gas rispetto al solo utilizzo dei motori e delle caldaie e iniziare a ragionare sulla modellizzazione dell'accumulo.

Il programma è simile a quello dei motori e le caldaie. Ciò che cambia è la logica di funzionamento.

La memorizzazione dei valori in ingresso avviene come descritto in Sez. **Errore. L'origine riferimento non è stata trovata.** per i motori e le caldaie.

In seguito il programma utilizza tre cicli for nidificati anziché due come nel primo modello. Bisogna infatti fare tutte le combinazioni possibili considerando anche la turbina a gas. Rispetto al primo programma in cui l'energia termica fornita dalle caldaie viene calcolata per differenza poiché molto flessibile una volta accesa, qui la turbina a gas può fornire un valore di energia erogata massima e minima.

Sarà dunque necessario considerare dei costi di accensione anche per la turbina a gas nella logica di funzionamento e valutare se sia meglio accendere le caldaie.

I cicli for eseguono tutte le combinazioni possibili dei regimi di carico delle diverse macchine.

In Figura 3.1 è possibile osservare lo schema a blocchi relativo alla macro generica utilizzata per eseguire l'ottimizzazione. La macro che viene richiamata all'interno dei cicli for nidificati è la logica di funzionamento dell'impianto.

L'ottimizzazione può essere eseguita per un'intera settimana o anche l'intero anno 2015.

Blocco 1 sta ad indicare semplicemente la logica di ottimizzazione per la prima ora di un giorno specifico.

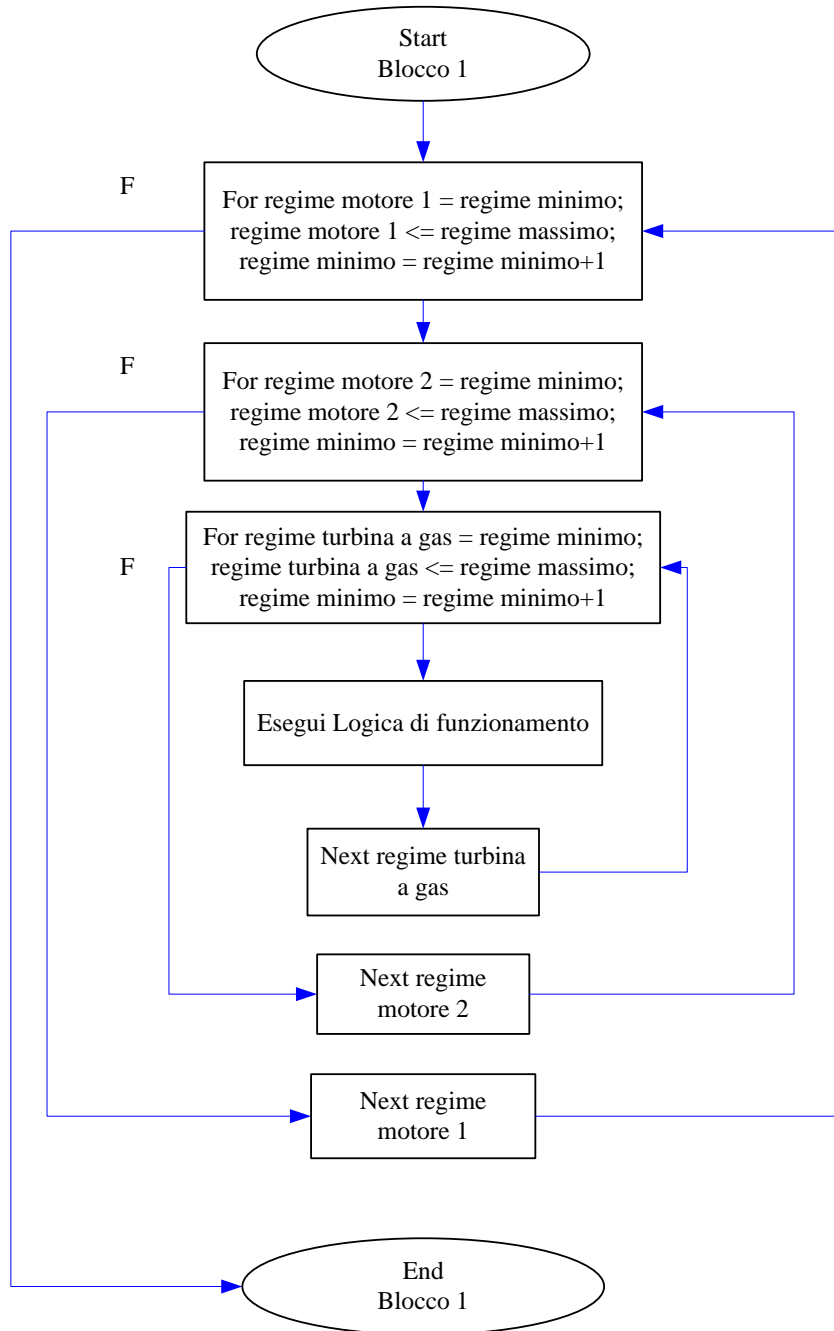


Figura 3.1 Schema a blocchi riferito alla macro associata ad un confronto orario delle unità produttive nel secondo modello

3.2.1 Logica di funzionamento

E' il cuore del programma e stabilisce la logica con cui i motori, la turbina a gas e le caldaie forniscono l'energia richiesta.

In questo caso si assume che la turbina a gas e i motori possano dissipare il calore in eccesso rispetto alla richiesta termica. Nel programma analizzato in Sez. 2.2.1, l'energia fornita dalle caldaie viene calcolata per differenza. La turbina a gas invece presenta un valore minimo di

Secondo modello: Impianto cogenerativo costituito dai motori, caldaie e turbina a gas

carico a causa delle emissioni che non devono superare un certo limite. Il limite minimo è pari al 70% della produzione elettrica massima. E' evidente che saranno molti i casi in cui i motori insieme alla turbina a gas supereranno di gran lunga la richiesta termica. Non essendoci in questo caso un accumulo in grado di fungere da polmone di energia termica, il calore dovrà essere dissipato. Il costo di dissipazione ovviamente corrisponde al suo costo di produzione. Al contempo si considera l'opzione di non utilizzare la turbina a gas ma le caldaie insieme ai motori. Viene dunque fatto un confronto tra i margini di contribuzione ottenuti uno con la turbina a gas e l'altro con le caldaie.

Si suppone che anche i motori possano dissipare calore.

Sia per i motori che per la turbina ci sono dei costi di accensione da sostenere, descritti in Sez. 3.2.2.

Il programma calcolerà ora per ora il margine di contribuzione scegliendo l'assetto produttivo che meglio convenga economicamente.

Per quanto riguarda l'energia elettrica, nel caso in cui si superi la richiesta, viene venduta in borsa, mentre se quella prodotta è in difetto rispetto alla richiesta, viene prelevata dalla rete nazionale.

Il programma è strutturato in due parti: la prima in cui si considera un assetto produttivo solo con i motori e la turbina a gas, la seconda invece in cui si considera l'assetto con i motori e le caldaie. In seguito viene fatto un confronto tra il margine di contribuzione di entrambi gli assetti. L'assetto migliore sarà quello con il margine di contribuzione più alto.

Analizziamo innanzitutto la logica del programma dell'assetto motori e turbogas: per prima cosa il modello esegue un confronto tra l'energia fornita dai motori e la turbina a gas e la richiesta termica e si valuta se la prima sia minore della seconda. In caso positivo viene accesa la post combustione. Il calore fornito dalla turbina a gas in post combustione è pari alla differenza tra la richiesta termica e il calore prodotto dai motori e la turbina a gas.

In questo caso né i motori né la turbina a gas dissipano calore in più rispetto a quello prodotto. Potrebbe verificarsi il caso in cui anche con la post combustione l'utenza potrebbe non essere soddisfatta. In questo caso devono entrare in funzione le caldaie.

Supponiamo adesso che la produzione termica superi la richiesta termica. Si possono verificare quattro casi: Se la somma di produzione termica dei motori è minore della richiesta è necessario tenere accesa la turbina a gas. Tuttavia viene prodotto più calore del necessario e entrambi i motori sono obbligati a funzionare in quanto soli non riuscirebbero a soddisfare l'utenza. Il calore della turbina a gas prodotto in più verrà dissipato.

Se invece i motori producono più di quanto richiesto dall'utenza allora è necessario verificare se uno dei due motori sia in grado da solo di soddisfare l'utenza. Se ciò non si verifica i due motori resteranno accesi mentre verrà spenta la turbina a gas (poiché non ha senso dissipare tutto il calore da lei prodotto) e il calore dissipato dai motori sarà pari alla differenza tra la loro produzione termica e la richiesta. Invece se uno dei due motori da solo fosse in grado di soddisfare l'utenza allora si spegne l'altro e il calore dissipato dal motore è sempre pari alla differenza tra la sua produzione termica e il carico termico.

Dentro ad ogni condizione imposta viene richiamata una macro che calcola i costi, i ricavi e il margine di contribuzione dell'assetto produttivo considerato.

Dopo aver calcolato il margine di contribuzione viene fatto un controllo sull'energia termica erogata dalle caldaie nel caso siano accese. Le caldaie possono intervenire solo per una produzione termica superiore o uguale a 5 MW. Se ciò non si verifica l'assetto trovato non deve essere preso in considerazione, imponendo dunque un margine di contribuzione dell'assetto pari a 0. In Figura 3.2 è rappresentato lo schema a blocchi della logica appena discussa.

I casi che abbiamo considerato fino ad adesso tengono in conto la sola presenza dei motori e la turbina a gas. Le caldaie intervengono in caso strettamente necessario. Tuttavia è giusto valutare se conviene economicamente tenere accesa solo la turbina a gas insieme ai motori per soddisfare l'utenza termica oppure usufruire delle caldaie al posto del turbogas. Dunque si impone un'altra logica di funzionamento, simile a quella descritta in Sez. 2.2.1 (Figura 3.3). Si confronta la produzione termica dei motori con la richiesta. Se la prima è inferiore alla seconda si accendono le caldaie, in caso contrario si valuta se tenere accesi entrambi dissipando calore o tenerne acceso solo uno. Quale che sia la logica adottata si calcolano i costi, i ricavi e il margine di contribuzione.

Viene fatto poi un controllo sull'energia fornita dalle caldaie che non deve scendere sotto la soglia minima. Se si verificasse ciò il margine di contribuzione verrebbe posto pari a 0.

Dunque vengono calcolati due margini di contribuzione: uno associato al funzionamento dei motori e la turbina a gas e l'altro ai motori e le caldaie. Si esegue un confronto tra i due e l'assetto con il margine di contribuzione più alto è quello vincente.

Di seguito viene riportato lo schema a blocchi della logica di funzionamento. Il primo schema si riferisce alla logica utilizzata solo con i motori e la turbina a gas, mentre il secondo a quella con i motori e le caldaie. Alla fine si esegue un confronto tra i margini di contribuzione calcolati con entrambi gli assetti. L'assetto migliore sarà quello che avrà il margine di contribuzione maggiore.

Il margine di contribuzione degli assetti produttivi considerati viene calcolato come descritto in Sez.2.2.2.

In questo modello viene calcolato in più il consumo della turbina a gas come prodotto tra la produzione elettrica e l'Heat Rate diviso il potere calorifico inferiore del metano. Se è presente la post combustione il consumo di gas naturale si calcola come prodotto tra produzione termica e il consumo specifico di gas naturale (valore che è stato fornito da Enipower). I costi di manutenzione della turbina a gas sono pari al prodotto tra l'energia elettrica fornita e il costo di manutenzione.

Dopo aver scelto l'assetto migliore tra motori/turbogas e motori/caldaie si esegue un confronto tra il margine di contribuzione dell'assetto vincente con quello massimo memorizzato fino a quel momento. Se il primo è maggiore del secondo allora il nuovo margine di contribuzione massimo sarà proprio quello appena calcolato. Si richiama dunque la macro per l'assegnazione dei valori assunti dalle variabili nel caso specifico ai vettori che memorizzano i valori 'ottimi'.

In seguito si passerà a delle nuove valutazioni di assetti sempre nella stessa ora considerando differenti carichi dei motori e della turbina a gas. Valutati tutti gli assetti possibili delle unità produttive si passerà all'ora successiva per fare le stesse valutazioni.

Secondo modello: Impianto cogenerativo costituito dai motori, caldaie e turbina a gas

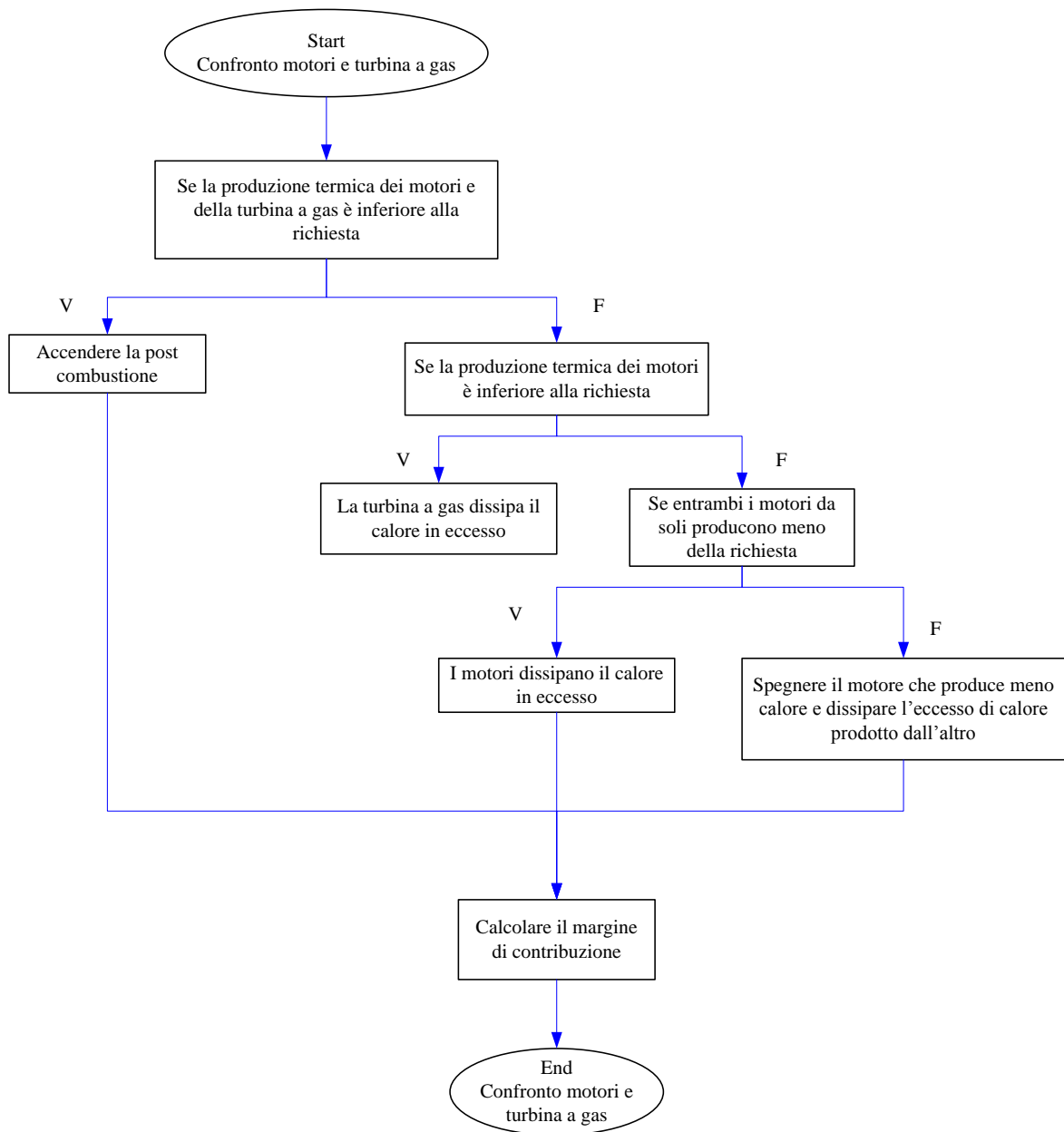


Figura 3.2 Schema a blocchi della logica di funzionamento utilizzata nell'impianto di cogenerazione con i motori, e la turbina a gas

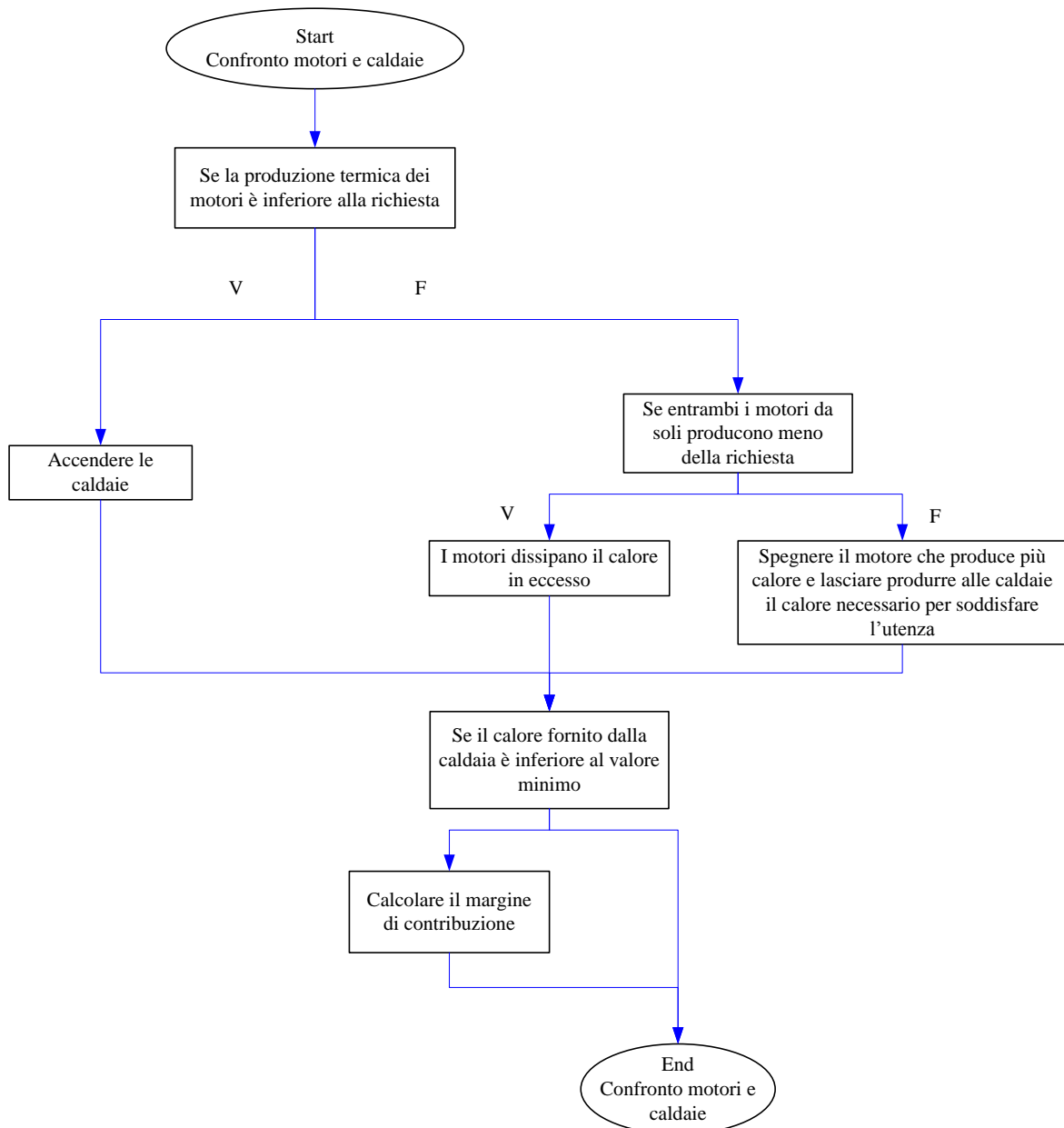


Figura 3.3 Schema a blocchi della logica di funzionamento utilizzata nell'impianto di cogenerazione con i motori e le caldaie

L'ottimizzazione può essere eseguita per una settimana tipo o per l'intero anno 2015.

La pagina di Excel su cui vengono stampati i risultati di una settimana è *Risultati settimana tipo*. Ciò che viene stampato sono i regimi ottimi dei motori e la turbina a gas, l'energia termica ed elettrica erogata dai componenti, l'energia termica fornita dalla caldaia, i consumi di gas relativi, gli Import e gli Export, i costi, i ricavi, i margini di contribuzione orari e quello giornaliero.

I risultati relativi all'intero anno 2015 vengono invece stampati sulla pagina di Excel *Risultati anno 2015*.

3.2.2 I costi di accensione

Mentre i motori sono più flessibili e non hanno grossi problemi in un avviamento rapido, dunque i costi di accensione non sono particolarmente elevati, la turbina a gas è più delicata. Numerose accensioni della turbina a gas comporterebbero un rapido degrado della macchina e eccessivi costi di manutenzione.

Ogni volta che viene accesa la turbina c'è un costo di start-up da considerare.

Si calcola tenendo conto del consumo di combustibile durante i 20 minuti di accensione della turbina a gas e del costo di manutenzione differita associato alle numerose accensioni e spegnimenti.

L'avviamento di un turbogas deve essere effettuato con un motore di lancio. E' infatti necessario portare il compressore a una velocità di rotazione sufficiente a fornire un certo rapporto di compressione, nel rispetto dei limiti di stallo dello stesso ossia con valvole antipompaggio aperte. Raggiunta tale velocità, viene accesa la fiamma, a regime minimo, in modo che la macchina raggiunga la condizione di autosostentamento, ovvero che la turbina produca abbastanza potenza da trascinare il compressore. A questo punto, disinserendo il motore di lancio, si aumenta la portata di combustibile fino a portare la macchina alla velocità di sincronismo, chiudendo nel contempo le valvole antipompaggio. La presa di carico avviene in tempi molto ridotti, senza superare i 20-30 minuti per gli avviamenti da freddo dei grossi turbogas. La potenza del motore di lancio è pari al 5÷10% della potenza della macchina. Nei primi 5 minuti la turbina a gas non fornisce né energia elettrica, né termica, poiché ancora deve assestarsi su un funzionamento corretto. Nei 15 minuti successivi, si porta ad un regime di pieno carico, in cui fornisce energia elettrica alla rete nazionale (però non termica al teleriscaldamento).

Il consumo di combustibile nei primi 5 minuti di avviamento è pari a 250 MJ/min, quindi:

$$\text{Energia consumata}_1 = 250 * 5 = 1250 \text{ MJ} \quad (3.1)$$

Considerando poi la fase in cui la turbina si porta a pieno carico come lineare:

$$\text{Energia consumata}_2 = \frac{\text{Potenza nominale}}{2} * \frac{t_{\text{avviamento}}}{\bar{\eta}_e} \quad (3.2)$$

Il rendimento elettrico medio viene calcolato considerando la sua variazione percentuale rispetto al rendimento nominale in funzione del carico. Considerando una variazione del 60% di rendimento, si otterrebbe:

$$\bar{\eta}_e = 60\% * \eta_{\text{nominale}} = 60\% * 40,4\% = 24\% \quad (3.3)$$

Nei 15 minuti di avviamento l'energia elettrica viene venduta in borsa. I ricavi sono pari all'energia elettrica prodotta per il prezzo dell'energia elettrica nell'ora specifica. Convertendo poi il consumo di energia in consumo di gas attraverso il potere calorifico

inferiore del metano (34955 kJ/Sm^3) e conoscendo il costo del gas si può calcolare la parte dei costi accensione associati al consumo di combustibile.

Ogni avviamento della turbina a gas comporta dei costi di manutenzione aggiuntivi.

Bisogna dunque definire un costo di manutenzione al kWh prodotto oltre ai costi di accensione (costo di manutenzione differita).

Enipower deve sostenere dei costi fissi all'anno circa pari a 10000 Euro per le accensioni ripetute della turbina a gas. Considerando un numero di accensioni massime annue pari a 200 e la potenza nominale del turbogas pari a 45502 kW, si può ricavare il costo di manutenzione aggiuntivo dovuto ad accensioni ripetute ossia $0,11 \text{ c€/kWh}$.

Nel programma vengono considerati anche i costi di accensione dei motori endotermici. Vengono definiti considerando un degrado di rendimento del 7% ad ogni accensione, che incrementerà il consumo di combustibile. Tuttavia i motori forniscono quasi sempre il carico termico di base durante l'anno, quindi raramente saranno presenti numerose accensioni e spegnimenti.

3.2.3 Analisi dei risultati

E' utile fare un confronto dei risultati nei diversi mesi come è stato fatto per il primo modello d'impianto. Si considerano un mese invernale, uno primaverile ed uno estivo (Gennaio, Maggio ed Agosto). Per ragioni di comodità nella visualizzazione dei grafici, si riportano solamente i risultati di un giorno feriale, un Sabato e un festivo, anziché l'intera settimana. I risultati del giorno feriale dovrebbero solamente essere ripetuti per 5 giorni della settimana. Come si osserva in Figura 3.4, nel mese di Gennaio, la richiesta termica viene completamente soddisfatta. I motori producono solo una minima parte dell'energia termica richiesta. La turbina a gas entra in funzione nella maggior parte delle ore, mentre le caldaie intervengono quando la richiesta termica non è elevatissima e l'accensione della turbina a gas comporterebbe costi troppo elevati. La post combustione viene accesa quando la turbina a gas è in funzione, anche a carichi parziali e non basta a soddisfare l'utenza termica. Nelle prime ore dei giorni feriali, del Sabato e dei festivi conviene utilizzare le caldaie piuttosto che la turbina a gas. Questo è dovuto al fatto che la richiesta termica è molto bassa, dunque anche se la turbina andasse a regime minimo, la maggior parte del calore verrebbe dissipato. In questo modo i costi dovuti al consumo e all'utilizzo della turbina a gas sarebbero in proporzione molto più incidenti rispetto alle altre ore in cui il turbogas è in funzione. I ricavi dovuti alla vendita di calore sarebbero minori, mentre quelli dovuti ai certificati bianchi assenti in quanto se gran parte del calore venisse dissipato sarebbe molto difficile che l'unità cogenerativa sia considerata CAR.

Secondo modello: Impianto cogenerativo costituito dai motori, caldaie e turbina a gas

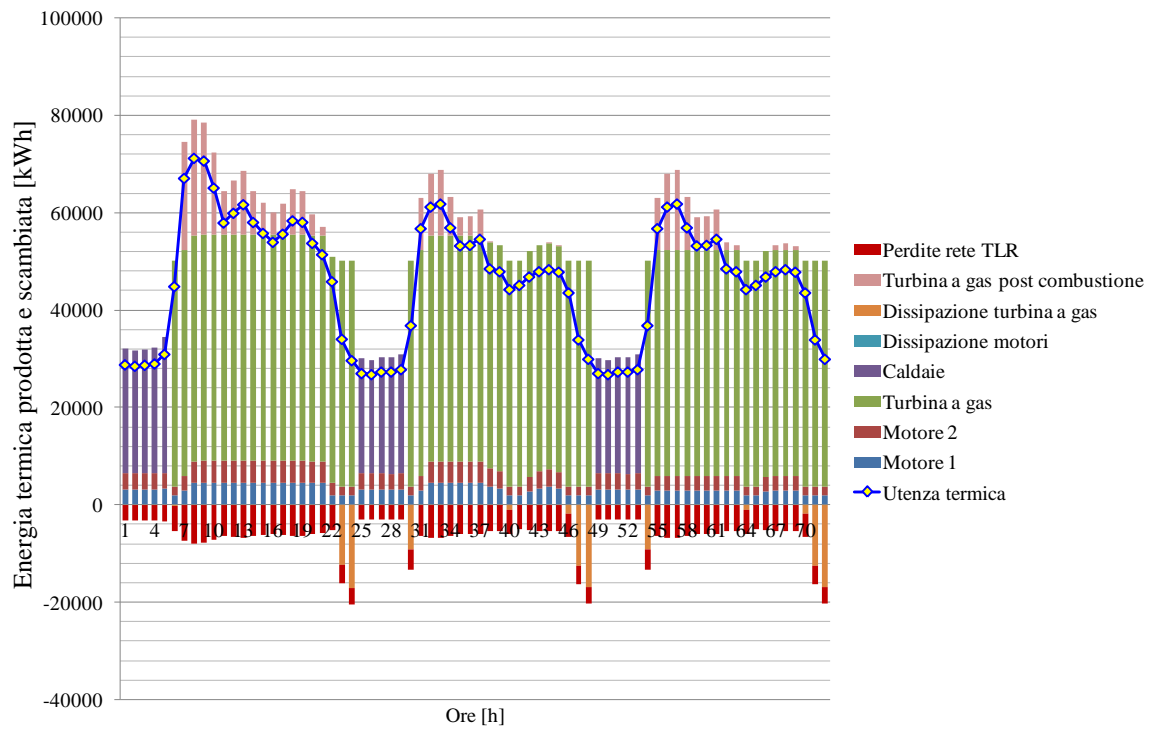


Figura 3.4 Produzione termica dei motori, della turbina a gas e delle caldaie, perdite termiche nella rete di teleriscaldamento e richiesta termica nel mese di Gennaio

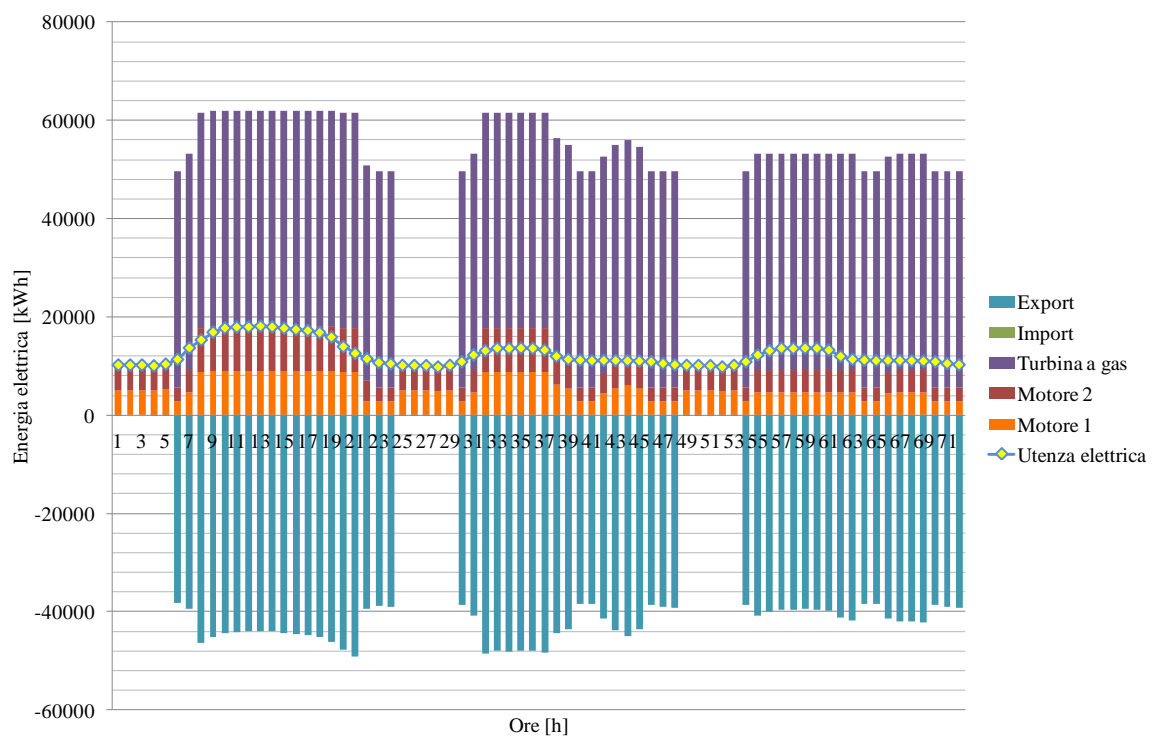


Figura 3.5 Produzione elettrica totale più Import e Export dalla rete nazionale nel mese di Gennaio

Sono presenti poche dissipazioni della turbina a gas nella giornate feriali e di Sabato.

Si può notare che la produzione supera sempre la richiesta termica in quanto parte del calore prodotto poi verrà perso nella rete di teleriscaldamento. L'isolamento delle tubazioni è tale da introdurre delle perdite della rete TLR corrispondenti al 10% della produzione rispetto ad una media stimata per le reti di teleriscaldamento del 12%.

Osserviamo adesso la produzione elettrica del mese di Gennaio in Figura 3.5.

La produzione elettrica nelle giornate tipo del mese di Gennaio non è mai elevatissima tanto che basterebbero i motori a soddisfare la richiesta. Con l'entrata in funzione della turbina a gas è possibile esportare la maggior parte dell'energia elettrica prodotta consentendo maggiori ricavi. Nel mese di Gennaio non c'è import di energia elettrica dalla rete nazionale. Nel mese di Maggio la situazione cambia come si può osservare in Figura 3.6.

La richiesta termica diminuisce rispetto al mese di Gennaio in quanto Maggio è un mese primaverile e non è più richiesto un elevato riscaldamento. La turbina a gas entra in funzione soltanto nei giorni feriali poiché la richiesta termica è più elevata rispetto al Sabato e ai giorni festivi.

L'impianto di Bolgiano non è adibito per la dissipazione del calore prodotto. Tuttavia in queste ore un accumulo di acqua surriscaldata potrebbe fungere da polmone per immagazzinare l'energia termica in eccesso.

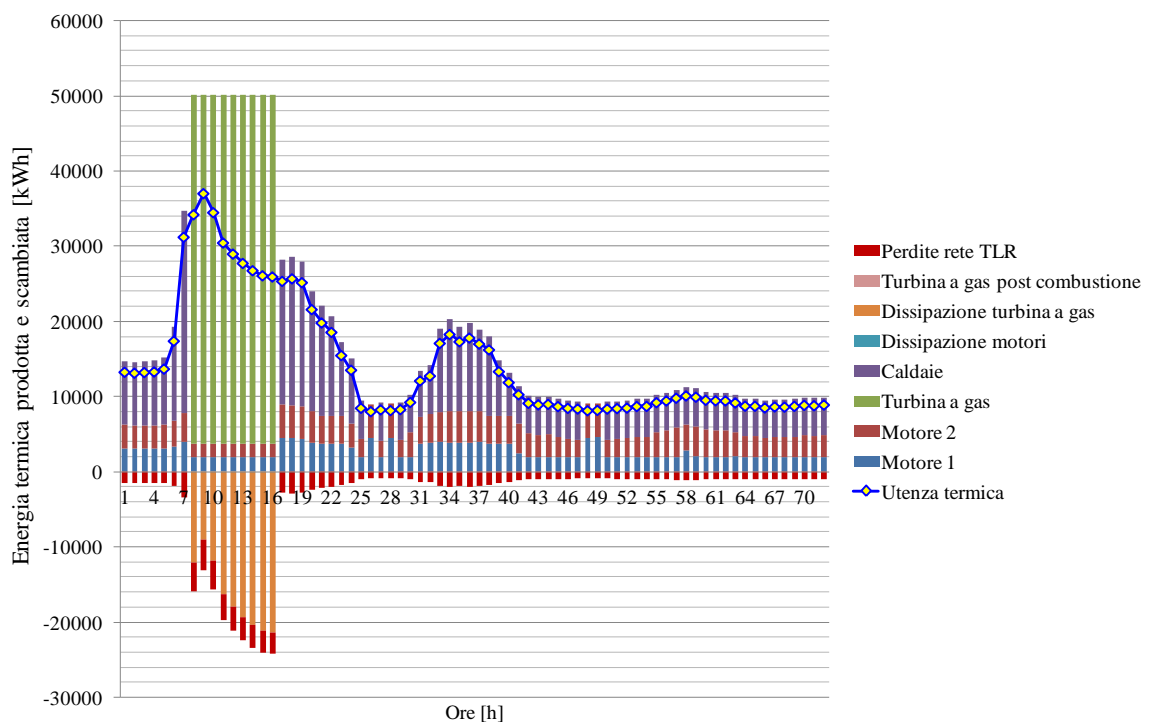


Figura 3.6 Produzione termica dei motori, della turbina a gas e delle caldaie, perdite termiche nella rete di teleriscaldamento e richiesta termica nel mese di Maggio

Secondo modello: Impianto cogenerativo costituito dai motori, caldaie e turbina a gas

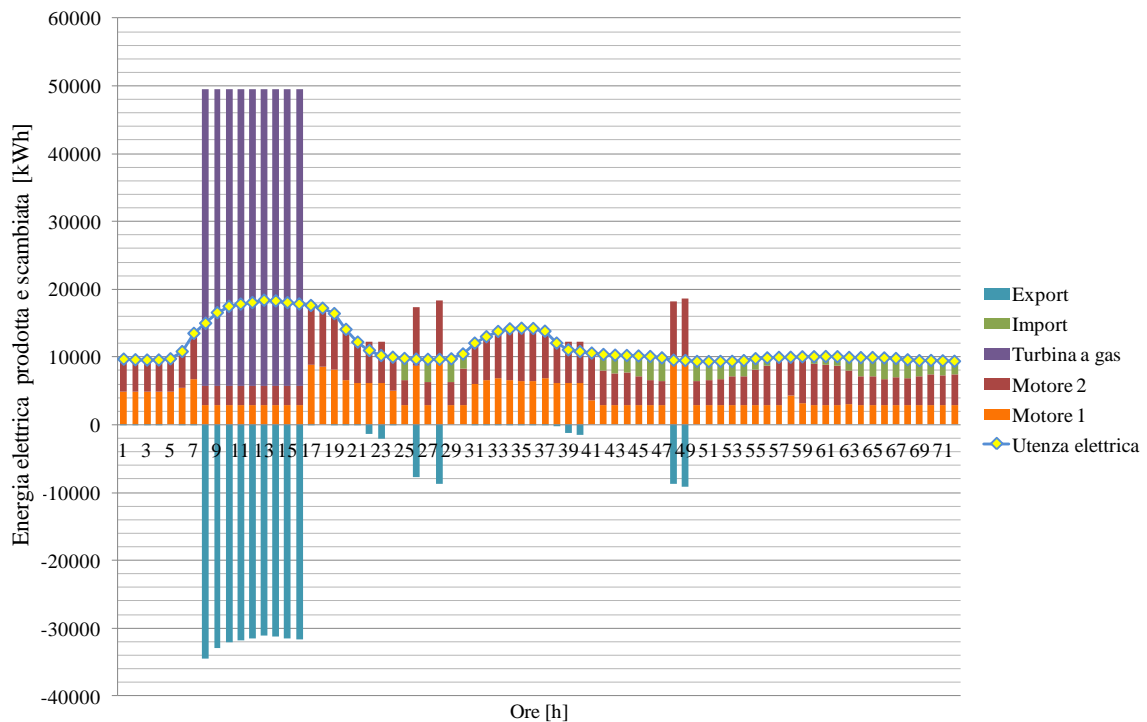


Figura 3.7 Produzione elettrica totale più Import e Export dalla rete nazionale nel mese di Maggio

Si può osservare in Figura 3.7 che la produzione elettrica è superiore alla richiesta soltanto nei giorni feriali. Quando l'energia elettrica è in eccesso viene venduta in borsa. Nelle ore centrali dei giorni festivi e di Sabato, viene importata l'energia elettrica. In queste ore prevale un assetto motori-caldaie con i motori che vanno al regime minimo. Il prezzo zonale Nord nei giorni festivi e spesso anche di Sabato è inferiore rispetto al prezzo zonale Nord nei giorni feriali. Di conseguenza in queste giornate diventa meno conveniente la vendita di energia elettrica.

Nel mese di Agosto valgono molte delle considerazioni fatte per il mese di Maggio, se non che durante i giorni feriali il turbogas non si accende mai, quindi intervengono sempre le caldaie (Figura 3.8). Infatti rispetto al mese di Maggio, la richiesta termica è inferiore, e così anche il PUN e il prezzo zonale Nord.

La produzione elettrica è spesso soddisfatta dai motori, ma alcune ore è necessario importare l'energia elettrica dalla rete.

Capitolo 3

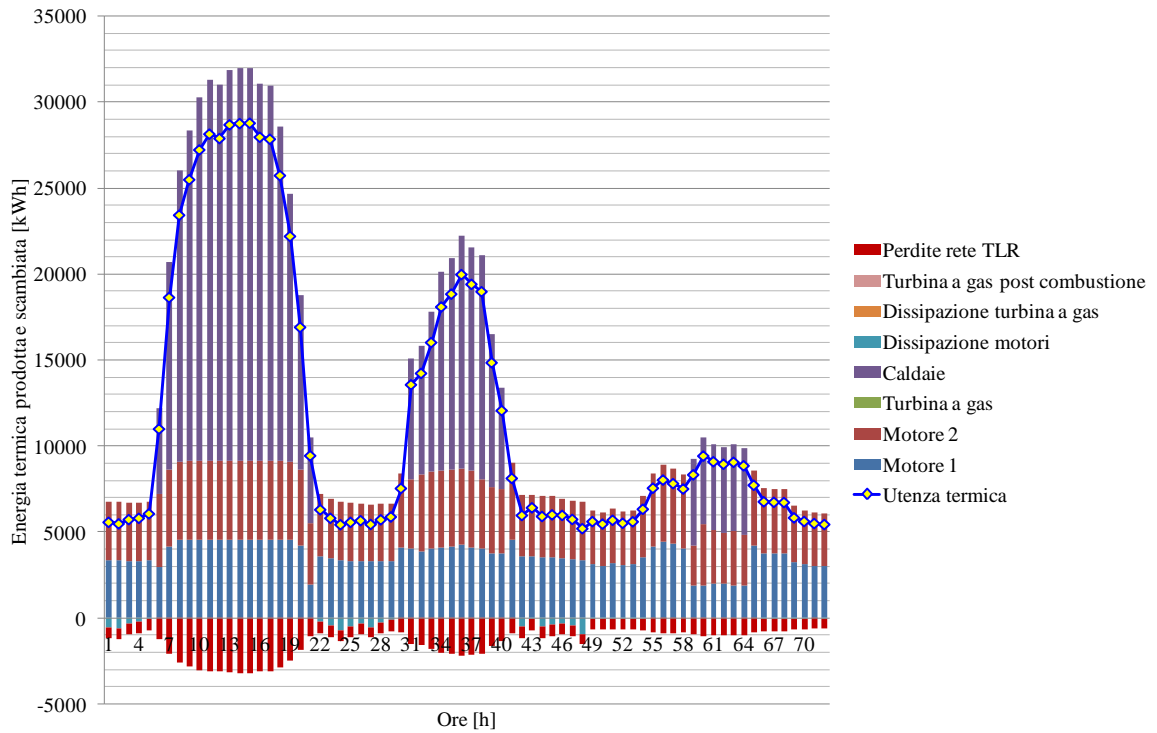


Figura 3.8 Produzione termica dei motori, della turbina a gas e delle caldaie, perdite termiche nella rete di teleriscaldamento e richiesta termica nel mese di Agosto

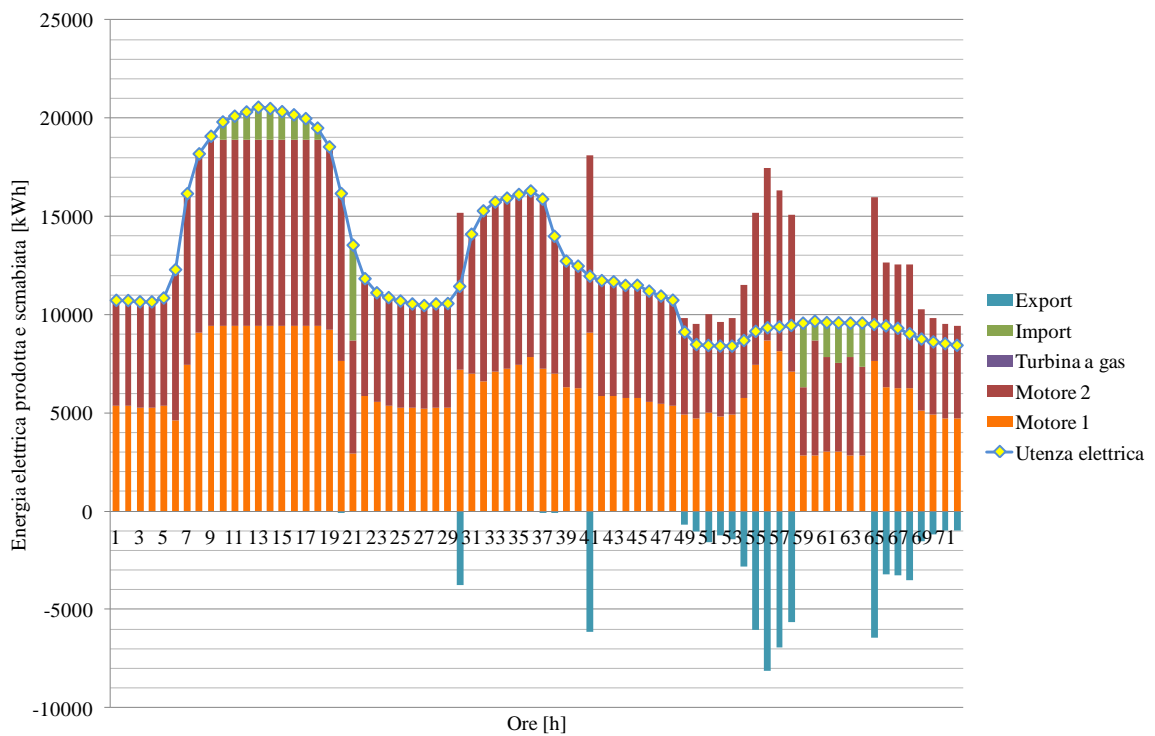


Figura 3.9 Produzione elettrica totale più Import e Export dalla rete nazionale nel mese di Agosto

3.2.4 Bilancio energetico annuale

Come è già stato specificato, il programma esegue l'ottimizzazione tecnico-economica nel arco di una settimana e dell'intero anno 2015. Per quanto riguarda la produzione termica, la maggior parte è associata alla turbina a gas (il 50% del totale). Mentre nel primo modello si assisteva ad una prevalenza di funzionamento delle caldaie prevalgono le caldaie (al 70%), in questo caso è scesa al 28% per lasciar posto alla turbina a gas. Tuttavia sono ancora una parte consistente della produzione termica. Con la presenza dell'accumulo la produzione da parte delle caldaie potrebbe diminuire a favore dei motori e della turbina a gas.

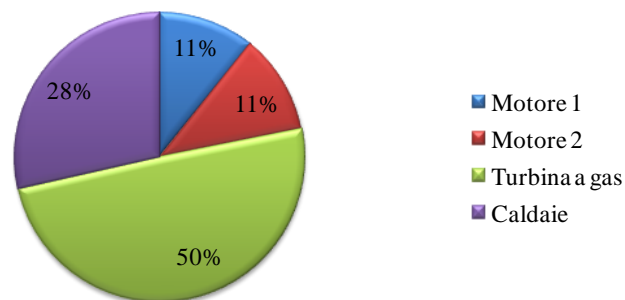


Figura 3.10 Produzione termica dei motori, turbina a gas e caldaie

Se inoltre analizziamo il bilancio energetico sull'anno 2015, osserviamo che il 4% del totale è calore dissipato (Figura 3.11), associato in maggioranza alla produzione della turbina a gas come si vede in Figura 3.12. Spesso infatti quando la turbina a gas è accesa e funziona a regime parziale minimo, la sua produzione termica supera di gran lunga la richiesta. Risulta necessario dunque dissipare il calore in eccesso.

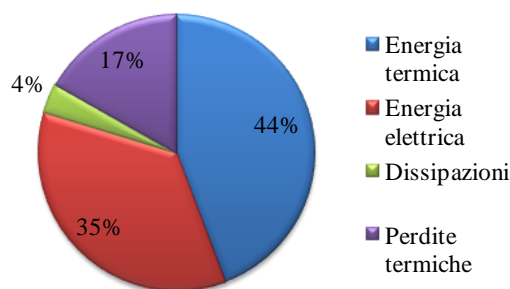


Figura 3.11 Bilancio energetico dell'anno 2015.

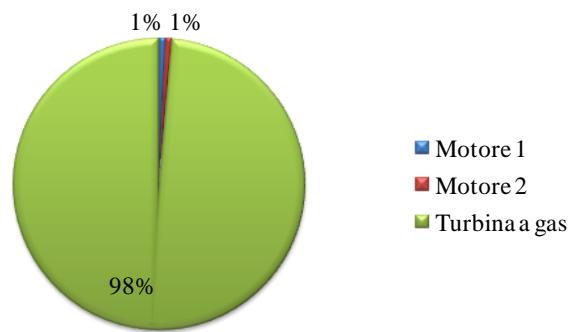


Figura 3.12 Dissipazione del calore relativo ai motori e alla turbina a gas.

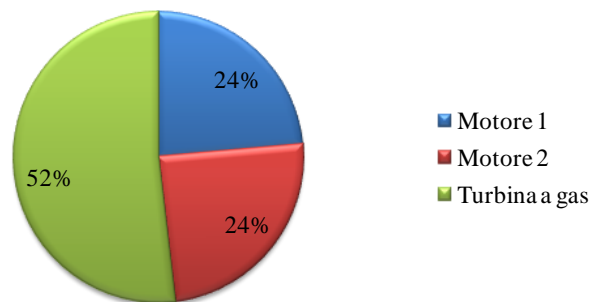


Figura 3.13 Produzione elettrica annuale

Per quanto riguarda la produzione elettrica annuale, i motori sono coadiuvati dalla turbina a gas che produce energia elettrica per il 52% del totale (Figura 3.13). In Figura 3.14 è rappresentata l'energia esportata verso la rete, pari al 48% dell'energia totale prodotta dai motori e dalla turbina a gas. Il 52% è consumata in loco. L'utenza elettrica viene soddisfatta per la maggior parte dall'energia prodotta dalle unità produttive, mentre l'1% viene importata dalla rete nazionale.

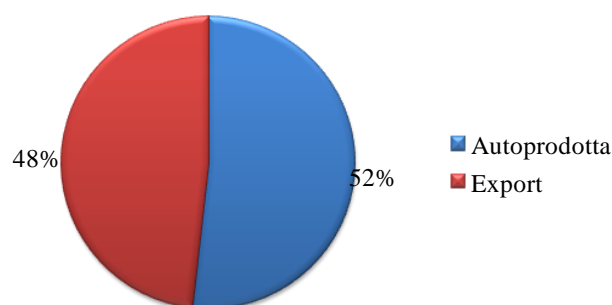


Figura 3.14 Energia elettrica autoprodotta e esportata verso la rete nazionale

In Tabella 3.2 sono rappresentati i flussi energetici dell'anno 2015. La produzione termica è pari a 280 GWh (aumentate rispetto al solo assetto motori e caldaie poiché in parte il calore viene dissipato) mentre la produzione elettrica è di 224 GWh, 67 GWh in più rispetto all'assetto motori e caldaie.

Secondo modello: Impianto cogenerativo costituito dai motori, caldaie e turbina a gas

Anno 2015 [GWh]	Motore 1	Motore 2	Turbina a gas	Caldaie	Totale
Produzione termica	30,2	31,1	138,97	80,02	280,28
Produzione elettrica	52,9	55	116,17		224,08
Dissipazioni	0,20	0,20	22,08		22,48
Perdite termiche	43,99	45,17	10,82	6,72	106,71
Consumi gas	127,3	131,48	288,03	86,74	633,55
Import					1,56
Export					108,07
Perdite rete TLR					25,78

Tabella 3.2 Bilancio energetico dell'anno 2015

Se analizziamo il rendimento di primo principio, possiamo notare che è aumentato notevolmente rispetto al primo modello:

$$\eta_I = 76,06\% \quad (3.4)$$

E' aumentato di mezzo punto percentuale. Ciò è dovuto in gran parte alla diminuzione di perdite energetiche dell'impianto. I motori presentano un rendimento termico molto basso, in quanto il calore recuperato proviene solo dai fumi di scarico e non dai sistemi di raffreddamento dell'olio e delle camicie dei motori. Poiché la produzione termica in questo caso è sostenuta dalla turbina a gas oltre che dai motori e dalle caldaie, grazie al suo maggiore recupero termico il rendimento di primo principio dell'impianto aumenta e di conseguenza diminuiscono le perdite energetiche.

Rendimenti	η_t	η_e	η_I
Motore 1	23,72%	41,56%	65,28%
Motore 2	23,65%	41,84%	65,49%
Turbina a gas	48,25%	40,33%	88,58%
Caldaie	92,25%		92,25%

Tabella 3.3 Rendimenti termici, elettrici e globali delle unità produttive dell'impianto di cogenerazione di Bolgiano nel secondo modello di simulazione

E' possibile ricavare il PES di entrambi i motori secondo il procedimento descritto in Sez.1.5. Si ricava dunque:

$$\text{PES motore 1} = -15\% \quad (3.5)$$

$$\text{PES motore 2} = -15\% \quad (3.6)$$

Risultano negativi, quindi come per il primo modello, non hanno diritto ai certificati bianchi. Il fatto che venga un PES così negativo è sempre dovuto al basso recupero termico dei motori. Infatti il calore viene recuperato soltanto dai fumi di scarico. Il resto del calore che

viene prodotto dal motore deve essere dissipato in quanto è calore di cui non si può usufruire essendo a temperatura troppo bassa.

Per quanto riguarda la turbina a gas:

$$\text{PES turbina a gas} = 23\% \quad (3.7)$$

La turbina a gas ha dunque diritto ai certificati bianchi e ricavi associati sono di 931.201 Euro.

3.2.5 Bilancio economico annuale

Possiamo subito fare qualche considerazione in merito ai programmi motori-caldaie e motori-caldaie-turbina a gas.

Facendo intervenire la turbina a gas oltre alle caldaie, il margine di contribuzione annuale aumenta notevolmente: si passa da 16.315.127 Euro nel primo caso a 18.322.378 Euro nel secondo. In ogni mese dell'anno il margine di contribuzione è sempre superiore. Nella tabella sottostante vengono elencati i costi e i ricavi dei due assetti nell'anno 2015. Ciò che fa la differenza sul margine di contribuzione finale è la vendita di energia elettrica in rete e i ricavi derivanti dai certificati bianchi che sono aumentati in maniera più incisiva rispetto ai costi operativi.

Bilancio economico annuale [Euro]	Motori,caldaie	Motori,caldaie, turbina a gas
Totale costi gas	15.910.463	18.773.709
Costo CO2	717.252	1.278.652
Costi macchine	764.098	896.327
Costi Import	114.868	152.305
Ricavi Export	2.011.667	6.682.029
Ricavi ENI en. Elettrica	14.552.681	14.552.681
Ricavi calore	17.257.460	17.257.460
Ricavi CB	0	931.201
MdC	16.315.127	18.322.378

Tabella 3.4 Confronto tra costi e ricavi operativi relativi al primo e secondo modello

Osservando i costi sostenuti nell'anno 2015, si può vedere come la maggior parte siano associati al consumo di gas (l'89% del totale). Il 6% invece corrisponde al costo del consumo di urea, olio e O&M dei motori e urea e O&M della turbina a gas. A loro volta questi costi si possono dissociare tra quelli dei motori e della turbina a gas. La maggior parte sono sostenuti dalla turbina a gas (al 61%) mentre per il 49% dagli altri due motori.

Secondo modello: Impianto cogenerativo costituito dai motori, caldaie e turbina a gas

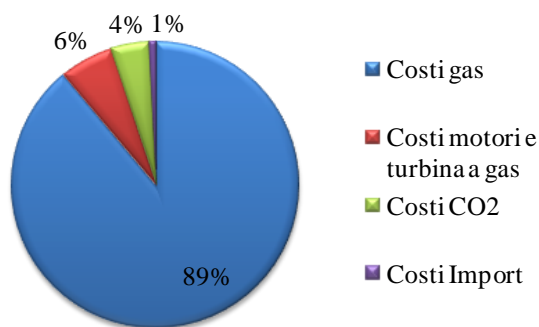


Figura 3.15 Costi associati al consumo di gas, emissioni di CO2, importazione dalla rete elettrica nazionale, e consumo di olio, urea e O&M per i motori e turbina a gas.

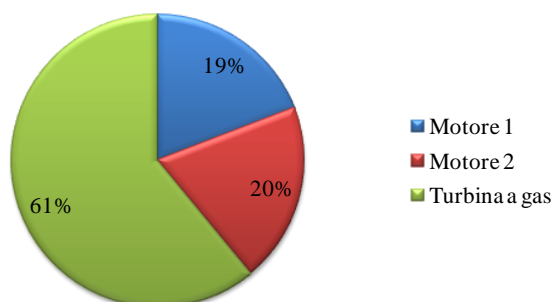


Figura 3.16 Costi associati al consumo di urea, olio e O&M per i motori e al consumo di urea e O&M per la turbina a gas.

Per quanto riguarda i ricavi di energia elettrica, sono maggiori rispetto all'assetto solo motori e caldaie come era logico supporre. Ciò è possibile grazie all'intervento della turbina a gas. Si è passati infatti da un 6% di ricavi sul totale nel primo caso, ad un 17% nel secondo.

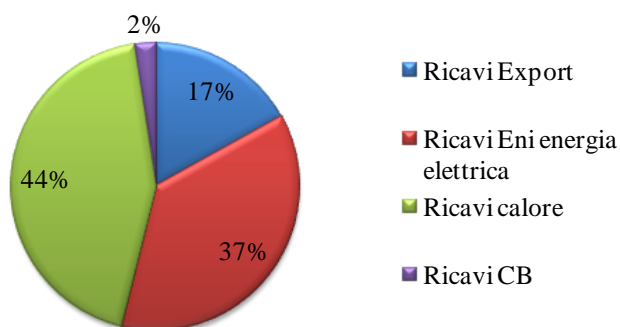


Figura 3.17 Ricavi in percentuale derivanti dai certificati bianchi, dalla vendita di energia elettrica in borsa e dalla vendita di calore ed energia elettrica alle utenze private.

4 Terzo modello: Ottimizzazione dell'accumulo termico

Abbiamo analizzato i modelli che ottimizzano l'assetto produttivo ora per ora, considerando prima i motori e le caldaie, poi introducendo anche la turbina a gas nell'esercizio dell'impianto.

Analizzando il secondo modello si è visto come nei giorni feriali dei mesi primaverili-autunnali e estivi la produzione della turbina a gas, anche a minimo carico, superi la richiesta termica. Questo comporterebbe la dissipazione del calore in eccesso. Tuttavia, come è già stato detto, l'impianto di Bolgiano non è adibito per la dissipazione del calore in eccesso prodotto in più dalla turbina a gas. La presenza dei serbatoi invece potrebbe:

- Accumulare il calore in eccesso dovuto alla produzione della turbina a gas e dei motori.
- Ottimizzare l'esercizio dell'impianto, producendo energia termica ed elettrica nelle ore in cui risulti più conveniente, svincolandosi dunque dalla necessità di produrre ogni ora esattamente il calore necessario per soddisfare la richiesta termica.
- Regolarizzare le accensioni e spegnimenti delle macchine.

Il programma, in base ai dati in ingresso che vengono introdotti, esegue un'ottimizzazione tecnico-economica, massimizzando il margine di contribuzione orario. Non è detto che il margine di contribuzione giornaliero poi sia effettivamente pari alla somma di quelli massimi orari, in quanto il calore potrebbe essere accumulato in ore differenti rispetto alla prima valutazione economica. Dunque verranno eseguite diverse iterazioni dello stesso programma nell'arco di una giornata, diversificando le ore in cui si accumula il calore. I risultati verranno analizzati prima nell'arco di una settimana, poi sull'intero anno 2015.

Poiché VBA presenta una bassa velocità di elaborazione dati rispetto ad altri software dedicati all'ottimizzazione tecnico-economica di centrali energetiche, la scelta di realizzare delle iterazioni giornaliere, anziché settimanali o mensili, si rivela quella più conservativa. Elaborare un modello di accumulo termico che consideri numerose iterazioni su più gruppi di ore di una settimana o addirittura un mese, andrebbe ad inficiare sulla velocità di risposta. Per attendere la completa simulazione d'impianto si rischierebbe di aspettare addirittura giorni.

L'ottimizzazione giornaliera verrà eseguita per sette giorni consecutivi di una settimana tipo di ogni mese. La prima ora di ogni giornata considererà il livello di accumulo termico di partenza dell'ultima ora del giorno precedente. E' importante che nell'orizzonte settimanale i flussi di calore entranti ed uscenti dai serbatoi si bilancino.

4.1 Dati in ingresso nel terzo modello

I dati in ingresso riferiti ai motori e alla turbina a gas che vengono inseriti nella pagina di Excel *Dati tecnici* sono gli stessi di quelli utilizzati nel programma in cui è presente la turbina a gas (Sez. 3.1).

Per quanto riguarda l'accumulo, i nuovi dati in ingresso sono: il livello del volume di accumulo iniziale, il livello massimo di accumulo, la differenza tra la temperatura di accumulo del calore e la temperatura di ritorno della rete di teleriscaldamento, la potenza massima termica erogabile dalla turbina a gas in post combustione e la portata massima delle pompe. Tutti i dati sono stati reperiti da [6].

Dati accumulo	u.d.m	Valori
Volume accumulo iniziale	m^3	0
Volume accumulo massimo	m^3	3.000
Differenza tra temperatura di accumulo e ritorno da TLR	$^{\circ}C$	40
Potenza massima turbina a gas in post combustione	kW	30.000
Portata massima pompe	m^3/h	700

Tabella 4.1 Dati in ingresso dell'accumulo termico

Il livello dell'accumulo iniziale deve essere stabilito a priori in questo modello. Ciò che si può fare è un'analisi di sensibilità che consideri diversi livelli di partenza dell'accumulo termico e vedere quali di essi comporti la massimizzazione dei margini di contribuzione e il rispetto del vincolo relativo al bilanciamento dei flussi di calore entranti ed uscenti dall'accumulo termico in una settimana.

4.2 Logica di funzionamento dell'accumulo

Analizziamo innanzitutto la logica di funzionamento oraria di questo modello.

Il programma esegue un confronto economico utilizzando i motori, la turbina a gas, le caldaie e l'accumulo termico. Ora per ora vengono fatti variare i regimi di carico dei motori (dal 30% al 100%) e della turbina a gas (dal 70% al 100%) di un punto percentuale. Le caldaie entrano in competizione con la turbina a gas nel momento in cui è richiesta la sua accensione. I serbatoi accumulano il calore in eccesso prodotto dalle diverse unità produttive. Nel caso in cui non sia possibile poterlo accumulare, verrà eseguito un confronto economico tra l'assetto produttivo che prevede il funzionamento di un motore e della turbina a gas e quello riferito ai soli motori.

La struttura dello schema a blocchi riferito alla programmazione oraria è identica a quella del programma con i motori, la turbina a gas e le caldaie (Figura 3.1). Un blocco rappresenta un'ora del giorno. La logica di funzionamento viene ripetuta per 24 ore. In seguito verranno applicate delle modifiche alle condizioni iniziali e verrà eseguita la stessa logica un'altra volta per l'intera giornata.

4.2.1 Il programma e i vincoli da rispettare

Questo modello presenta molti vincoli che, a differenza di quelli analizzati nei programmi affrontati fino a questo momento, sono molto più numerosi e difficili da rispettare. E' importante dunque che il programma tenga conto e rispetti tutti i vincoli presenti.

Essi sono:

- Il limite massimo accumulabile di acqua surriscaldata corrispondente a 3000 m³. L'accumulo è costituito da 10 serbatoi ciascuno di 300 m³ ed è sempre pieno d'acqua. Quando viene fatta cogenerazione l'acqua viene surriscaldata e portata a 125-130 °C. In seguito quando si parlerà di variazione del volume di acqua in realtà ci si riferirà a quella dell'acqua surriscaldata. Ad esempio se ci si riferisce ad un volume di 500 m³, in realtà i serbatoi saranno tutti pieni d'acqua ma solo 500 m³ corrisponderanno ad acqua surriscaldata. E' possibile realizzare ciò grazie all'eccellente stratificazione di temperatura dei serbatoi che varia da 90 °C fino a 130 °C.
- Il limite minimo accumulabile di acqua surriscaldata corrispondente a 0 m³. In questo caso non sarebbe presente acqua surriscaldata all'interno dei serbatoi.
- La portata massima entrante e uscente dall'accumulo. Sono presenti due pompe con inverter a giri variabili ciascuna con una portata massima erogabile di 350 $\frac{\text{m}^3}{\text{h}}$. Ciò significa che nell'arco di un'ora è possibile accumulare 700 m³ di acqua surriscaldata corrispondente ad una quantità di calore che varia in base alla temperatura di accumulo.
- I limiti minimi di carico dei motori endotermici, la turbina a gas e la caldaia. Il minimo carico dei motori endotermici è pari al 30% della produzione elettrica massima, mentre per la turbina a gas è al 70%. I limiti di minimo sono dovuti a ragioni ambientali legate alle emissioni. Per quanto riguarda le caldaie l'energia minima che possono fornire è pari a 5 MWh.

I cicli for annidati variano i regimi di carico delle macchine per valutare diversi assetti produttivi possibili. Ovviamente non tutti gli assetti potranno essere considerati, in quanto è necessario il rispetto dei vincoli presenti.

La turbina a gas compete con le caldaie nel momento in cui è richiesta la sua accensione. La scelta è determinata dal fatto che nei mesi estivi e primaverili l'assetto con i motori e le caldaie diventa economicamente più conveniente rispetto a quello con i motori e la turbina a gas. Tuttavia per evitare un funzionamento irregolare del turbogas, con continue accensioni e spegnimenti, una volta che si è accesa, si vuole scoraggiare il suo spegnimento, dunque nelle ore successive non viene messa in competizione con le caldaie.

Quando poi si spegne perché ad esempio si è raggiunto il livello massimo di accumulo termico e non è più possibile accumulare il calore in eccesso, l'ora successiva si valuterà se accendere le caldaie o la turbina a gas.

Così facendo le numerose accensioni e spegnimenti si riducono regolarizzando il funzionamento della turbina a gas.

Bisogna inoltre ricordare che eccessive accensioni della turbina a gas nell'arco di una giornata porterebbero ad un logoramento prematuro della macchina per questo è necessario introdurre anche dei costi di accensione.

Di seguito si illustrano le diverse logiche di funzionamento adottate nei casi estivi, invernali e di metà stagione a livello orario. Successivamente invece verrà trattata in maniera più approfondita la logica associata all'ottimizzazione dell'accumulo a livello settimanale.

4.2.2 Produzione termica superiore alla richiesta (tipico caso estivo)

Per prima cosa analizzeremo un tipico caso estivo.

I cicli for del programma variano i regimi di carico delle macchine (di un punto percentuale) ora per ora. Ogni volta che si valuterà un assetto produttivo, si partirà considerando tutte e tre le unità cogenerative in funzione. Poiché nei mesi estivi solitamente la produzione termica dei motori e della turbina a gas risulta superiore alla richiesta spesso si dovrà valutare se spegnere una macchina piuttosto che un'altra, nel caso in cui non sia possibile accumulare il calore in eccesso.

Valuteremo due logiche di funzionamento:

- 1) La turbina a gas risulta spenta ed è richiesta la sua accensione. Si valuterà se convenga economicamente accendere le caldaie piuttosto che il turbogas.
- 2) La turbina a gas è già accesa. Non verrà eseguito il confronto con le caldaie.

Di seguito verranno espone le logiche adottate dall'impianto di cogenerazione Enipower.

4.2.2.1 Prima logica di funzionamento: confronto tra gli assetti produttivi costituiti dai motori e le caldaie e dai motori e la turbina a gas

Siamo nel caso in cui la turbina a gas è spenta ed è richiesta la sua accensione. Viene eseguito un confronto tra l'assetto produttivo motori-turbogas e motori-caldaie in modo tale da valutare quale sia più conveniente economicamente.

Consideriamo per adesso l'assetto produttivo costituito dai motori e dalla turbina a gas che chiameremo *Assetto produttivo motori e turbogas 1*. Una prima verifica viene fatta per assicurarci che la turbina a gas l'ora prima fosse spenta. In caso contrario viene richiamato un altro programma *Assetto produttivo motori e turbogas 2*.

D'estate la produzione termica dei motori e della turbina a gas supera la richiesta. Bisogna dunque valutare se i serbatoi possano accumulare il calore prodotto in eccesso. In caso positivo viene scelta questa opzione. In caso contrario è necessario spegnere la turbina a gas e valutare l'assetto considerando i soli motori. Non viene fatto un confronto considerando lo spegnimento di un motore (come invece verrà valutato in seguito), ma viene considerato soltanto lo spegnimento del turbogas. La ragione è quella citata precedentemente. Poiché d'estate le accensioni e gli spegnimenti sono numerosi, quest'irregolarità viene

disincentivata scegliendo l'opzione di tenere spenta la turbina a gas (se l'ora prima era già spenta) piuttosto che farla entrare in funzione e spegnere un motore.

Adesso è necessario valutare se la produzione termica dei motori sia inferiore o superiore alla richiesta. Se è inferiore e i serbatoi hanno il calore necessario per soddisfare l'utenza si utilizza come assetto produttivo i motori e i serbatoi. Se invece i serbatoi non hanno più calore da cedere all'utenza viene posto il margine di contribuzione pari a 0 per evitare che i valori trovati non vengano memorizzati. Infatti in questo caso l'utenza non verrebbe soddisfatta ed è un'opzione che non può essere considerata.

Se la produzione termica dei motori è superiore alla richiesta e i serbatoi possono accumulare calore, allora accumulano il calore in eccesso. In caso contrario viene spento il motore a carico minore, permettendo dunque all'altro di poter soddisfare per la maggior parte l'utenza coadiuvato dai serbatoi che cederanno calore.

Infine si verifica se la portata non supera il limite massimo consentito. In caso negativo si calcola e memorizza il margine di contribuzione per poterlo confrontare con l'assetto motori e caldaie. In caso positivo viene posto a 0 sempre per evitare di memorizzare i valori associati a questo tipo di assetto produttivo.

Nello schema in Figura 4.1 la casella di partenza si chiama *Assetto motori e turbina a gas 1*. E' la macro principale che viene richiamata all'interno dei cicli for, che variano i regimi delle macchine. Si può vedere come venga fatta una prima verifica sul funzionamento della turbina a gas nell'ora precedente. In caso fosse accesa viene richiamata la macro *Assetto motori e turbina a gas 2*. In caso negativo viene fatto il confronto tra assetto motori-turbogas che richiama la logica appena spiegata e assetto motori e caldaie che invece deve ancora essere analizzata.

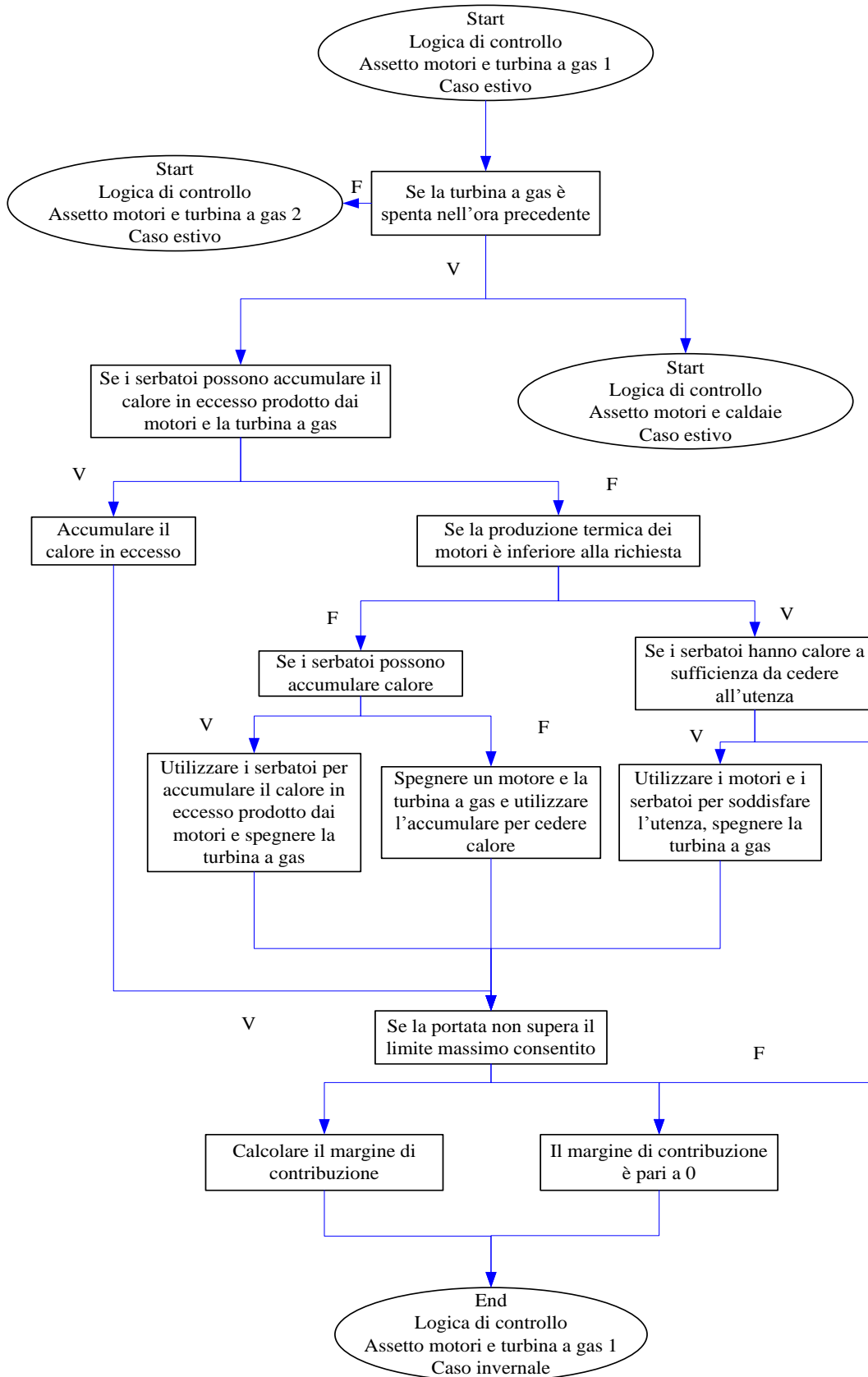


Figura 4.1 Schema a blocchi associato alla logica di funzionamento dell'assetto produttivo dei motori e della turbina a gas, con la turbina a gas spenta nell'ora precedente

La macro *Assetto produttivo motori e caldaie* viene confrontata con *Assetto produttivo motori e turbogas 1*. I valori dell'assetto che comporterà un margine di contribuzione orario maggiore, verranno memorizzati per poi essere confrontati con l'assetto produttivo a regimi differenti delle macchine.

Considerando dunque solo i motori e le caldaie, si fa un primo confronto tra richiesta termica e produzione dei motori. Se la prima è inferiore rispetto alla seconda, si verifica se i serbatoi possano accumulare calore.

In caso positivo si accumula il calore, in caso negativo si spegne il motore a carico minore, in modo tale da poter fare produrre il più possibile all'altro motore l'energia termica ed elettrica per l'utenza.

Se invece i motori producono meno rispetto alla richiesta, si verifica se i serbatoi possano cedere calore. Se ciò è possibile si utilizzano i motori e l'accumulo. Nel caso in cui i serbatoi non contengano calore a sufficienza per soddisfare l'utenza, si utilizza fino a quando è possibile il calore nei serbatoi, integrandolo con le caldaie per soddisfare la richiesta termica. Alla fine si fa una verifica sul vincolo di portata: se la portata di acqua entrante od uscente dai serbatoi è maggiore di $700 \frac{\text{m}^3}{\text{h}}$ viene posto a 0 il margine di contribuzione in modo tale che questo assetto produttivo non venga considerato nei confronti successivi. Nel caso in cui il vincolo venga rispettato allora si calcola il margine di contribuzione.

Dunque i margini di contribuzione memorizzati dal programma sono due: quello riferito all'assetto motori-turbogas e quello dell'assetto motori-caldaie. L'assetto migliore sarà quello il cui margine di contribuzione è maggiore. Se risulta maggiore di quello massimo memorizzato fino a questo momento (corrispondente ad altri regime delle macchine), si memorizzano i valori dell'assetto vincente. Questo diventerà dunque il nuovo margine di contribuzione massimo.

In Figura 4.2 è rappresentato lo schema a blocchi dell'assetto produttivo motori e caldaie.

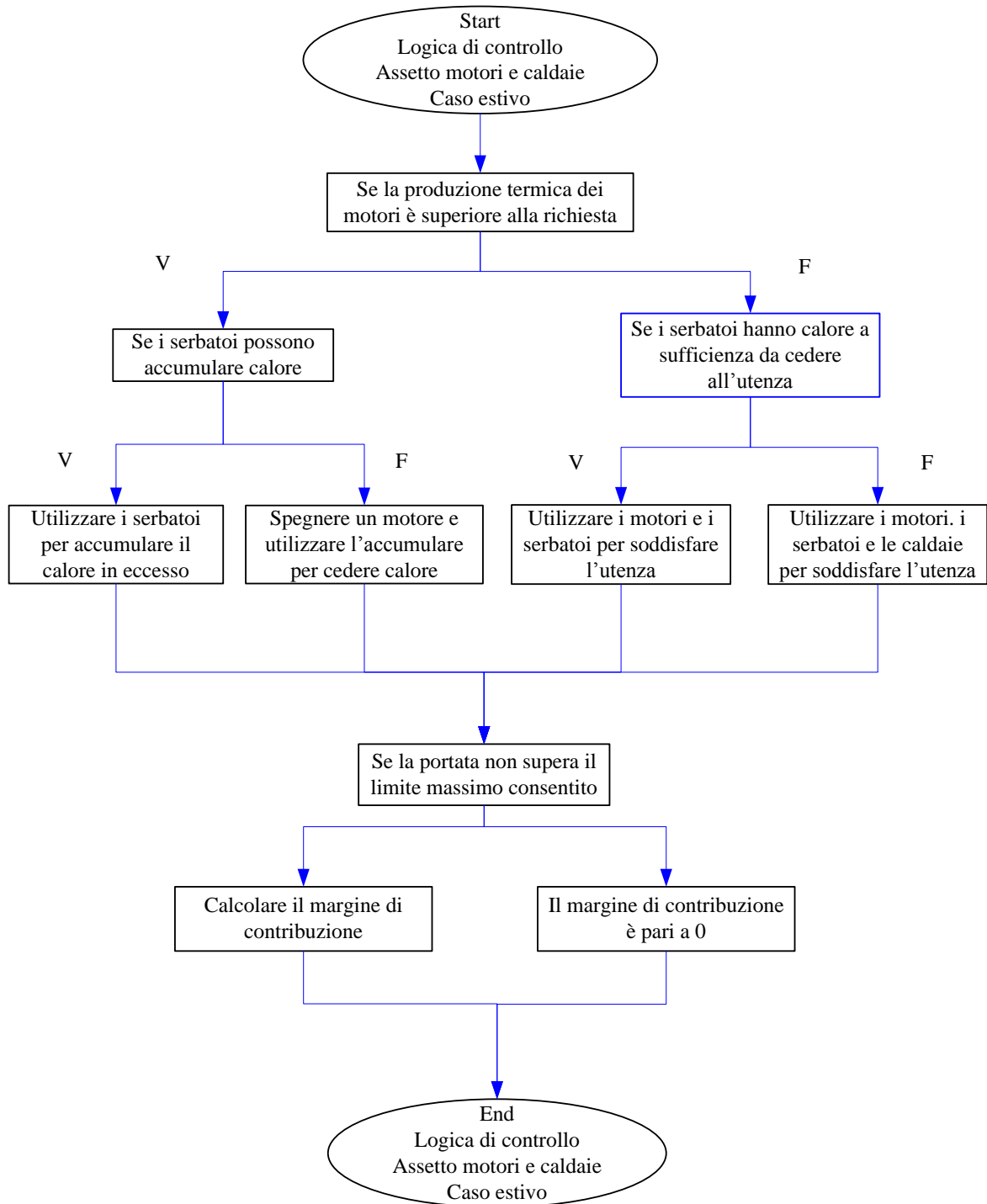


Figura 4.2 Schema a blocchi dell'assetto produttivo con i motori e le caldaie

4.2.2.2 Seconda logica di funzionamento: assetto produttivo costituito dai motori e dal turbogas

Consideriamo adesso come assetto produttivo i motori e la turbina a gas nel caso semplice in cui la turbina a gas nell'ora precedente risulti accesa. In questo caso non verrà fatto un confronto con l'assetto motori e caldaie per le ragioni esposte in Sez. 4.2.1.

Nel caso in cui la produzione termica sia superiore rispetto alla richiesta è necessario accumulare il calore in eccesso. Bisogna verificare che i serbatoi possano accumulare il calore in eccesso, in caso positivo viene fatta un'ulteriore verifica sulla portata entrante nei serbatoi che non deve superare il limite massimo di $700 \frac{m^3}{h}$. Se il vincolo non viene rispettato viene richiamata un'altra macro che prevede lo spegnimento di un motore o della turbina a gas.

Anche nel caso in cui i serbatoi non possano accumulare tutto il calore in eccesso viene richiamata la macro riferita allo spegnimento di un motore o del turbogas.

In Sez. 4.2.2.3 questa logica verrà affrontata più nel dettaglio.

Di seguito viene rappresentato lo schema a blocchi associata all'assetto dei motori e del turbogas. Il nome della macro si chiama *Assetto motori e turbina a gas 2* che si distingue da *Assetto motori e turbina a gas 1* per il fatto che in questo caso la turbina a gas nell'ora precedente è accesa.

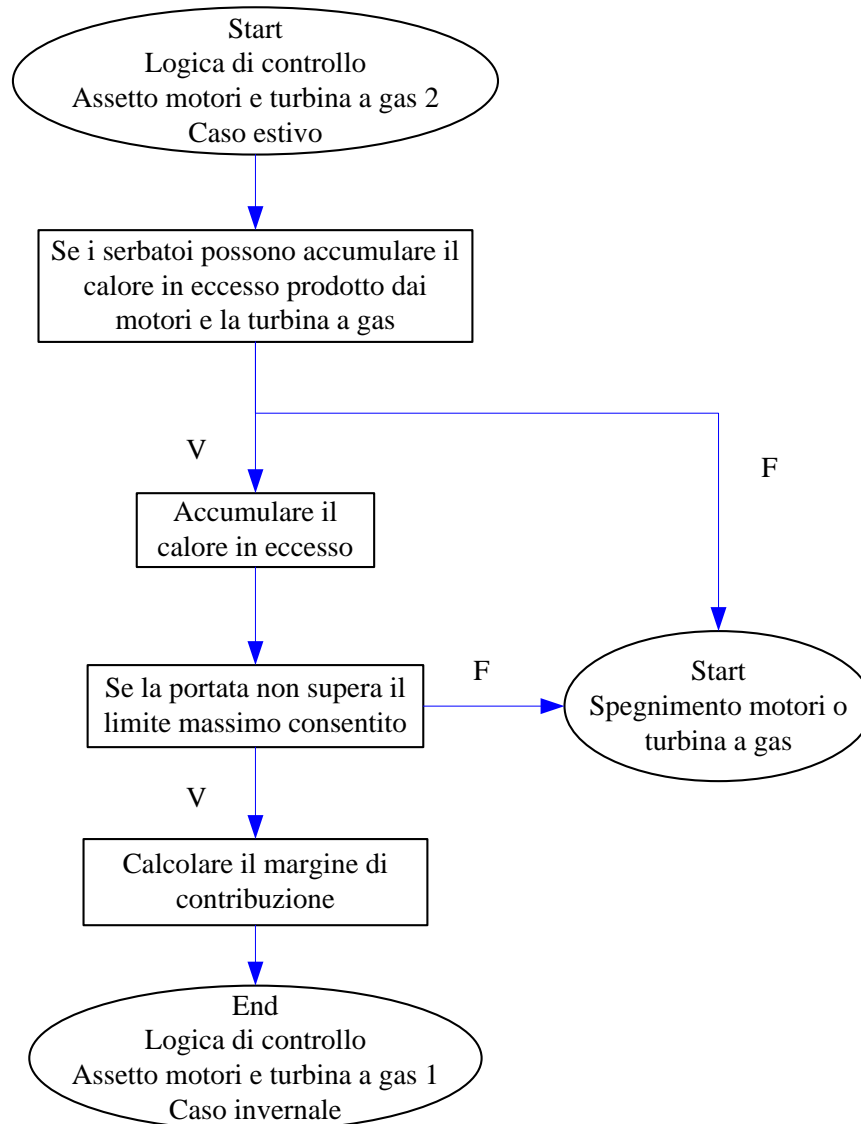


Figura 4.3 Schema a blocchi rappresentante la logica di funzionamento associata all’assetto produttivo con i motori e la turbina a gas. Il caso che si considera è quello in cui la turbina a gas nell’ora precedente sia accesa.

4.2.2.3 Confronto tra gli assetti produttivi ‘solo motori’ e ‘motore e turbina a gas’

La macro che viene richiamata nel caso in cui non venga rispettato il vincolo di portata a seguito dell’accumulo di calore in eccesso dovuto alla produzione dei motori e della turbina a gas, oppure perché i serbatoi non possono più accumulare calore si chiama *Spegnimento motori o turbogas*. Il nome del programma si riferisce alla decisione di spegnere la turbina a gas, o un motore. Bisogna ricordare che ogni volta che vengono variati i regimi dei motori e della turbina a gas, si considerano sempre tutti e tre in funzione. Dunque se i serbatoi non possono più accumulare calore o se la portata è maggiore del valore limite, ovviamente è necessario valutare un assetto produttivo che comporti lo spegnimento o di un motore o della turbina a gas.

Innanzitutto occorre verificare la convenienza economica tra lo spegnimento della turbina a gas e lo spegnimento di un motore. Vediamo innanzitutto la logica che sta dietro lo spegnimento della turbina a gas. Si esegue un confronto tra la produzione termica dei soli motori e la richiesta termica. Se la prima è inferiore rispetto alla seconda e se i serbatoi contengono abbastanza calore per soddisfare l'utenza allora si spegne la turbina a gas e si utilizzano solo i motori. Il calore ceduto dai serbatoi si calcola come differenza tra produzione termica dei motori e la richiesta termica.

Supponiamo adesso che i serbatoi non contengano abbastanza calore per soddisfare l'utenza. Ciò significa che spegnere la turbina a gas non è una buona opzione quindi sarebbe meglio valutare un altro tipo di assetto. Dunque si pone il margine di contribuzione pari a 0 in modo tale che questo assetto non venga considerato nei confronti successivi.

Supponiamo che invece i motori forniscano un'energia maggiore di quella richiesta. Se i serbatoi sono in grado di accumulare calore allora si utilizza quest'assetto. In caso contrario si spengono sia il motore a carico minore che la turbina a gas e si utilizza l'accumulo per cedere calore.

Si esegue poi un controllo sulla portata. Se nonostante lo spegnimento della turbina a gas, o della turbina a gas e il motore, il vincolo di portata non risulta ancora rispettato il margine di contribuzione viene posto pari a 0. In Figura 4.4 è rappresentato lo schema a blocchi associato allo spegnimento della turbina a gas.

Abbiamo visto il caso in cui, se il vincolo di portata non venisse rispettato, in seguito alla sovra-produzione dei componenti rispetto alla richiesta, o se i serbatoi non fossero più in grado di accumulare calore, si potesse spegnere la turbina a gas. Tuttavia si potrebbe considerare anche l'ipotesi di spegnere prima un motore della turbina a gas.

Si esegue un primo confronto tra richiesta termica e produzione del motore a carico maggiore e della turbina a gas. Se la richiesta è superiore alla produzione si valuta se i serbatoi possano cedere calore.

Se i serbatoi non possono cedere calore non ha più senso proseguire oltre, in quanto lo spegnimento o della turbina a gas o del motore, comporterebbe una richiesta di calore verso l'accumulo ancora maggiore, che tuttavia non sarebbe in grado di soddisfare. Dunque si pone il margine di contribuzione pari a 0, in modo tale da non prendere in considerazione quest'assetto.

Se invece la produzione termica del motore e la turbina supera la richiesta si verifica se i serbatoi possano accumulare calore, in caso contrario si spengono entrambi i motori e si utilizzano la turbina a gas e i serbatoi per cedere calore.

Si fa infine una verifica sul vincolo di portata. Come nei casi precedenti, se risulta rispettato allora si calcola il margine di contribuzione, nell'altro caso viene posto direttamente pari a 0.

Successivamente si calcola il margine di contribuzione risultante da questo tipo di assetto e lo si confronta con quello ottenuto considerando lo spegnimento della turbina a gas invece che del motore. In base al margine di contribuzione maggiore si considererà l'opzione di spegnere la turbina a gas o il motore.

In Figura 4.5 è rappresentato lo schema a blocchi associato allo spegnimento dei motori.

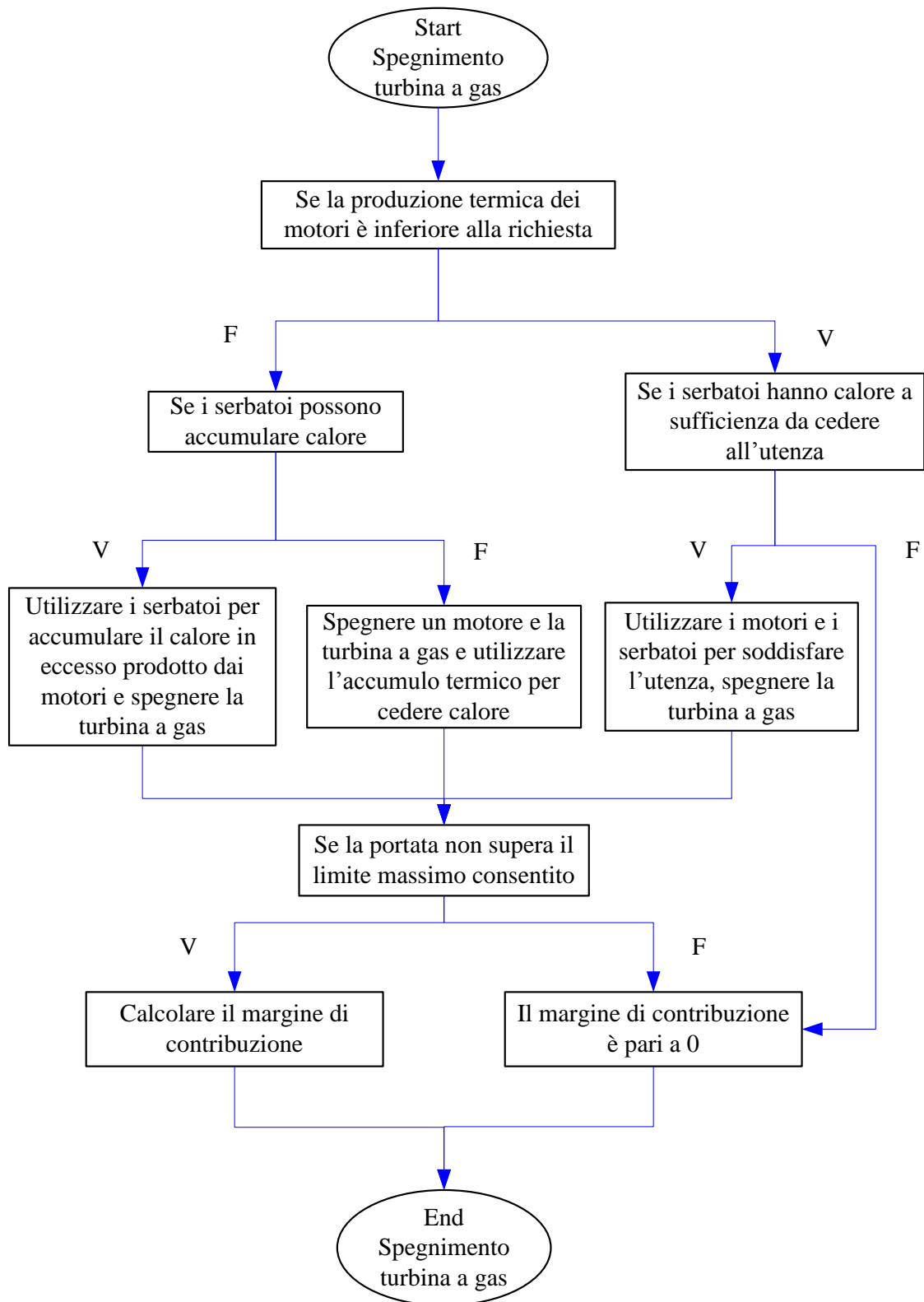


Figura 4.4 Schema a blocchi associato ad un assetto produttivo con i motori e l'accumulo termico

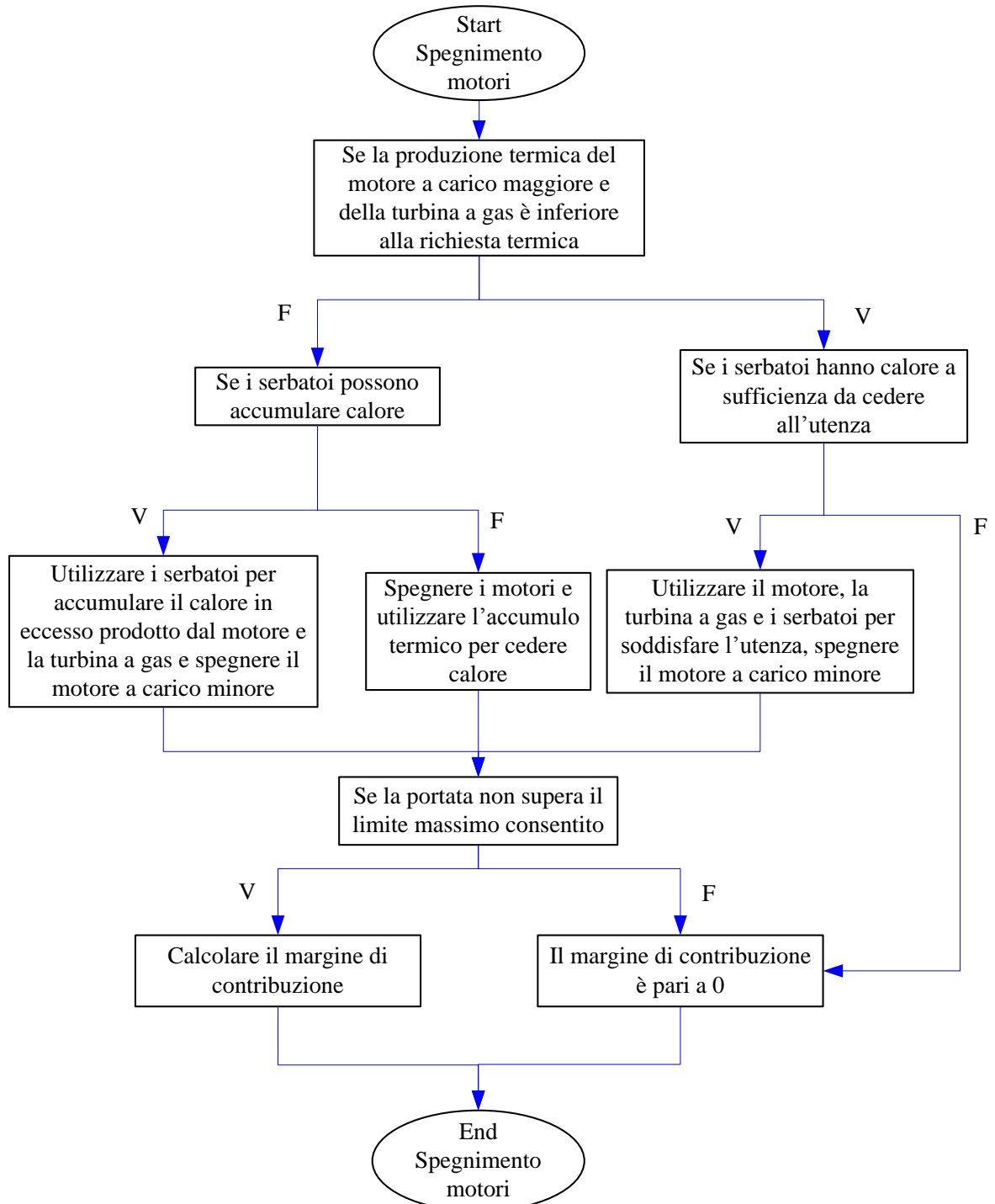


Figura 4.5 Schema a blocchi riferito alla logica di funzionamento associato all'assetto produttivo con la turbina a gas e un motore

4.2.3 Produzione termica inferiore alla richiesta (tipico caso invernale)

Nei mesi invernali capita spesso che la produzione termica sia inferiore alla richiesta e l'utilizzo dei serbatoi per cedere calore sia insufficiente per soddisfare la richiesta termica. In questi casi si può agire in due diversi modi: far intervenire la post combustione nel caso

in cui la turbina a gas e i motori non soddisfino l'utenza e far intervenire le caldaie se anche con la post combustione a massimo regime l'utenza non venga soddisfatta.

In linea generale la turbina a gas compete con le caldaie nei momenti in cui è richiesta la sua accensione. Sono presenti dunque due programmi che confrontano la soluzione con la turbina a gas e la soluzione con le caldaie. Come poi si osserverà dai risultati, le caldaie intervengono poche volte poiché la richiesta elettrica d'inverno è elevata ed è dunque più plausibile un assetto produttivo con i motori e la turbina a gas piuttosto che una con i motori e le caldaie (in questo caso l'energia elettrica dovrebbe essere comprata in borsa). Nel periodo invernale le caldaie intervengono quando sono presenti elevati costi di accensione della turbina a gas, oppure quando la richiesta elettrica non è particolarmente elevata e il prezzo zonale Nord è basso come nella giornata di Domenica, dunque diventa poco conveniente tenere accesa la turbina a gas.

Per quanto riguarda l'assetto dei motori e la turbina a gas, per prima cosa, dopo aver verificato che la produzione termica sia inferiore alla richiesta (è il tipico caso invernale), si valuta se i serbatoi contengano calore a sufficienza da cedere all'utenza. In caso positivo si preleverà calore dai serbatoi. Se ciò non si verifica allora è necessario far intervenire la post combustione o le caldaie congiuntamente all'utilizzo dei serbatoi. La logica è quella di svuotare i serbatoi del calore rimasto e accendere la post combustione per soddisfare la richiesta termica. C'è un limite riguardante l'energia massima che la turbina a gas può fornire in post combustione, ossia 30 MWh. Indubbiamente questo limite potrebbe venir superato, tuttavia se ciò accadesse interverrebbero le caldaie ausiliarie.

Si è scelto di non utilizzare la post combustione della turbina a gas e le caldaie per l'accumulo di calore. Accumulare calore proveniente da una generazione separata potrebbe inficiare la produzione cogenerativa nelle ore successive, in quanto ad esempio se l'accumulo fosse già ad un livello molto alto non si potrebbe accumulare calore prodotto attraverso la cogenerazione. Inoltre non avrebbe senso accumulare del calore che potrebbe essere in parte dissipato nelle ore successive a causa delle perdite di accumulo termico e che potrebbe essere benissimo prodotto quando richiesto dall'utenza.

Se invece i serbatoi non contenessero più calore da poter fornire, si utilizzerebbe direttamente la post combustione fino al limite massimo consentito per poi far intervenire le caldaie.

C'è un altro limite relativo all'energia minima che possono fornire le caldaie, ossia 5 MWh. Se nel momento in cui vengono accese, l'energia fornita è superiore al limite minimo, allora non ci sono problemi e si usa la post combustione a carico massimo e le caldaie che forniscono il calore necessario per soddisfare l'utenza. Se invece per soddisfare l'utenza, dovessero fornire del calore inferiore al limite minimo, si farà andare la post combustione a massimo carico, le caldaie a minimo carico e i serbatoi accumuleranno il calore in eccesso. Si è scelto di dare priorità alla post combustione piuttosto che alle caldaie, in quanto a pari calore fornito il consumo di combustibile è minore. Lo schema a blocchi della logica appena descritta si può osservare in Figura 4.6.

Per quanto riguarda invece l'assetto riferito ai motori e le caldaie, la logica è differente. Le caldaie si sostituiscono alla produzione della turbina a gas. In un tipico caso invernale la

produzione termica dei motori e della turbina a gas è inferiore alla richiesta. Se siamo dentro questo caso si sostituisce la produzione della turbina a gas con quella delle caldaie e si utilizzano i serbatoi, se contengono calore a sufficienza, per soddisfare la richiesta termica. Nel caso in cui il livello dell'accumulo sia a 0, si utilizzano solamente i motori e le caldaie per soddisfare l'utenza, senza l'accumulo di calore. Infatti non avrebbe senso accumulare calore con le caldaie in quanto non si avrebbe un beneficio economico come quello dell'accumulo di calore in eccesso prodotto dalla turbina a gas e i motori che possono produrre maggiore energia elettrica da vendere in borsa. I serbatoi, ora per ora, perdono del calore in quanto l'isolamento non è perfetto. Non avrebbe senso dunque accumulare del calore tramite le caldaie che nelle ore successive potrebbe in parte andare perso e che non dà vantaggi economici nell'istante in cui viene prodotto. Gli unici casi in cui viene accumulato calore da parte delle caldaie si verifica quando l'energia che dovrebbe produrre per soddisfare l'utenza sia inferiore al limite minimo consentito (5 MW). In questo caso la priorità è soddisfare l'utenza quindi si ricorre a questo assetto produttivo nonostante non sia energeticamente ottimale.

Nel caso in cui il livello dell'accumulo sia maggiore di 0, le caldaie producono quanto produrrebbe la turbina a gas nel caso di confronto e si utilizzano i serbatoi per soddisfare l'utenza. Se neanche i serbatoi sono sufficienti allora si incrementa la produzione di calore delle caldaie in modo tale da poter soddisfare la richiesta termica. La logica appena descritta è rappresentata in Figura 4.7.

Il margine di contribuzione verrà calcolato secondo le modalità viste in Sez. **Errore. L'origine riferimento non è stata trovata.**

Nel calcolo dei flussi energetici orari si tiene conto anche delle perdite termiche dei serbatoi. L'isolamento termico dell'accumulo non è perfetto. I serbatoi hanno un rendimento di accumulo giornaliero pari al 95%. Ciò significa che nell'arco di una giornata le perdite termiche sono pari al 5% rispetto al volume iniziale di acqua surriscaldata. Ora per ora si assumono dello 0,21%. Poiché ogni ora viene prelevato o ceduto calore ai serbatoi, bisogna tenere conto sia del calore contenuto ad inizio ora, sia del calore contenuto a fine ora. Per approssimazione si considererà la media aritmetica del calore contenuto ad inizio e fine ora e verrà moltiplicata per le perdite orarie percentuali (0,21%).

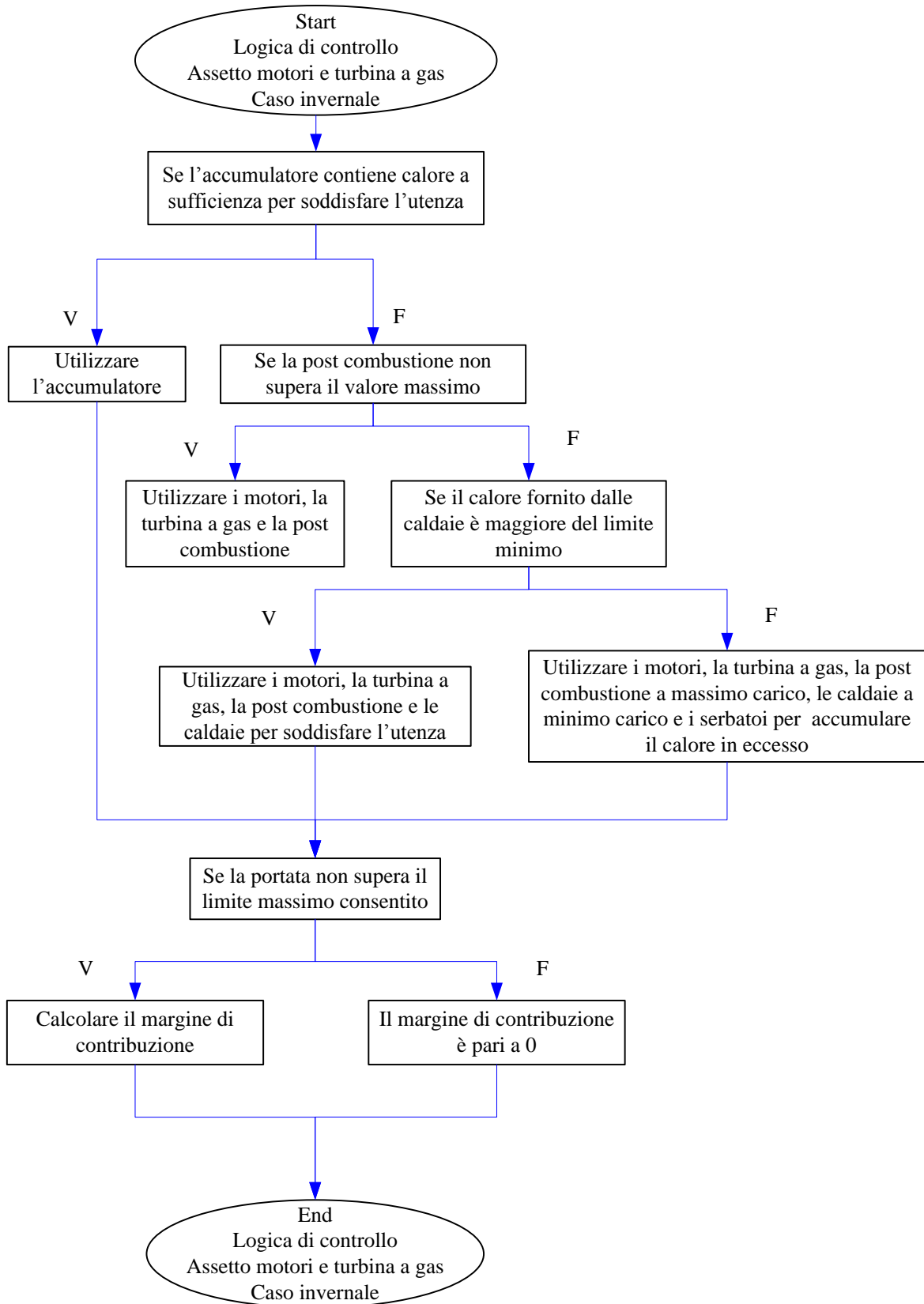


Figura 4.6 Schema a blocchi riferito alla logica di funzionamento dell'impianto in un tipico caso invernale. L'assetto prevede i motori, la turbina a gas e le caldaie che intervengono solo in caso necessario

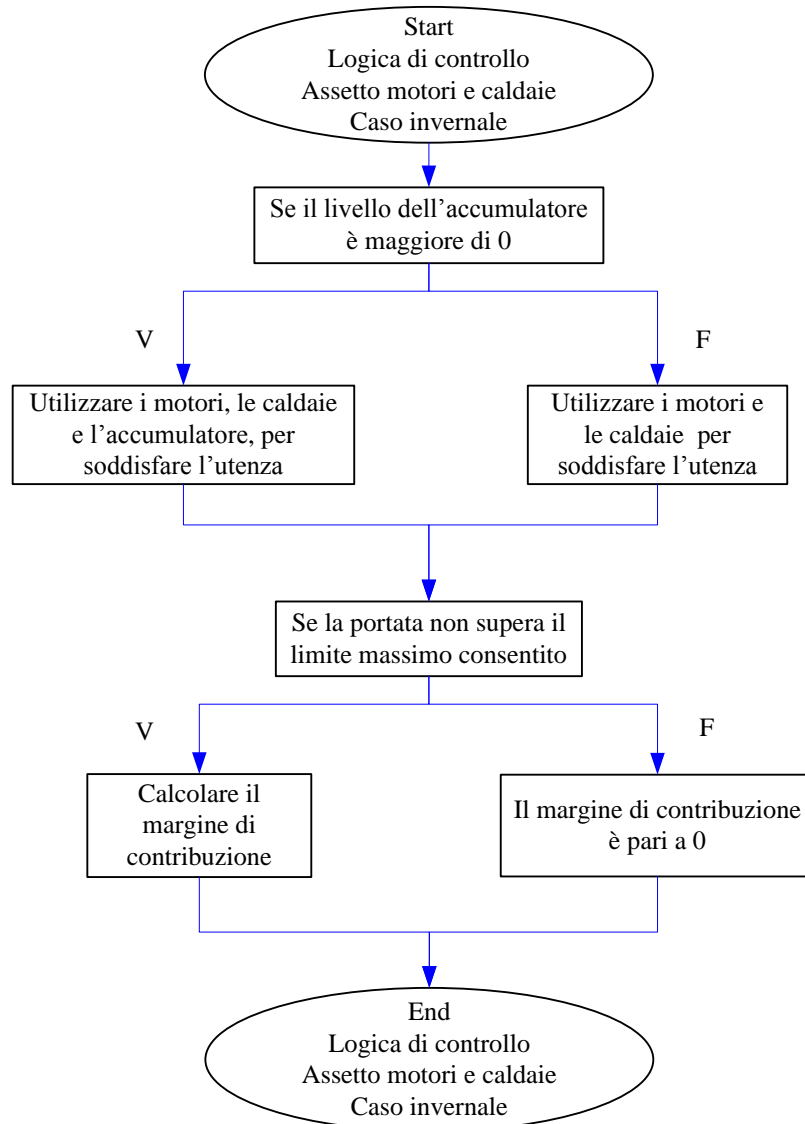


Figura 4.7 Schema a blocchi associato alla logica di funzionamento dell'impianto in un tipico caso invernale. L'assetto prevede i motori e le caldaie

4.2.4 Vincoli problematici

Esistono dei casi significativi in cui la logica di base non può essere applicata in quanto mina il rispetto del vincolo legato alla portata.

Questi casi si verificano soprattutto in presenza dell'assetto solo motori e turbina a gas senza confronto con l'assetto produttivo motori e caldaie (*Assetto produttivo motori e turbogas 2*). Infatti, come già sappiamo, la portata massima entrante ed uscente dall'accumulo può essere al massimo di $700 \frac{\text{m}^3}{\text{h}}$. Significa che c'è un vincolo sul calore massimo possibile che può essere prelevato o ceduto ai serbatoi, in base alla temperatura di accumulo. Più questa temperatura è alta, più è possibile immagazzinare o prelevare calore a pari portata.

A 700 m^3 di portata corrispondono circa 20,4 MW (con una temperatura di accumulo di $125 \text{ }^\circ\text{C}$ e di ritorno di $100 \text{ }^\circ\text{C}$).

Nell'arco di una giornata può succedere che il livello di accumulo termico vada quasi a 0. Se la differenza tra produzione termica e richiesta è molto elevata (come nei mesi estivi e primaverili), anche a regime di carico minimo di tutte le macchine non è possibile immagazzinare quel calore. Non è possibile neanche dissipare la parte di calore che non si può accumulare in quanto l'impianto di Bolgiano non è adibito per la dissipazione del calore in eccesso, oppure prelevare calore dall'accumulo in quanto è vuoto. Ciò che si può fare è utilizzare le caldaie per soddisfare l'utenza. Il limite minimo di potenza erogata è 5 MW. Se la differenza tra richiesta termica e la produzione dei motori è inferiore al limite minimo di energia fornita dalle caldaie, il calore in eccesso lo accumulano i serbatoi.

Un altro caso in cui il vincolo di portata crea problemi si verifica quando l'accumulo è quasi pieno. Infatti non si può accendere la turbina a gas in quanto non è possibile immagazzinare il calore in eccesso, mentre prelevare calore dell'accumulo potrebbe risultare impossibile a causa di un'elevata differenza tra richiesta termica e produzione dei motori (20 MW nell'esempio precedente) che comporterebbe il superamento del limite massimo di portata. In questo caso si preleva tutto il calore possibile dall'accumulo (20 MW) e il resto lo producono le caldaie. Se anche in questo caso il limite minimo di potenza delle caldaie non venisse rispettato, le caldaie produrranno il minimo possibile mentre la restante parte verrà fornita dai serbatoi.

4.2.5 Modellizzazione dell'accumulo termico

Fino adesso abbiamo visto la logica di funzionamento oraria del programma. Ogni ora si calcola il margine di contribuzione massimo facendo variare i regimi di carico dei motori e della turbina a gas. Tuttavia, poiché è presente l'accumulo, la massimizzazione del margine di contribuzione giornaliero potrebbe non coincidere con la massimizzazione dei margini di contribuzione orari, come per gli altri modelli. Ciò è dovuto alla presenza dei serbatoi di accumulo termico. Se ad esempio si accumulasse maggiore calore nelle prime ore, lo stato dell'accumulo nelle ore successive cambierebbe (e così anche i margini contribuzione massimi orari) e questo potrebbe comportare un margine di contribuzione giornaliero maggiore o minore rispetto a quello calcolato utilizzando la semplice logica di funzionamento descritta in Sez.4.2.

Ciò significa che è necessario fare diverse iterazioni su tutta la giornata, cambiando le condizioni iniziali, in modo tale da poter osservare come varia il margine di contribuzione giornaliero in base alle diverse ore in cui viene accumulato il calore.

Imporre come condizione iniziale alla seconda iterazione lo spegnimento dei motori o della turbina a gas è rischioso, in quanto i vincoli potrebbero non venire soddisfatti (come ad esempio la portata massima entrante o uscente dai serbatoi oppure il soddisfacimento della richiesta termica). Quello che si può fare è forzare l'incremento dei regimi dei motori e della turbina a gas in determinate ore, dando priorità a quelle in cui il prezzo dell'energia elettrica è maggiore.

La logica di funzionamento dell'accumulo descritta fino adesso, viene eseguita a livello giornaliero. La simulazione a livello settimanale viene fatta considerando il livello della prima ora di ogni giorno pari a quello dell'ultima del giorno precedente.

E' importante che i flussi di calore entranti e uscenti dai serbatoi nell'arco di una settimana si debbano bilanciare, ossia il livello di acqua surriscaldata a fine settimana sia uguale a quello di inizio settimana. E' molto difficile realizzare ciò, soprattutto attraverso un modello in cui è presente una logica di funzionamento complessa. Dunque ammetteremo un errore massimo possibile di livello a fine settimana del 5% rispetto al livello di inizio settimana.

Possiamo analizzare 3 casi specifici relativi alla modellizzazione dell'accumulo termico a livello settimanale: quello invernale, quello estivo e quello di metà stagione.

4.2.5.1 Caso invernale

La stagione invernale è quella più facilmente ottimizzabile in quanto la richiesta termica oraria è decisamente superiore alla produzione (significa che spesso i motori e la turbina a gas vanno già a massimo carico). Consideriamo i mesi di Dicembre, Gennaio, Febbraio. Innanzitutto è necessario decidere da che livello iniziale di volume di acqua surriscaldata partire.

La richiesta termica nella giornata di Domenica risulta inferiore rispetto ai giorni feriali. Il prezzo zonale Nord inoltre si può considerare costante e non sarà significativamente alto rispetto al Sabato e ai festivi. Ciò significa che la turbina a gas, soprattutto nelle ultime ore, non si accenderà facilmente, in quanto risulta meno conveniente produrre energia elettrica in eccesso da vendere in borsa. Infatti quello a cui si assiste è lo svuotamento dei serbatoi nella giornata di Domenica. Dunque il primo giorno della settimana vedrà il livello di partenza dell'accumulo pari a 0.

Facendo diverse simulazioni con un livello di partenza dell'accumulo termico massimo, ad inizio settimana, poi a metà e infine vuoto, si osserva che di Domenica l'accumulo termico tende a svuotarsi completamente. Dunque il livello migliore di partenza, affinché vengano rispettati i flussi di calore entranti ed uscenti dai serbatoi settimanalmente, dell'accumulo termico ad inizio settimana è pari a 0.

4.2.5.2 Caso estivo e di metà stagione

Durante l'estate, ossia i mesi di Luglio, Agosto e Settembre, si considera ancora un volume di 3000 m³.

Si considera una temperatura di accumulo di 125 °C mentre quella di ritorno di 100 °C.

Nei mesi estivi conviene far partire l'accumulo vuoto. Questo è dovuto al fatto che nel weekend, soprattutto di Domenica, la richiesta termica risulta molto bassa (come nei mesi invernali). Il funzionamento della turbina a gas simultaneamente ai motori (o ad un motore) in questi giorni è difficoltoso in quanto produrrebbe molto più calore di quello necessario, il vincolo di portata massima verrebbe raramente rispettato e i serbatoi non potrebbero

accumulare tutto il calore in eccesso. Dunque nella giornata di Domenica risulta economicamente conveniente utilizzare i due motori e le caldaie congiuntamente ai serbatoi. In questa giornata si assiste allo svuotamento dei serbatoi. Di conseguenza il Lunedì seguente l'accumulo sarà vuoto in partenza. Se considerassimo un livello di partenza dell'accumulo di 3000 m³, risulterebbe molto difficile far tornare il livello a fine settimana uguale a quello di partenza, proprio a causa della differenza elevata tra produzione termica dei motori e del turbogas e la richiesta. L'assetto produttivo preponderante sarà quello costituito dalle caldaie e dai motori a fine settimana senza la possibilità di accumulo termico. I mesi autunnali e primaverili non sono particolarmente diversi dai casi estivi. In alcuni mesi addirittura la richiesta termica è molto minore rispetto a quella estiva in quanto non è richiesto un elevato riscaldamento o raffrescamento. La logica adottata è identica a quella estiva. La temperatura di accumulo considerata è di 125 °C, il volume massimo dell'accumulo di 3000 m³ e un livello iniziale e finale pari a 0.

4.2.5.3 Incremento dei carichi dei motori e della turbina a gas

Per prima cosa viene eseguito il programma secondo la logica di base descritta in Sez. 4.2, per un'intera giornata.

I valori ottenuti, che corrispondono ai valori con il margine di contribuzione massimo per ogni ora, vengono memorizzati su dei vettori. In particolare il dislivello tra volume iniziale e finale dell'accumulo e il margine di contribuzione giornaliero guideranno la logica di ottimizzazione.

Per ottimizzare meglio l'accumulo termico si vuole incrementare il carico minimo delle macchine in determinate ore, per osservare poi come varia lo stato dell'accumulo e il margine di contribuzione nell'arco della giornata.

Innanzitutto per comprendere meglio la logica bisogna sapere come varia il prezzo dell'energia elettrica nell'arco della giornata. Si possono individuare 3 fasce orarie relative al PUN e al prezzo zonale Nord nei giorni feriali:

- Ore 9-19, fascia oraria in cui il prezzo dell'energia elettrica è maggiore
- Ore 8, ore 20-23, fascia oraria in cui il prezzo tende a scendere
- Ore 1-7, ore 24, fascia oraria con il prezzo dell'energia elettrica minore

Nella giornata di Sabato la prima fascia coincide con la seconda, mentre nei festivi si considera solo l'ultima fascia.

Risulta evidente che ciò che conviene fare è cercare di produrre a massimo carico nelle ore in cui il prezzo dell'energia elettrica è maggiore, per poterla vendere in borsa e accumulare il calore in eccesso mentre le ore in cui il prezzo dell'energia elettrica è minore conviene utilizzare i serbatoi per soddisfare la richiesta termica.

E' stata fatta una graduatoria delle ore in cui poter incrementare il carico minimo dei motori e del turbogas che sono state classificate in:

- Ore 8-19, prima fascia oraria
- Ore 8-13, primo gruppo di ore della prima fascia oraria

- Ore 15-19, secondo gruppo di ore della prima fascia oraria
- Ore 15-23, prima fascia oraria e seconda fascia oraria
- Ore 20-23, seconda fascia oraria
- Ore 23-24, seconda e terza fascia oraria

Per ogni gruppo di ore, viene incrementato il carico minimo dei componenti contemporaneamente di 10 punti percentuali (non di meno, poiché si correrebbe il rischio di rendere troppo lenta la risposta del programma). Si parte dalla prima ora del gruppo considerato e si incrementa il carico, eseguendo poi la logica di funzionamento di base. Sicuramente la prima ora considerata vedrà il proprio margine di contribuzione orario ridotto in quanto quello ottimo era stato trovato utilizzando la semplice logica di funzionamento di base. Lo stato dell'accumulo ovviamente cambierà e comporterà un volume differente di acqua surriscaldata da cui poter prelevare calore nell'ora successiva. Si incrementa dunque di 10 punti percentuali anche il carico nell'ora seguente e così via poi per tutte le ore del gruppo considerato. Terminato il primo incremento del regime minimo dei componenti viene memorizzato il margine di contribuzione e si ritorna alla prima ora del gruppo per incrementare di altri 10 punti percentuali i carichi minimi. Dopo che è stato eseguito l'incremento dei carichi per ogni ora si confronta il margine di contribuzione con quello memorizzato in precedenza. Se è maggiore, questo assetto verrà memorizzato al posto di quello precedente, in caso contrario si andrà avanti a incrementare i regimi dei motori e della turbina a gas fino a quelli massimi possibili.

Terminata la simulazione con il primo gruppo di ore, si procederà con il secondo gruppo di ore. La logica è la stessa, solamente traslata su altre ore.

Per ogni gruppo di ore verrà memorizzato il margine di contribuzione e i valori dell'assetto ottimizzato a fine giornata.

Eseguire tale procedimento per tutti i gruppi di ore di ogni giornata della settimana, renderebbe il programma troppo pesante e la risposta si otterrebbe in tempi molto lunghi. Si è deciso di ridurre il gruppo di ore a quattro anziché a sei nei giorni feriali e nella giornata di Sabato. I gruppi scelti sono quelli in cui il prezzo dell'energia elettrica è maggiore, infatti è presumibile pensare che se il margine di contribuzione giornaliero dovesse cambiare incrementando i carichi delle macchine, lo farebbe nelle ore in cui il prezzo dell'energia elettrica è maggiore e quindi l'energia elettrica in eccesso verrebbe venduta in borsa. I gruppi scelti per i giorni feriali e Sabato sono dunque:

- Ore 8-19, prima fascia oraria
- Ore 15-19, secondo gruppo di ore della prima fascia oraria
- Ore 15-23, prima fascia oraria e seconda fascia oraria
- Ore 20-23, seconda fascia oraria

Per quanto riguarda invece i giorni festivi, l'ottimizzazione viene eseguita considerando tutti i gruppi orari. Il prezzo zonale Nord infatti non varia sensibilmente nell'arco di queste giornate e diventa difficile poter prevedere le ore in cui convenga incrementare i regimi dei motori e della turbina a gas.

Di seguito è rappresentato l'andamento del prezzo zonale Nord nel mese di Gennaio e Agosto. In entrambi i mesi si può osservare che nella giornata di Domenica non varia mai

mentre in quella feriale c'è un cambiamento sensibile. Ovviamente non si può conoscere il valore del PUN e del prezzo zonale se non il giorno precedente al dispacciamento dell'energia elettrica. I risultati vengono comunicati dal GSE. I prezzi utilizzati dal programma per il 2015 sono delle stime fatte da Enipower sulla base dei prezzi del 2014.

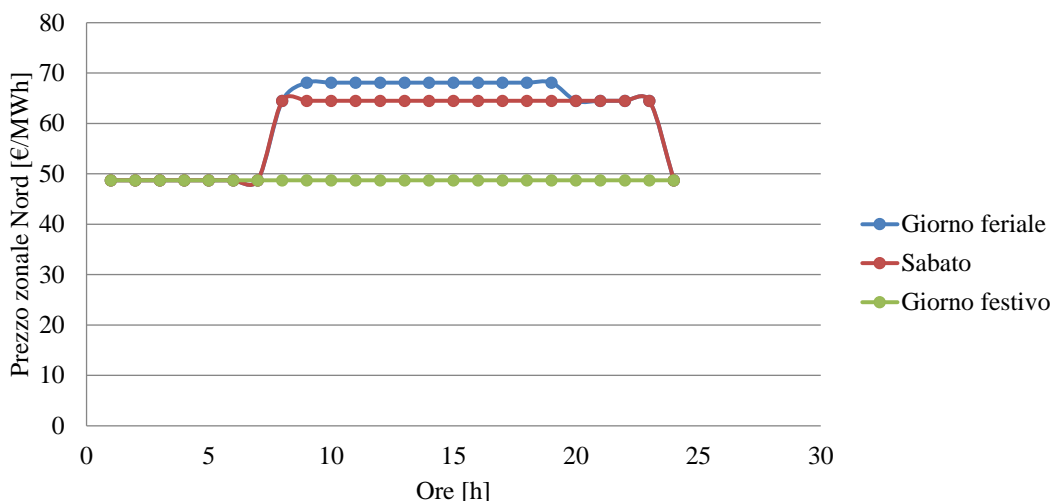


Figura 4.8 Andamento del prezzo zonale Nord nel mese di Gennaio in una giornata feriale, un Sabato e un festivo

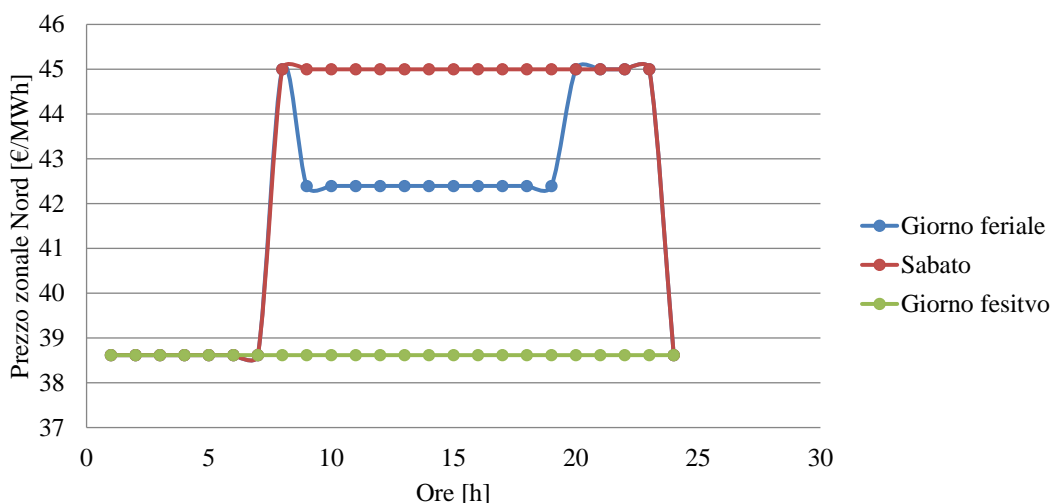


Figura 4.9 Andamento del prezzo zonale Nord nel mese di Agosto in una giornata feriale, un Sabato e un festivo

Come si può notare l'andamento dei prezzi è diverso da quello reale dell'andamento del mercato elettrico. In genere i prezzi sono divisi in tre fasce. Ogni fascia vede una propria variazione di prezzo in base all'ora e al giorno considerato. Per semplificare l'ottimizzazione è stata fatta una media di tutti i prezzi di ogni fascia di ogni mese. Per questo motivo l'andamento risulta appiattito.

Agosto vede la prima fascia con un prezzo zonale Nord minore rispetto alla seconda, mentre a Gennaio è superiore.

Una volta eseguito il programma di incremento dei regimi nell'arco di una giornata, sarà necessario fare un confronto tra i diversi risultati in modo tale da scegliere quello ottimo. L'assetto migliore sarà quello che avrà il margine di contribuzione giornaliero maggiore. Si esegue il programma per 5 giorni feriali, un Sabato e un festivo e ognuna di queste giornate avrà come livello di partenza quello pari all'ultima ora del giorno precedente. A fine settimana si verifica che il livello dell'accumulo sia circa pari a 0 (con un margine di errore del 5%). Se l'ultimo giorno della settimana l'assetto produttivo economicamente più conveniente non rispetta questo vincolo, si considera il secondo assetto produttivo migliore e si verifica che il livello sia dentro il limite stabilito e si prosegue in questo modo fino a che non si trova l'assetto con un livello finale di accumulo circa pari a 0.

4.3 Analisi dei risultati relativi al terzo modello

E' utile fare delle considerazioni in merito ai risultati ottenuti. Analizziamo innanzitutto il mese di Febbraio. Come si può osservare il livello di acqua surriscaldata dell'accumulo varia giornalmente. Si passa da un livello di iniziale pari a 0 m³ ad un livello finale sempre pari a 0. Ciò significa che i bilanci energetici sono rispettati per l'intera settimana. La turbina a gas entra in funzione fin da subito in quanto la richiesta termica è molto alta. Si assiste ad uno svuotamento di acqua surriscaldata nelle ore centrali dei giorni feriali, dunque le ore in cui la richiesta termica è altissima. In queste ore entra in funzione anche la post combustione. La turbina a gas partecipa per la maggior parte della produzione.

Nelle ore iniziali dei giorni feriali si assiste invece ad un accumulo di acqua dei serbatoi, in quanto i motori e la turbina a gas producono più di quanto richiesto.

In Figura 4.10 è rappresentata la produzione termica oraria delle macchine. In arancione è evidenziato il calore accumulato dai serbatoi (se negativo) o ceduto (se positivo). La produzione supera sempre la richiesta poiché bisogna considerare anche il 10% delle perdite della rete di teleriscaldamento.

Rispetto al modello in cui sono presenti solo i motori, la turbina a gas e le caldaie, la post combustione interviene meno volte grazie alla presenza dell'accumulo che si sostituisce ad essa.

Nella giornata di Sabato i serbatoi tendono ad accumulare ancora più calore (Figura 4.12) in quanto la richiesta termica è alta e il prezzo dell'energia elettrica è tale da rendere conveniente una sovrapproduzione di energia elettrica da vendere in borsa per aumentare i ricavi.

Nella giornata di Domenica i serbatoi sono vuoti nelle ultime 4 ore e entrano in funzione solo i motori e le caldaie.

Nell'arco di una giornata invernale dunque si assiste alla tendenza di un riempimento progressivo nelle ore iniziali ed uno svuotamento del serbatoi invece nelle ore finali.

Capitolo 4

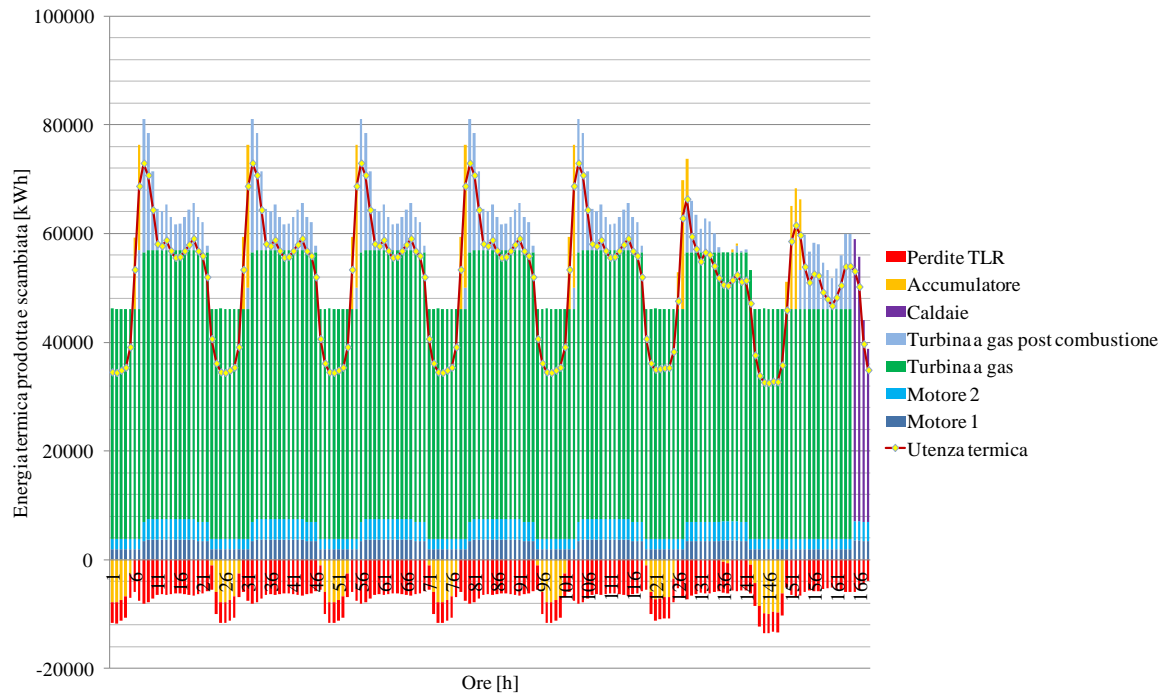


Figura 4.10 Produzione termica dei motori, turbina a gas, caldaie, accumulo/decumulo dei serbatoi, perdite termiche nella rete di teleriscaldamento e richiesta termica nel mese di Febbraio

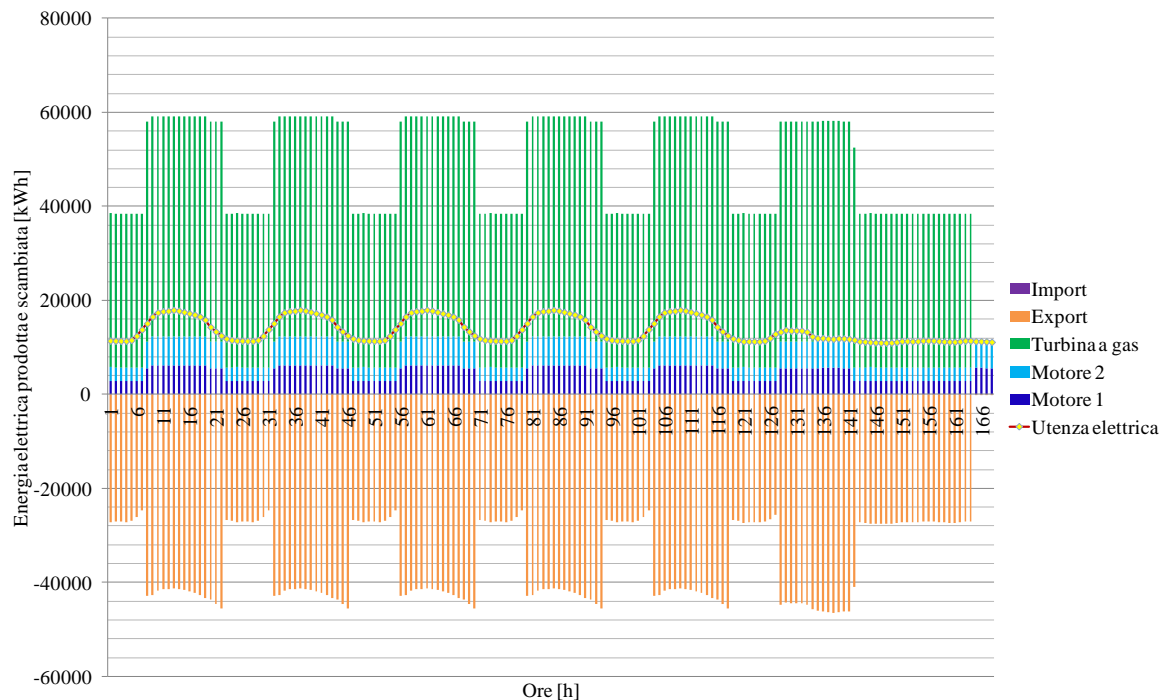


Figura 4.11 Produzione totale più Import ed Export dalla rete nazionale nel mese di Febbraio

Per quanto riguarda l'energia elettrica prodotta, come è possibile vedere in Figura 4.11, risulta sempre superiore alla richiesta, anche nelle giornate di Sabato e Domenica. In questo modo è possibile vendere l'energia elettrica in eccesso in borsa aumentando dunque i ricavi.

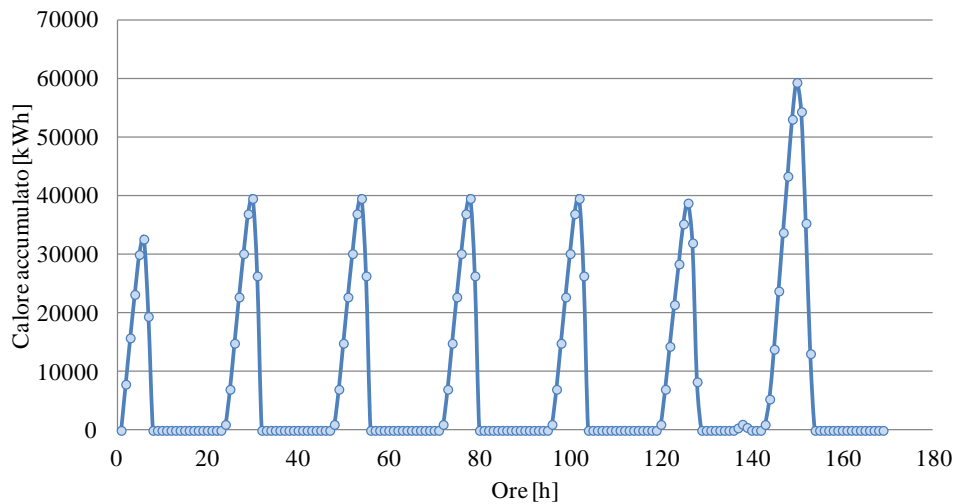


Figura 4.12 Variazione settimanale del calore accumulato nei serbatoi nel mese di Febbraio

Se analizziamo il mese di Maggio, possiamo notare che rispetto ai mesi invernali la turbina a gas interviene meno volte. Nei giorni feriali, dall'ora 1 all'ora 6, intervengono sempre i motori e le caldaie, in quanto la richiesta termica ed elettrica non sono molto alte e ci troviamo nella terza fascia oraria, la più bassa, dunque risulta poco conveniente produrre energia elettrica in surplus. In seguito la richiesta termica aumenta e così interviene la turbina a gas. Rimane accesa fino alle 12 per poi spegnersi e riaccendersi per un'altra ora. Durante questo periodo di funzionamento del turbogas viene sempre accumulato il calore in eccesso. Nelle ore successive, in cui invece la turbina a gas non è più in funzione in quanto la richiesta termica diminuisce, i serbatoi tendono a svuotarsi del calore presente all'interno.

La variazione di livello di acqua surriscaldata conferma le ipotesi fatte circa i mesi di metà stagione del secondo modello. Il calore in eccesso viene accumulato nelle ore in cui, nell'altro modello, veniva dissipato. In queste ore infatti è particolarmente conveniente, fare intervenire la turbina a gas in quanto il prezzo dell'energia elettrica risulta alto.

Il Sabato e la Domenica intervengono solo i motori e le caldaie. I serbatoi non vengono quasi mai utilizzati se non per l'accumulo di pochissimo calore. Infatti anche se risulta energeticamente sconveniente accumulare il calore prodotto dalle caldaie, in alcune ore non è possibile fare altrimenti in quanto il limite minimo delle caldaie è di 5 MW. Questo limite potrebbe non essere rispettato nei momenti in cui la richiesta termica è bassa, i motori da soli non riescono a soddisfarla, non risulta economicamente conveniente accendere la turbina a gas e l'unica opzione è utilizzare le caldaie per soddisfare l'utenza. Le caldaie potranno sempre fornire un'energia minima di 5 MWh. Se dunque è presente del calore in eccesso prodotto dai motori e le caldaie i serbatoi sono costretti ad accumularlo. Com'è possibile osservare dalla Figura 4.13 o in Figura 4.15, il calore accumulato in eccesso dai serbatoi è sempre poco, non più di 5-10 m³ di acqua surriscaldata. Infatti il programma cercherà sempre la combinazione ottima per poter accumulare il minor calore possibile attraverso le caldaie.

Capitolo 4

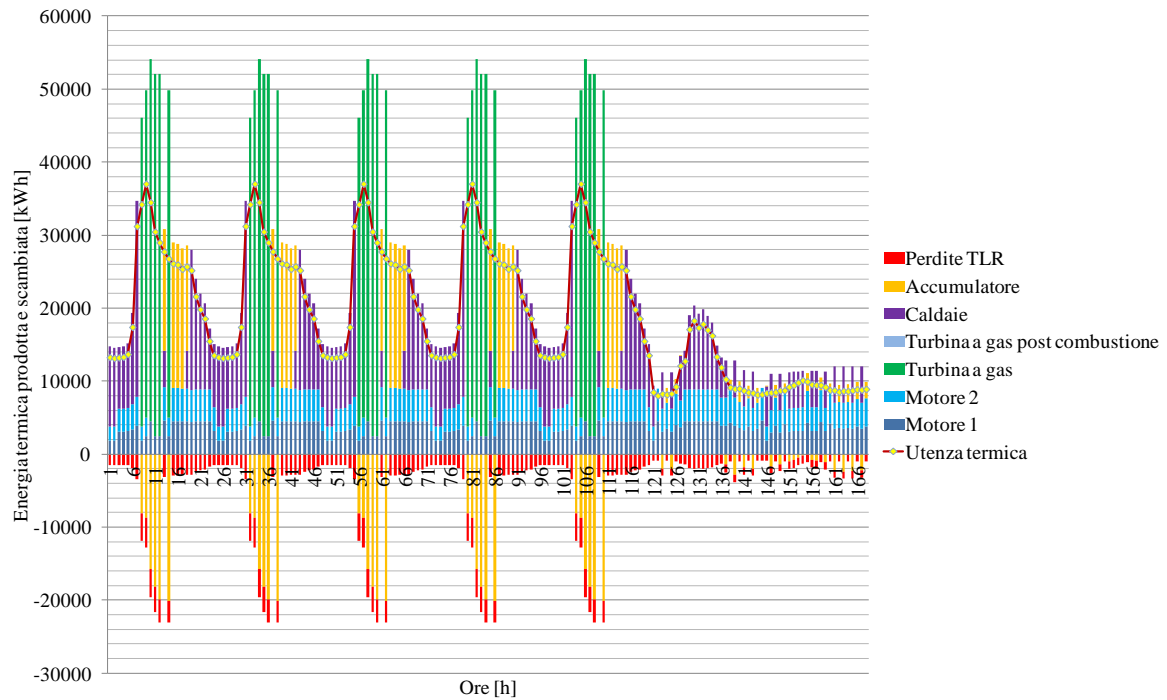


Figura 4.13 Produzione termica dei motori, turbina a gas, caldaie, accumulo/decumulo dei serbatoi, perdite termiche nella rete di teleriscaldamento e richiesta termica nel mese di Maggio

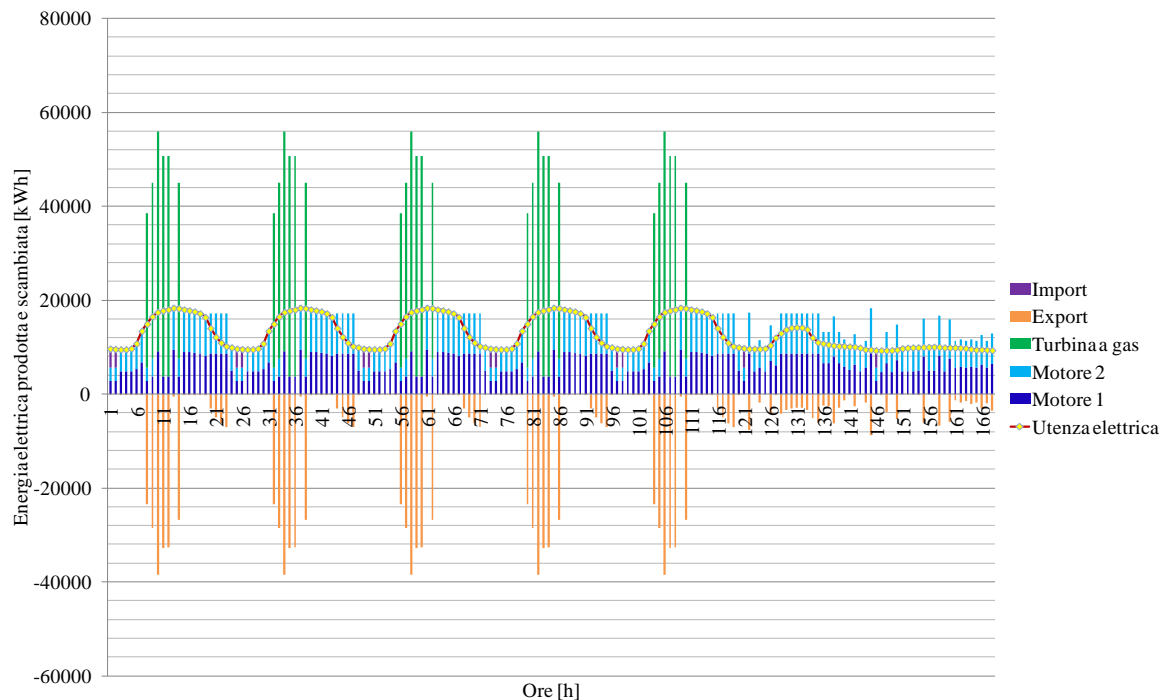


Figura 4.14 Produzione totale più Import ed Export dalla rete nazionale nel mese di Maggio

Per quanto riguarda i carichi elettrici, se non in rarissime ore, non viene mai importata energia elettrica dalla rete nazionale. Spesso si vede un surplus di energia elettrica prodotta che viene venduta in borsa. Dalle 15 alle 20 dei giorni feriali, viene prodotta dai motori esattamente l'energia elettrica richiesta dall'utenza.

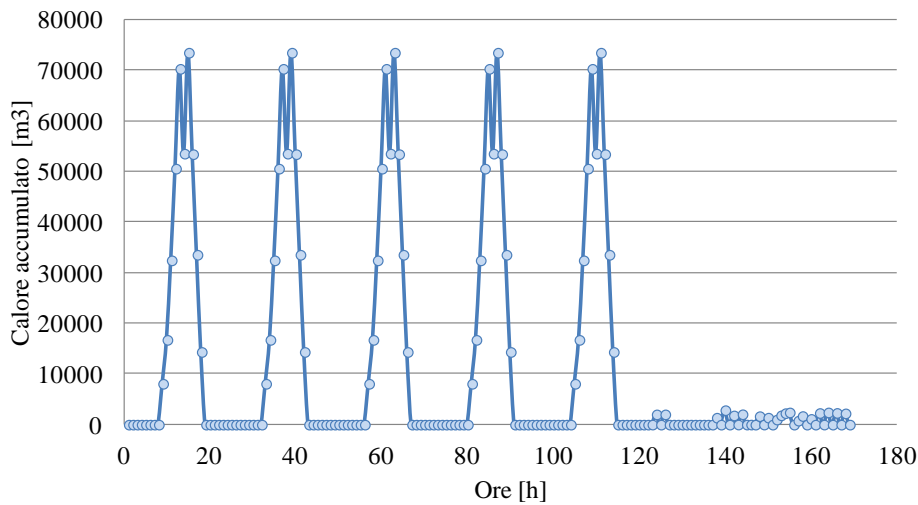


Figura 4.15 Variazione settimanale del calore accumulato nei serbatoi nel mese di Maggio

Analizziamo adesso il mese di Luglio. La situazione non è molto differente dai mesi primaverili o autunnali. Addirittura il mese di Settembre è quello con la richiesta termica più bassa in assoluto, in quanto non c'è bisogno di raffrescamento ma solo un livello minimo di riscaldamento.

Anche in questo caso i serbatoi accumulano calore in mattinata per poi rilasciarlo nelle ore successive.

Nel modello precedentemente trattato entravano in funzione solamente i motori e le caldaie nel mese estivo. In questo caso invece interviene la turbina a gas con un solo motore. Dunque la presenza dell'accumulo durante i mesi estivi può essere abbinato solamente alla produzione della turbina a gas e di un motore, se non solo del turbogas in quanto potrebbero verificarsi due cose in particolare: i ricavi derivanti dalla vendita di energia elettrica e di calore è tale da non ripagare i consumi di gas di tutte e tre le macchine in funzione, oppure il vincolo di portata massimo non viene rispettato e il funzionamento simultaneo di tutte e tre le macchine risulta impossibile.

Il weekend la turbina a gas non entra mai in funzione, lasciando posto ai motori e le caldaie. Addirittura la Domenica anche le caldaie intervengono pochissimo a favore dei motori che devono sostenere il carico termico.

Capitolo 4

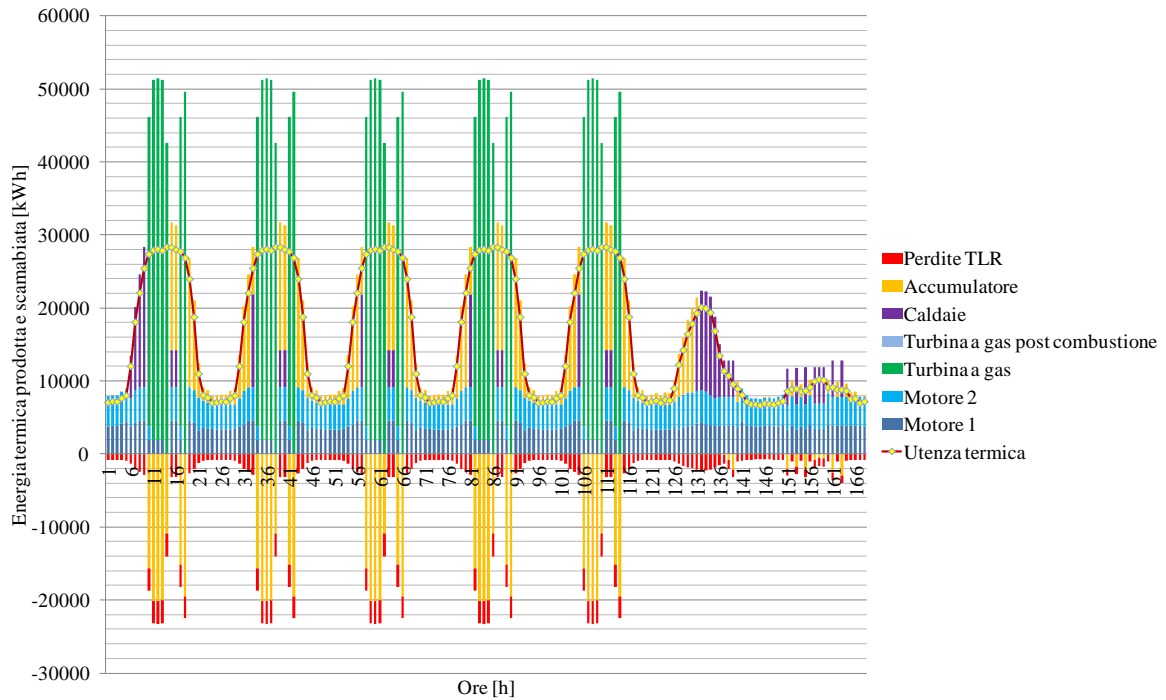


Figura 4.16 Produzione termica dei motori, turbina a gas, caldaie, accumulo/decumulo dei serbatoi, perdite termiche nella rete di teleriscaldamento e richiesta termica nel mese di Luglio

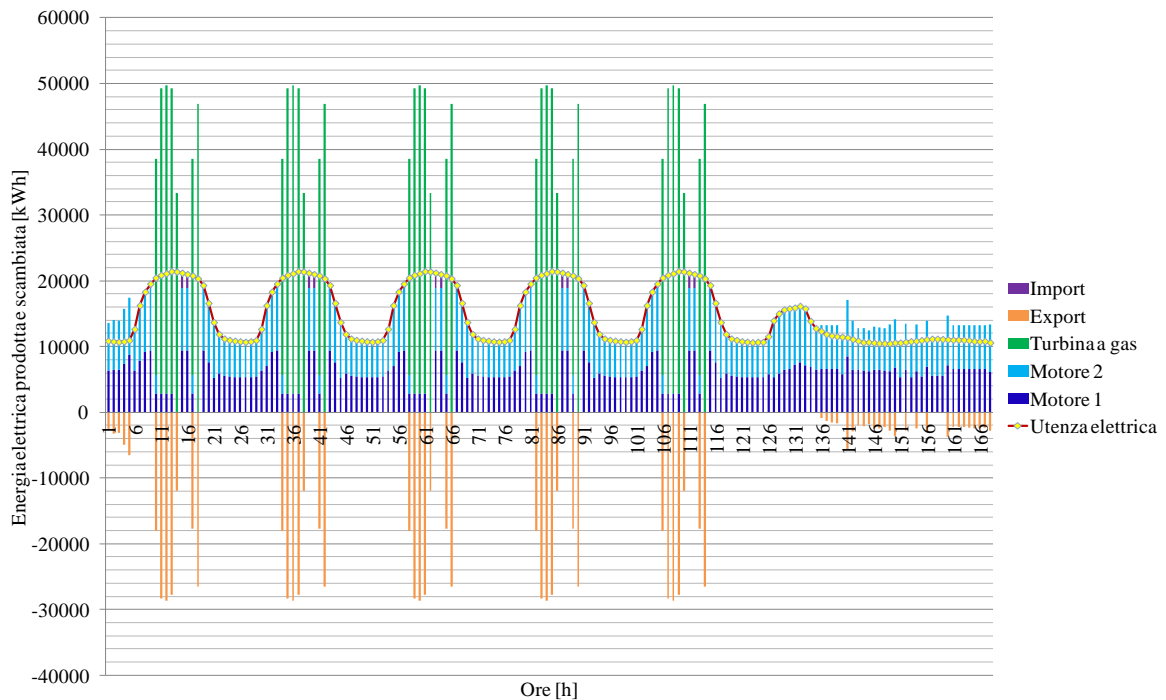


Figura 4.17 Produzione totale più Import ed Export dalla rete nazionale nel mese di Luglio

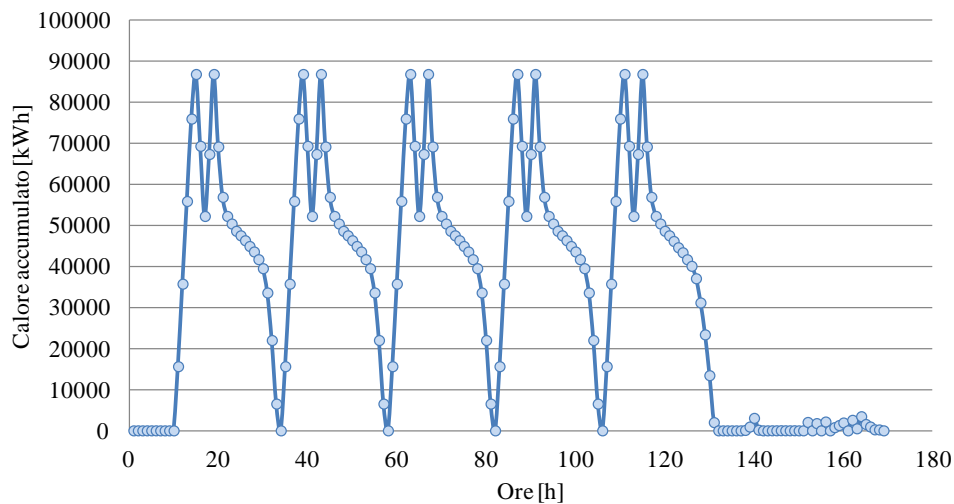


Figura 4.18 Variazione settimanale del calore accumulato nei serbatoi nel mese di Luglio

4.3.1.1 Bilancio energetico annuale

Come già specificato, per ogni mese esistono tre giorni tipo associate alle utenze: un feriale, un Sabato e un festivo. Si può dunque ricostruire la richiesta termica ed elettrica su base settimanale, moltiplicando per 5 la richiesta del giorno feriale, seguita dalla richiesta del Sabato e del festivo. Moltiplicando poi per quattro si può ricavare la richiesta mensile. Il programma è stato eseguito per ogni mese dell'anno 2015 e i risultati sono stati raccolti su un file Excel.

In Figura 4.19 è rappresentata la produzione termica annuale. Le unità cogenerative sono i motori e la turbina a gas che forniscono l'81% della produzione termica annuale.

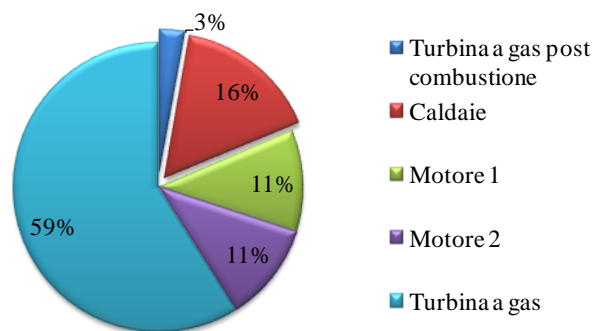


Figura 4.19 Ripartizione della produzione termica annuale

In Figura 4.20 è invece rappresentata la quota di energia termica prodotta in assetto cogenerativo dall'impianto di Bolgiano, quindi l'81% della produzione totale. Questa quota, a sua volta, è suddivisibile tra il calore accumulato, dunque transitato, dai serbatoi e il calore prodotto dalle macchine e fornite direttamente all'utenza.

Il 92% del calore prodotto viene utilizzato per soddisfare la richiesta termica, mentre l'8% viene accumulato per poi essere ceduto nelle ore successive all'utenza.

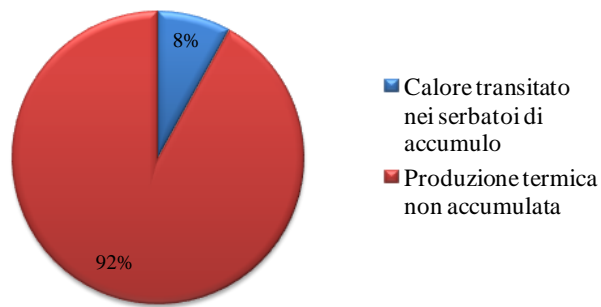


Figura 4.20 Rappresentazione della produzione termica delle unità cogenerative fornita all'utenza e del calore accumulato nei serbatoi in un anno di funzionamento

In Figura 4.21 è possibile osservare il bilancio energetico totale dell'impianto di produzione di Bolgiano. Il 21% della produzione totale corrisponde a perdite termiche delle macchine. Possiamo subito dire dunque che il rendimento di primo principio risulta del 78,75% maggiore sia dell'assetto solo con i motori e le caldaie, che quello con i motori, le caldaie e la turbina a gas che dissipa calore.

$$\eta_I = 78,75\% \quad (4.1)$$

L'efficienza complessiva dell'impianto è notevolmente aumentata rispetto alla configurazione passata della centrale di Bolgiano. Si è infatti passati da un rendimento di primo principio pari a 71,42% ad un rendimento del 78,75%.

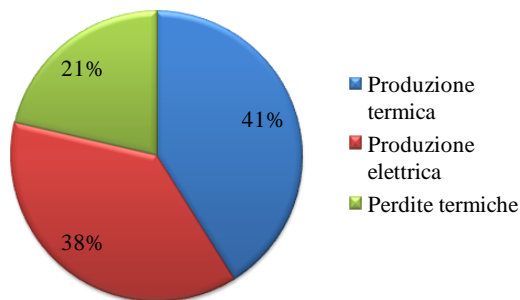


Figura 4.21 Bilancio energetico anno 2015

Per quanto riguarda l'energia elettrica prodotta, il 49% viene consumata in loco, mentre il 51% viene venduta in borsa. Solo l'1% dell'energia richiesta dall'utenza viene importata dalla rete nazionale, il resto è autoproduzione.

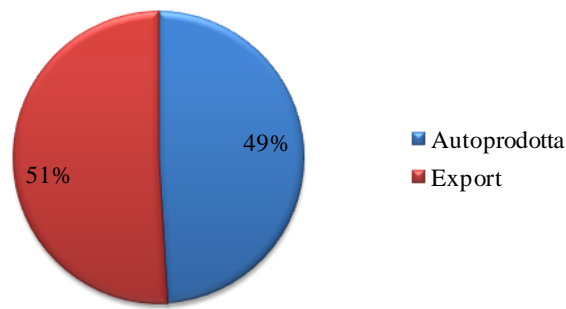


Figura 4.22 Energia elettrica autoprodotta e esportata verso la rete nazionale

Nella tabella sottostante troviamo i valore di energia termica ed elettrica prodotta dalle macchine, il calore accumulato nei serbatoi, le perdite termiche delle macchine, i consumi di gas, l'energia elettrica importata ed esportata verso la rete, le perdite associate al teleriscaldamento.

Anno 2015 [GWh]	Motore 1	Motore 2	Turbina a gas	Turbina a gas post combustione	Caldaie	Calore accumulato	Totale
Produzione termica	29	29	152	7	41		258
Accumulo di calore						0,615	1
Produzione elettrica	52	51	134				237
Perdite termiche	42,5	41,6	46,7	0,2	3	0,009	134
Consumi gas	123	121	333	7	45		629
Import							2
Export							121
Perdite rete TLR							26

Tabella 4.2 Bilancio annuale dell'anno 2015

Rendimenti	η_t	η_e	η_l
Motore 1	23,73%	41,85%	65,58%
Motore 2	23,62%	42,12%	65,74%
Turbina a gas	45,78%	40,20%	85,98%
Caldaie	92,25%		92,25%

Tabella 4.3 Rendimenti termici, elettrici, globali delle unità produttive dell'impianto di cogenerazione di Bolgiano

Conoscendo i valori di energia elettrica, termica fornite dai motori e il turbogas, più i consumi di gas, è possibile calcolare il PES di ogni macchina e i ricavi dai certificati bianchi.

Il programma lo fa implicitamente ora per ora e alla fine della simulazione restituisce tali ricavi. Nell'arco di un anno è risultato:

$$\text{PES motore 1} = -13\% \quad (4.2)$$

$$\text{PES motore 2} = -13\% \quad (4.3)$$

$$\text{PES turbina a gas} = 25\% \quad (4.4)$$

I motori dunque non possono usufruire dei certificati bianchi, in quanto non è presente risparmio di combustibile a fronte della cogenerazione. Della turbina a gas invece si può dire che è totalmente cogenerativa, in quanto il rendimento di primo principio è maggiore del 75%. Dunque non c'è bisogno di spacchettare la macchina virtualmente, ma tutta l'energia prodotta può essere considerata cogenerativa. A fronte di un PES del 25% si ricavano 1.444.652 Euro derivanti dai certificati bianchi.

4.3.1.2 Bilancio economico annuale

In Tabella 4.4 sono presenti i costi e i ricavi operativi dell'anno 2015. Il margine di contribuzione risultante è di 19.220.325 Euro.

Il margine di contribuzione è migliorato rispetto ai primi due modelli, grazie alla gestione ottimale dell'accumulo termico. I consumi di gas sono diminuiti rispetto al secondo modello precedentemente analizzato grazie all'accumulo di calore così come il costo della CO₂. I ricavi associati ai certificati bianchi sono notevolmente aumentati, grazie ad un maggiore utilizzo della turbina a gas.

Bilancio economico annuale [Euro]	Assetto motori, caldaie, turbina a gas, accumulo termico	Motori,caldaie	Motori,caldaie, turbina a gas
Totale costi gas	18.573.863	15.910.463	18.773.709
Costo CO2	878.055	717.252	1.278.652
Costi macchine	1.372.210	764.098	896.327
Costi Import	147.001	114.868	152.305
Ricavi Export	6.936.660	2.011.667	6.682.029
Ricavi ENI en. Elettrica	14.552.681	14.552.681	14.552.681
Ricavi calore	17.257.460	17.257.460	17.257.460
Ricavi CB	1.444.652	0	931.201
MdC	19.220.325	16.315.127	18.322.378

Tabella 4.4 Costi e ricavi operativi dell'anno 2015

Se osserviamo la ripartizione dei costi, la maggior parte sono associati al consumo di gas, seguito successivamente dai costi di manutenzione dei motori e la turbina a gas, comprensivi

di consumo di olio, urea e per ultimi i costi associati alla Import di energia elettrica dalla rete.

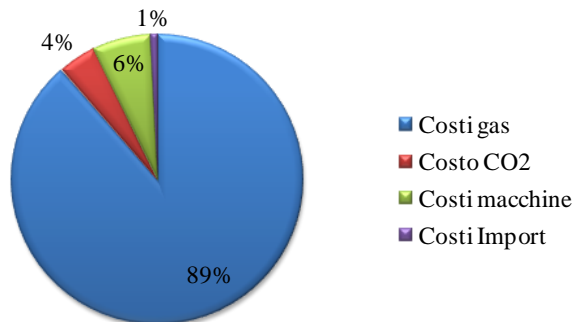


Figura 4.23 Costi operativi dell'anno 2015 comprensivi del consumo di gas, della CO2, della manutenzione delle macchine e dell'Import dalla rete

Se osserviamo i ricavi annuali, il 17% è associato alla maggiore produzione di energia elettrica mentre il 4% deriva dai certificati bianchi. Ciò significa che il 21% costituiscono ricavi aggiuntivi oltre a quelli derivanti dalla vendita di calore ed energia elettrica alla rete.

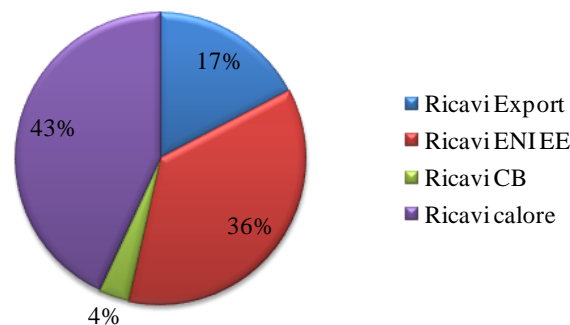


Figura 4.24 Ricavi operativi dell'anno 2015, associati alla vendita di calore ed energia elettrica alle utenze, all'Export verso la rete nazionale e ai certificati bianchi

Le emissioni di NOx risultano pari a 71 t/anno. Quelle relative alla configurazione passata erano pari a 319,60 t/anno per un consumo di gas di 49.115.903 Sm³/anno. Il consumo di gas è aumentato a 65.600.905 Sm³/anno per la configurazione attuale ma le emissioni di NOx si sono ridotte in maniera notevole. Ciò è stato possibile grazie all'efficienza elevata delle macchine che ha permesso una drastica riduzione delle emissioni.

4.4 Analisi d'investimento

Una volta analizzati i risultati sull'assetto produttivo migliore, si può fare un'analisi in merito all'investimento, calcolando l'IRR, l'NPV e il PBT.

Per una valutazione economica è necessario conoscere i costi e i ricavi di produzione dell'anno 2015, i costi fissi sostenuti ogni anno dall'impianto di Bolgiano e i costi d'investimento.

Per prima cosa analizziamo i costi d'investimento. Nel 2014 Bolgiano ha acquistato due motori endotermici, una turbina a gas, 10 serbatoi di accumulo di calore e 3 caldaie dal valore totale di 60.000.000 Euro. Sono stati sostenuti dei costi di espansione e manutenzione della rete di teleriscaldamento pari a 28.000.000 per poter allacciare nuove utenze e 2.000.000 Euro sono stati spesi per lo smaltimento delle turbine a gas e motori utilizzati precedentemente.

La rete di teleriscaldamento inoltre, negli anni, ha visto diminuire la sua vita utile. Essa risale a più di 20 anni fa. Il valore che possiede adesso dunque è molto minore, ed è pari al costo d'investimento iniziale meno gli ammortamenti subiti nel corso degli anni. Il valore adesso stimato è di 4.090.909, con degli ammortamenti annuali di 204.545 Euro.

I costi fissi che vengono sostenuti ogni anno sono i costi di manutenzione delle reti elettriche e termiche pari a 600.000 Euro e quelli associati alla manutenzione delle caldaie di 700.000 Euro. I costi di manutenzione dei motori e della turbina a gas sono stati considerati al kWh di energia elettrica prodotta ora per ora nella simulazione annuale.

Bisogna infine considerare il costo del personale di sito e dei costi generali di società allocabili al sito pari a 3.600.000 Euro e i costi delle assicurazioni, le tasse (IMU), i costi dei servizi comuni di sito (mensa, vigilanza e guardiani, pulizie civili) pari a 700.000 Euro.

Nella tabella sottostante sono presenti tutte le voci di bilancio nel primo anno. Per i 19 anni successivi non verranno considerati gli investimenti, ma soltanto i costi fissi, operativi e i ricavi operativi. I ricavi da certificati bianchi vengono considerati solo per i 15 anni successivi all'investimento.

INVESTIMENTI	94.090.909
Turbina a gas, motori, accumulo termico, caldaie ausiliarie	60.000.000
Espansione e manutenzione rete TLR	28.000.000
Demolizioni	2.000.000
Rete TLR	4.090.909
Costi di struttura	3.600.000
Costi di Manutenzione	2.500.000
* di cui reti elettriche e termiche	600.000
* di cui parti comuni e caldaie	1.900.000
Altri costi	700.000
Totale	6.800.000
COSTI OPERATIVI	20.971.128
Costi gas	18.573.863
Costi CO2	878.055
Costi manutenzione, urea, olio	1.372.210
Costi Import	147.001
RICAVI OPERATIVI	40.191.453
Vendita calore utenza	17.257.460
Vendita energia elettrica utenza	14.552.681
Ricavi da Export	6.936.660
Ricavi certificati bianchi	1.444.652

Tabella 4.5 Costi d'investimento, costi fissi, costi e ricavi operativi dell'impianto di Bolgiano

Dall'analisi d'investimento risulta:

$$\begin{aligned} \text{IRR} &= 14\% \quad (4.5) \\ \text{NPV} &= 65.274.034 \text{ Euro} \quad (4.6) \\ \text{PBT} &= 10 \text{ anni} \quad (4.7) \end{aligned}$$

Per il calcolo dell'IRR e dell'NPV si è considerato un tasso di attualizzazione pari al 5%. Dai risultati si rileva che l'investimento è molto buono. L'NPV è più che positivo e il tasso interno di rendimento risulta molto maggiore del tasso di attualizzazione.

Nel grafico sottostante sono rappresentati i flussi di cassa attualizzati cumulati fino a 20 anni. Dopo 10 anni l'investimento è rientrato del tutto.

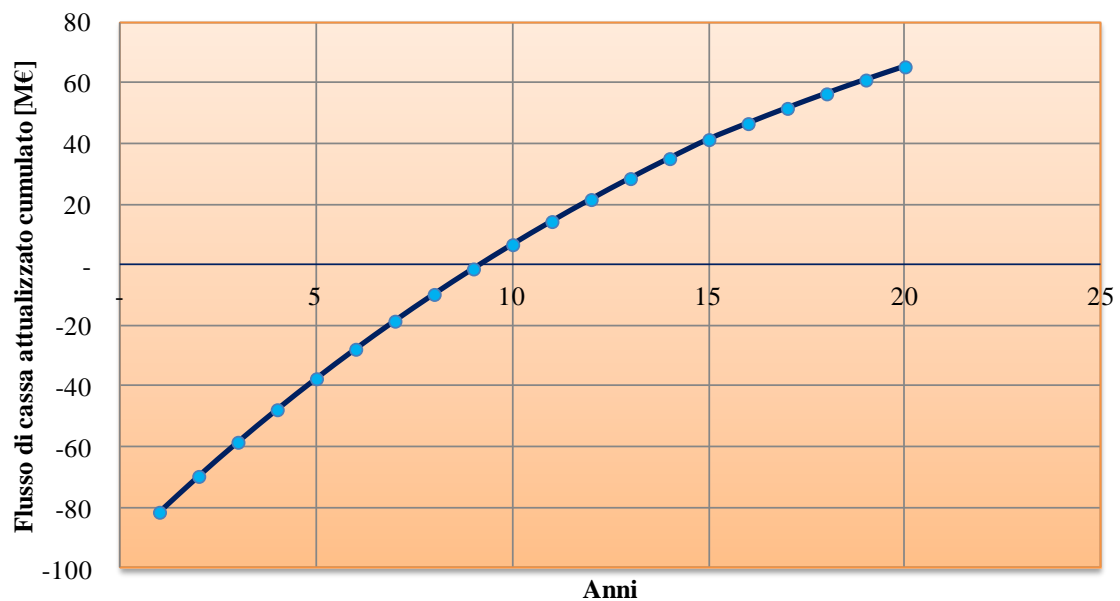


Figura 4.25 Flussi di cassa attualizzati cumulati nei vent'anni successivi all'investimento

E' stata eseguita successivamente un'analisi di sensibilità economica sull'IRR, l'NPV e il PBT, variando il tasso di attualizzazione, il prezzo di energia elettrica e il prezzo del gas.

Il tasso di attualizzazione è stato fatto variare tra il -25% e il 25% rispetto al valore considerato in prima analisi (5%), mentre il prezzo dell'energia elettrica e del gas tra il -10% e il 10% rispetto ai valori utilizzati nella prima simulazione.

In Figura 4.26 possiamo osservare che aumentando il prezzo del gas e il tasso di attualizzazione, l'NPV tende a diminuire in quanto nel primo caso i costi operativi aumenterebbero di anno in anno mentre nel secondo, l'attualizzazione dei flussi di cassa negli anni penalizzerebbero il margine di contribuzione. Al contrario, con una variazione percentuale negativa, l'NPV tende ad aumentare per le ragioni opposte.

La variazione percentuale del prezzo dell'energia elettrica ha un andamento contrario rispetto al tasso di attualizzazione e al prezzo del gas: Se esso aumenta, aumenta la possibilità

di fare margine ora per ora durante l'anno vendendo l'energia elettrica prodotta in eccesso in borsa. Al contrario, se diminuisce, diminuiscono i ricavi dalla vendita di energia elettrica. Si osserva tuttavia che l'NPV rimane sempre molto positivo in qualsiasi caso. Dunque l'investimento rimane sempre proficuo.

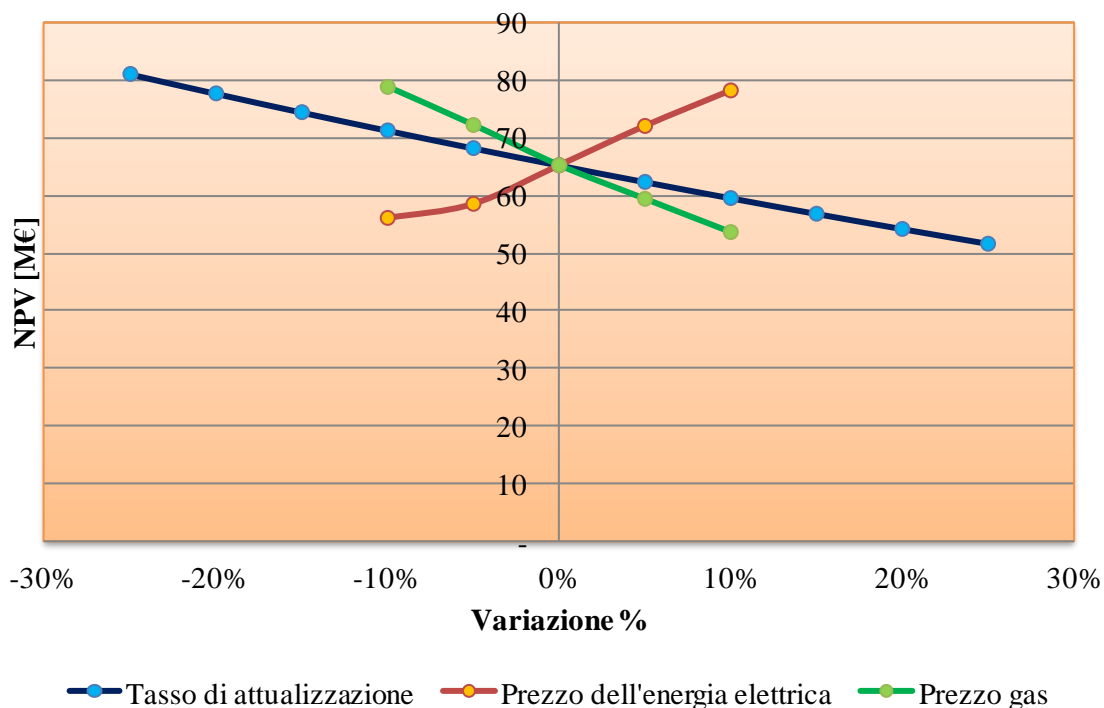


Figura 4.26 Variazione del Net Present Value in funzione della variazione percentuale del tasso di attualizzazione, del prezzo dell'energia elettrica e del prezzo del gas

Per quanto riguarda il PBT, aumentando la variazione del tasso di attualizzazione fino al 30%, rimane costante. Con la diminuzione percentuale di tale valore il PBT scende a 9 anni. L'andamento del PBT dovuta alla variazione del prezzo del gas segue l'andamento del tasso di attualizzazione, anche se il cambiamento avviene molto repentinamente, passando da 10 anni con una variazione del 5% a 11 con una del 10%. Con variazioni negative del prezzo del gas il PBT cambia immediatamente, passando a 9 anni per una variazione pari al -5%. Aumentando invece il prezzo dell'energia elettrica prima al 5% e poi al 10%, il PBT diminuisce a 9 anni. Al contrario diminuendo il prezzo di energia elettrica il PBT aumenta a 11 anni.

In Figura 4.28 si può osservare l'andamento dell'IRR solo per variazione percentuali del prezzo di energia elettrica e gas (non avrebbe senso farla con il tasso di attualizzazione in quanto l'IRR non dipende da tale variabile).

Anche in questo caso si riscontrano andamenti opposti: aumentando la variazione percentuale del prezzo di energia elettrica, il tasso di redditività aumenta, mentre aumentando il prezzo del gas diminuisce. Si riscontra un andamento contrario con la diminuzione di tali prezzi.

Sia i valori di PBT che di IRR, in caso di scenari peggiori, rimangono comunque molto accettabili.

L'IRR, con le simulazioni effettuate, non scende al di sotto del 10%.

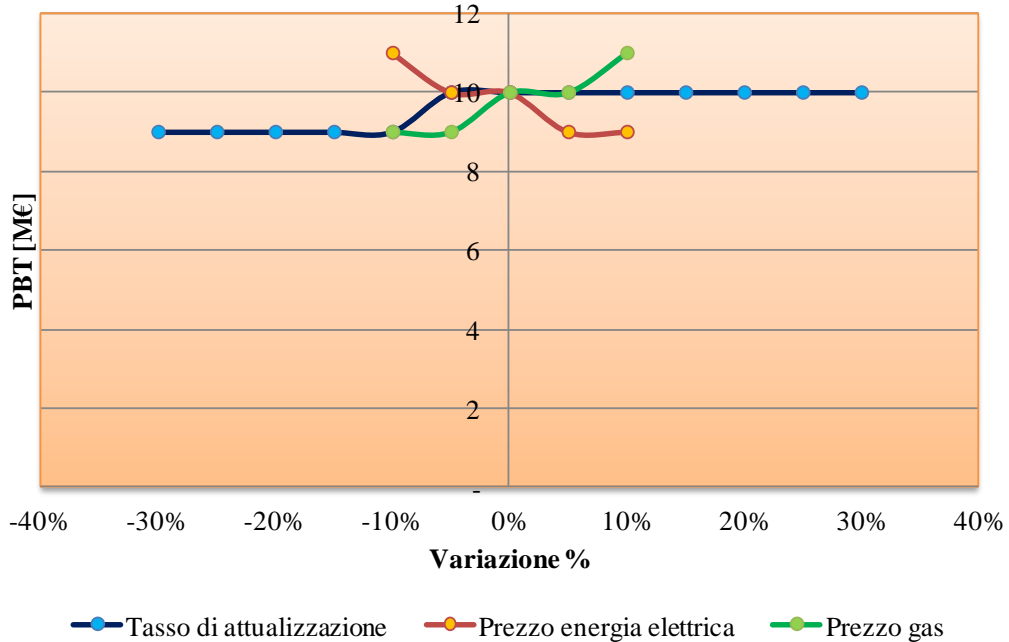


Figura 4.27 Variazione del PBT in funzione della variazione percentuale del tasso di attualizzazione, del prezzo dell'energia elettrica e del prezzo del gas

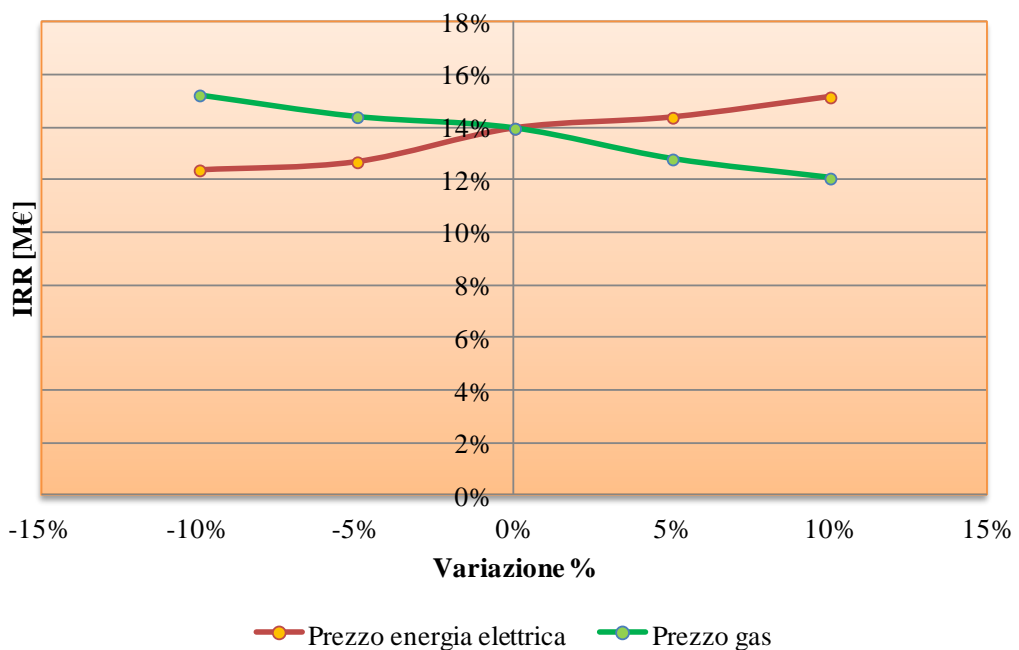


Figura 4.28 Variazione dell'IRR in funzione della variazione percentuale del prezzo dell'energia elettrica e del prezzo del gas

5 Confronto con il Software DCogen

Per permettere di gestire impianti anche molto articolati, il Group of Energy Conversion Systems del Dipartimento di Energia del Politecnico di Milano ha sviluppato il software DCogen, che consente di attuare l'analisi economica, energetica ed ambientale dell'intero impianto per ognuna delle 8760 ore dell'anno.

Il programma utilizza come valori di input, oltre ai carichi da soddisfare e alle condizioni ambiente esterne, i dati sperimentali delle curve di rendimento delle unità presenti nell'impianto, che vengono interpolati con funzioni lineari, lineari a tratti o polinomiali. È inoltre possibile inserire e considerare nel calcolo di ottimizzazione alcuni dati aggiuntivi come ad esempio le penalizzazioni all'avvio e i costi per O&M delle unità, il numero di start-up massimo che si possono accettare in un giorno, le temperature limite di funzionamento.

Il software DCogen ha una capacità di calcolo superiore rispetto al modello elaborato tramite VBA e permette di caratterizzare meglio le macchine dell'impianto.

I risultati relativi a tutte le ore dell'anno vengono poi stampati su un file Excel attraverso l'utilizzo di una Macro appositamente scritta in linguaggio Visual Basic for Applications.

L'impianto di cogenerazione di Bolgiano è stato modellizzato da due tesisti per permettere di apportare modifiche significative al codice del programma e poter simulare un caso reale d'impianto di cogenerazione.

Di seguito viene fatto un confronto tra i risultati ottenuti con il modello DCogen e con quello sviluppato con VBA.

5.1 Analisi dei risultati relativi al confronto

5.1.1 Analisi settimanale

Per poter capire se il modello elaborato con VBA è valido, il confronto deve essere fatto sia a livello settimanale (entrambi i modelli eseguono un'ottimizzazione settimanale dell'accumulo termico), per osservare microscopicamente l'andamento delle macchine e dell'accumulo, ma anche a livello annuale per poter valutare economicamente il modello migliore.

Analizzeremo i casi estivi, di metà stagione e invernali.

In Figura 5.1 possiamo osservare l'andamento dell'accumulo termico nell'arco di una settimana invernale (Febbraio) per entrambi i modelli. Si riscontra la stessa tendenza nell'accumulare calore nelle prime ore della giornata e a decumularlo nelle ore finali di tutti i giorni feriali.

La differenza consiste nel fatto che nel modello sviluppato con DCogen i motori endotermici entrano raramente in funzione durante i mesi invernali mentre nel modello elaborato con VBA sono spesso in funzione sia i motori che la turbina a gas. Ciò comporta un accumulo e decumulo più rapido dei serbatoi nel tempo.

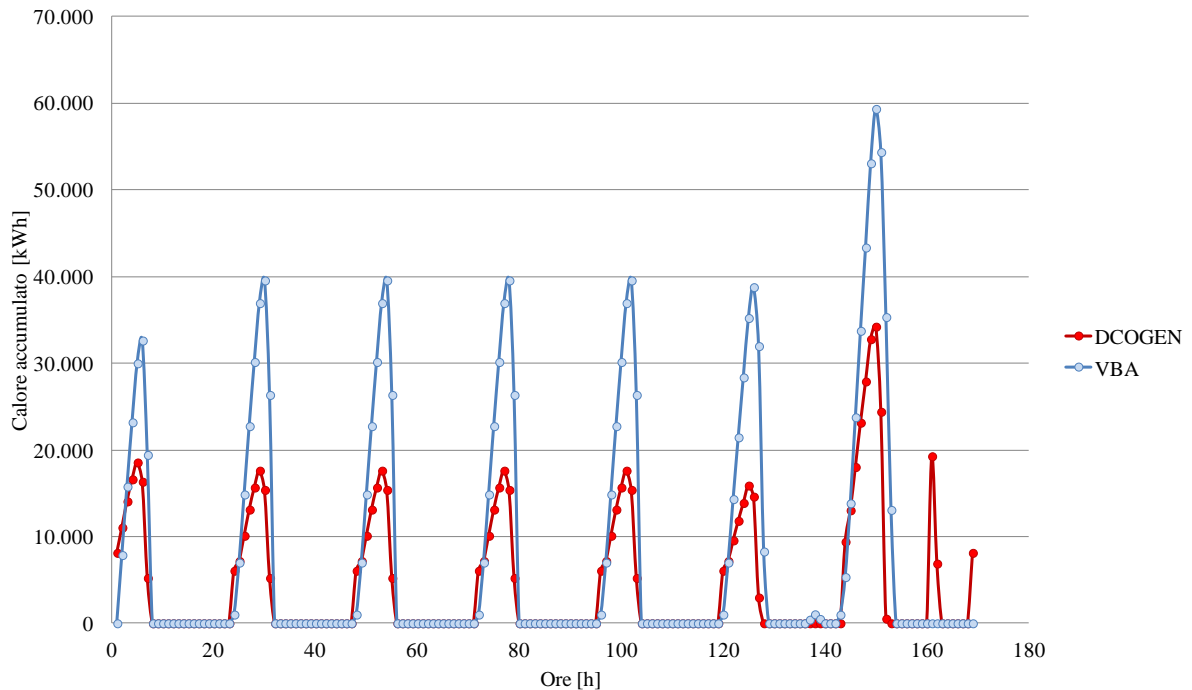


Figura 5.1 Andamento del livello di accumulo termico in una settimana tipo di Febbraio

Esso infatti, impone innanzitutto il funzionamento di un motore anche a carico parziale, mentre il secondo compete con la turbina a gas. Questa scelta è motivata dal fatto che soprattutto d'estate, ma anche nei mesi primaverili, la produzione dei motori è confrontabile con la richiesta termica. Sembrava dunque sensato imporre il funzionamento costante di un motore rispetto al turbogas.

La turbina a gas ha una potenza anche a minimo carico molto elevata. D'estate, in primavera o in autunno, non potrebbe stare sempre accesa poiché l'energia termica che fornisce è molto superiore alla richiesta. Considerare la turbina a gas come prima opzione per il soddisfacimento dell'utenza potrebbe comportare numerose accensioni e spegnimenti e quindi più stress termici e meccanici sia della medesima che dei motori endotermici, i quali intervengono in seconda istanza. E' stato necessario imporre una priorità di funzionamento delle macchine in quanto il modello elaborato con VBA necessita di una logica di funzionamento pre-impostata. Mentre il software DCogen riesce a valutare tutte le combinazioni possibili ragionevoli delle macchine, senza che la soluzione fornita risulti impossibile da mettere in pratica, il modello euristico necessita di una logica, in quanto se si lasciasse libero il programma di valutare qualsiasi combinazione possibile di tutte le unità cogenerative, la soluzione ricavata risulterebbe inammissibile. Per esempio potrebbe

risultare che l'accumulo termico resti del tutto inutilizzato e che ci siano numerose accensioni e spegnimenti di tutte le macchine nell'arco di una giornata.

Al momento il programma elaborato con VBA, ogni ora, confronta la possibilità di spegnere un motore o il turbogas se non è possibile accumulare il calore in eccesso. Quindi vengono messe a confronto due logiche differenti di funzionamento che appesantiscono notevolmente il programma. Si potrebbe imporre un altro confronto con lo spegnimento di entrambi i motori, ma ciò corrisponderebbe un'aggiuntiva logica di funzionamento che rallenterebbe ulteriormente l'esecuzione del codice. Ciò andrebbe ad inficiare la velocità nella risposta del programma.

L'inversione di tendenza dell'accumulo termico è dovuta all'aumento della richiesta termica. I motori endotermici e la turbina a gas, da soli, non riescono più a soddisfare l'utenza, dunque intervengono i serbatoi cedendo calore.

Nella giornata di Domenica in alcune ore viene accumulato calore tramite la post combustione della turbina a gas nel modello DCogen, mentre nel modello VBA il turbogas con post combustione va ad un regime tale da consentire solo il soddisfacimento dell'utenza. La differenza sta dunque nella logica adottata: Nel modello euristico si è scelto di non accumulare calore attraverso la post combustione in quanto, come per le caldaie, tale accumulo di calore non porta vantaggi economici nell'istante in cui viene prodotto in quanto non vi è produzione di energia elettrica. Inoltre accumulare calore proveniente da una generazione separata potrebbe inficiare la produzione con cogenerazione nelle ore successive, in quanto ad esempio se l'accumulo fosse già ad un livello molto alto non si potrebbe accumulare calore prodotto attraverso le unità cogenerative. Si correrebbe il rischio di non poter avere accesso ai certificati bianchi.

Enipower ha fatto una scelta volta all'efficienza energetica. Si può dire comunque che nel modello DCogen l'utilizzo della post combustione per l'accumulo di calore avviene in ore sporadiche.

In Figura 5.2 e Figura 5.3 si può osservare l'energia termica fornita dalle macchine e l'andamento del livello di accumulo in uno dei giorni feriali per entrambi i modelli.

Nella giornata di Domenica (ore 145-168 di Figura 5.1) tale andamento è simile ai giorni feriali tranne che per il secondo picco nel modello DCogen dovuto all'intervento della post combustione che riempie i serbatoi di calore, per poi svuotarli nell'ora successiva. Il calore accumulato nell'ultimo giorno della settimana è molto più elevato in quanto la richiesta termica è minore rispetto ai giorni feriali, dunque l'inversione di tendenza si manifesta in un punto più in alto.

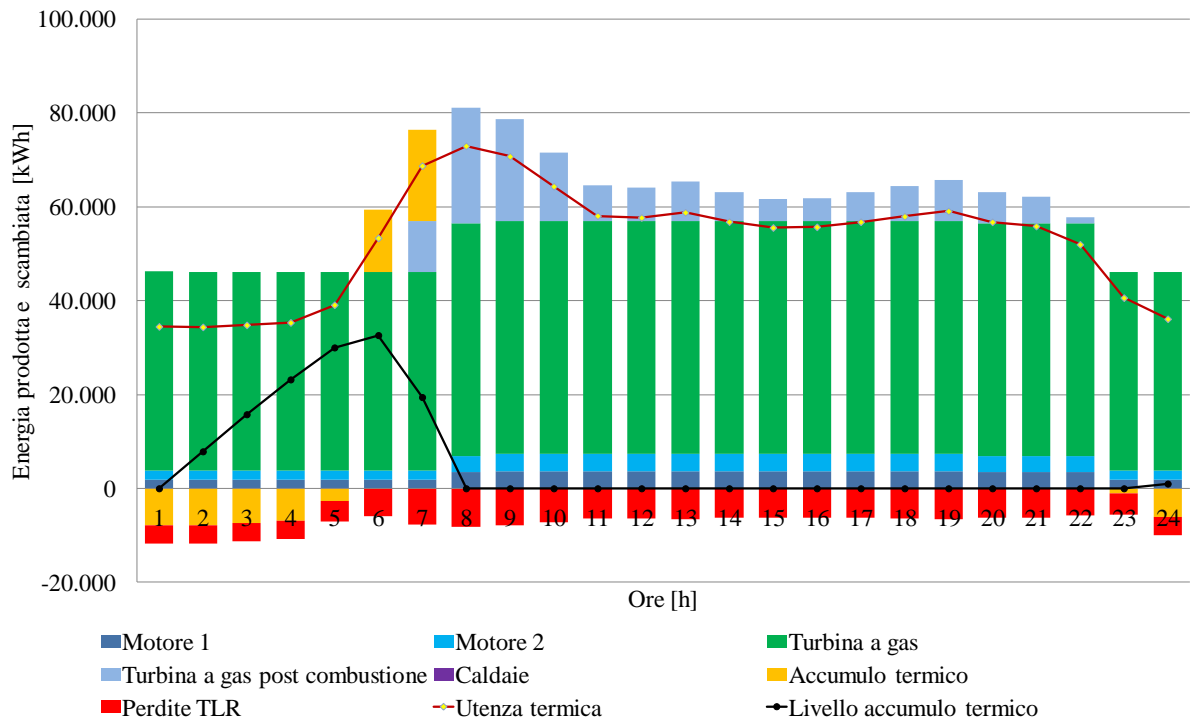


Figura 5.2 Energia termica prodotta e scambiata con l'utenza secondo il modello elaborato con VBA nel mese di Febbraio

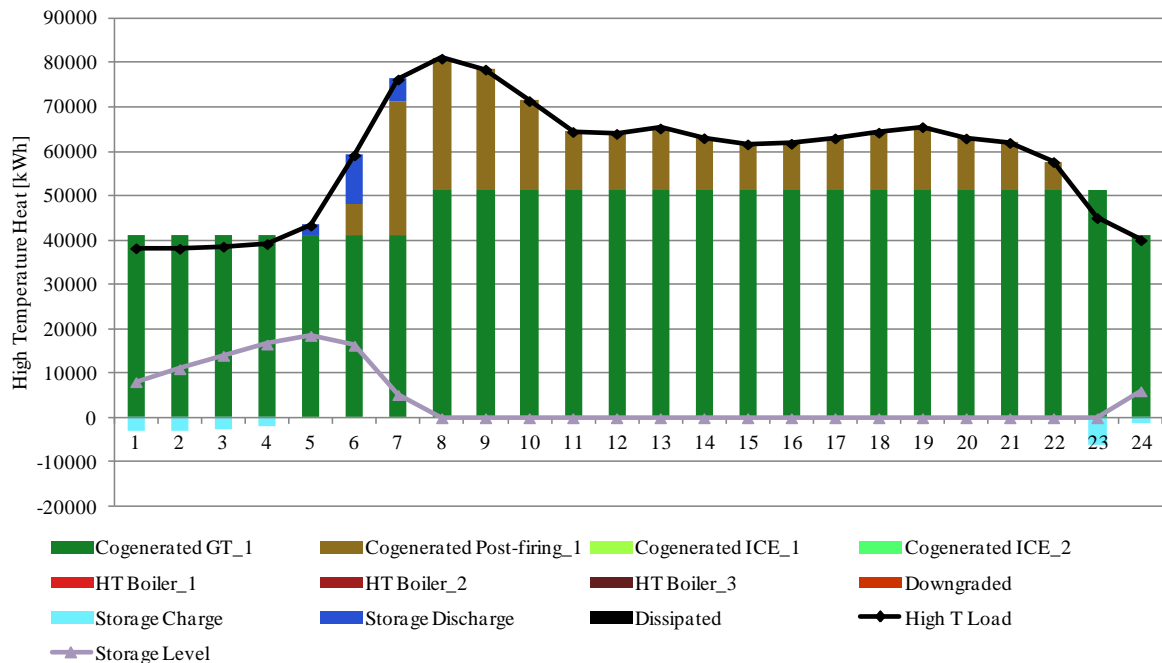


Figura 5.3 Energia termica prodotta e scambiata con l'utenza secondo il modello elaborato con DCOgen nel mese di Febbraio

Questo tipo di produzione e andamento del livello di accumulo si riscontra anche negli altri mesi invernali, sia per il modello DCOgen, che per quello elaborato con VBA.

E' importante sottolineare un'altra differenza tra i due modelli: ossia il livello iniziale e finale dell'accumulo termico nell'orizzonte settimanale. Con VBA si sono realizzate diverse

simulazioni per vedere quale fosse il livello di partenza di accumulo più conveniente e quello prescelto è risultato pari a 0. Poiché infatti ogni incremento dei carichi delle macchine nei diversi gruppi di ore equivaleva a 10 punti percentuali, risultava difficile trovare un livello che soddisfacesse i bilanci di calore entranti ed uscenti dall'accumulo termico anche in un orizzonte settimanale. Inoltre, considerando che la turbina a gas entra raramente in funzione da sola, l'impianto di produzione è meno elastico e di conseguenza esistono meno assetti produttivi possibili che possano soddisfare il vincolo di bilancio dei flussi di calore.

Tecnicamente non sarebbe un grosso problema modificare il codice in modo tale da far variare i livelli di accumulo di partenza per verificare quale sia quello ottimale in modo tale da chiudere tali bilanci. Tuttavia comporterebbe una diminuzione notevole nella velocità di risposta del programma. I risultati potrebbero venire stampati dopo 10 ore di simulazione, mentre al momento il programma sviluppato con VBA impiega 1 ora per fornire i risultati settimanali. Dunque risulta più semplice imporre il livello iniziale di partenza.

Il modello DCogen, può permettersi, grazie anche alla superiore capacità di calcolo e all'elasticità del programma nel variare il carico e il funzionamento delle macchine, di poter fare un'analisi su quali siano i livelli migliori di partenza e arrivo nella settimana per chiudere i bilanci energetici.

Osserviamo in Figura 5.4 l'andamento del livello di accumulo nel mese di Maggio:

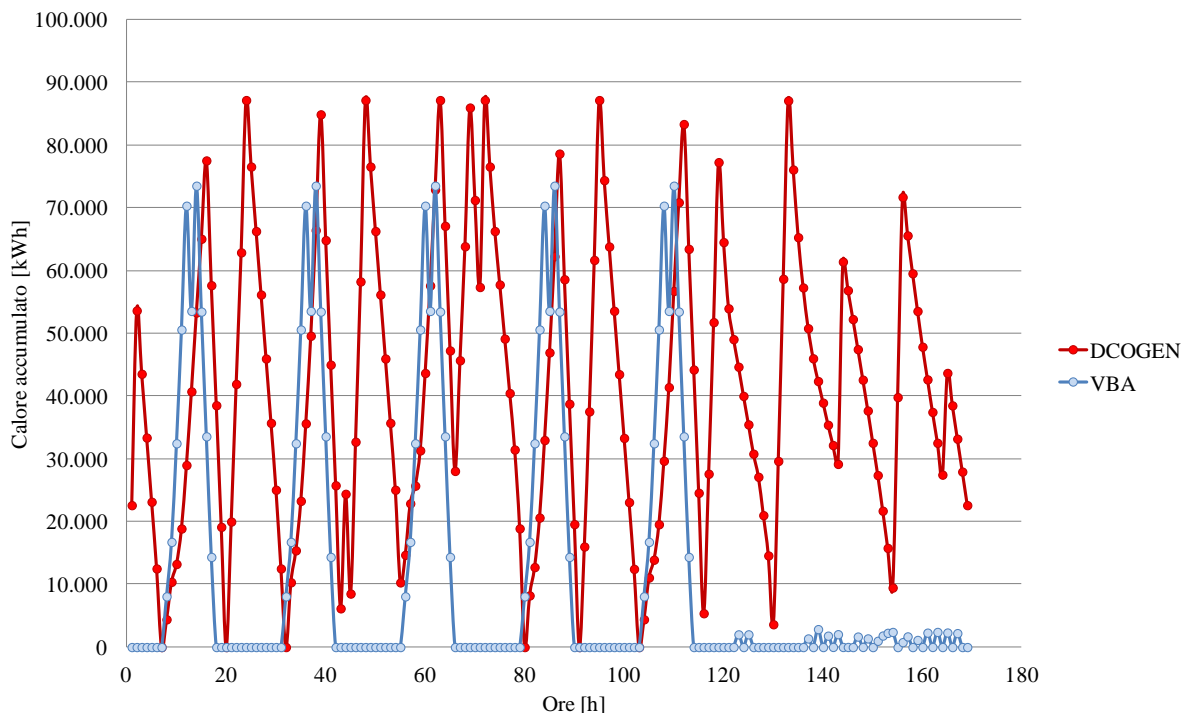


Figura 5.4 Andamento del livello di accumulo termico in una settimana tipo di Maggio

I mesi di metà stagione sono quelli che differiscono maggiormente tra i due modelli. L'andamento generale del livello di accumulo termico tra i due programmi si mantiene approssimativamente lo stesso: ossia quello di accumulare calore nelle prime ore delle giornate feriali e poi decumularlo. Nelle prime ore i serbatoi accumulano calore (8-12),

anche se per il modello DCogen tale accumulo avviene molto più lentamente in quanto entra in funzione solo la turbina a gas. Nelle ore successive l'andamento tende a differire per i due programmi. Nel modello VBA all'ora 13 entrano in funzione solo i motori poiché con la turbina a gas si supererebbe il limite massimo di accumulo termico, l'ora successiva entra in funzione per un'ultima volta il turbogas, dopodiché ci saranno solo i motori e le caldaie a soddisfare il carico termico. Nel secondo modello, entra in funzione solo la turbina a gas dalle 8 alle 14, fino al raggiungimento del limite massimo. Successivamente si spegne per quattro ore, per poi accendersi nelle ore successive.

Si può dire a favore del modello VBA che il funzionamento dei motori e della turbina a gas è più continuo.

E' evidente che risulta conveniente accumulare calore (come ad esempio tra le ore 16-17 nel modello VBA), per evitare l'accensione delle caldaie nelle ore successive (il modello DCogen riesce sempre ad evitarle). Il modello euristico questo non lo può 'vedere' in quanto, ad ogni iterazione giornaliera, il modello non sa quello che accadrà nelle ore a seguire. Infatti, per qualsiasi incremento di carico delle macchine tra le ore 15 e 17, la turbina a gas non entra mai in funzione, poiché non risulta economicamente conveniente in quanto la richiesta termica è bassa e il prezzo zonale Nord non risulta particolarmente alto. Bisogna considerare inoltre, che dalle 21 alle 24, il funzionamento simultaneo di un motore e del turbogas non permetterebbe il rispetto del vincolo di portata. In queste ore infatti il prezzo zonale Nord aumenta quindi sarebbe conveniente produrre energia elettrica in eccesso, ed è ciò che accade nel modello DCogen. Nel modello elaborato con VBA la differenza tra la produzione termica del motore e della turbina e la richiesta, convertita in portata, supererebbe il limite di $700 \frac{m^3}{h}$ in qualsiasi delle ultime ore. Con il funzionamento della sola turbina invece è possibile rispettare il vincolo.

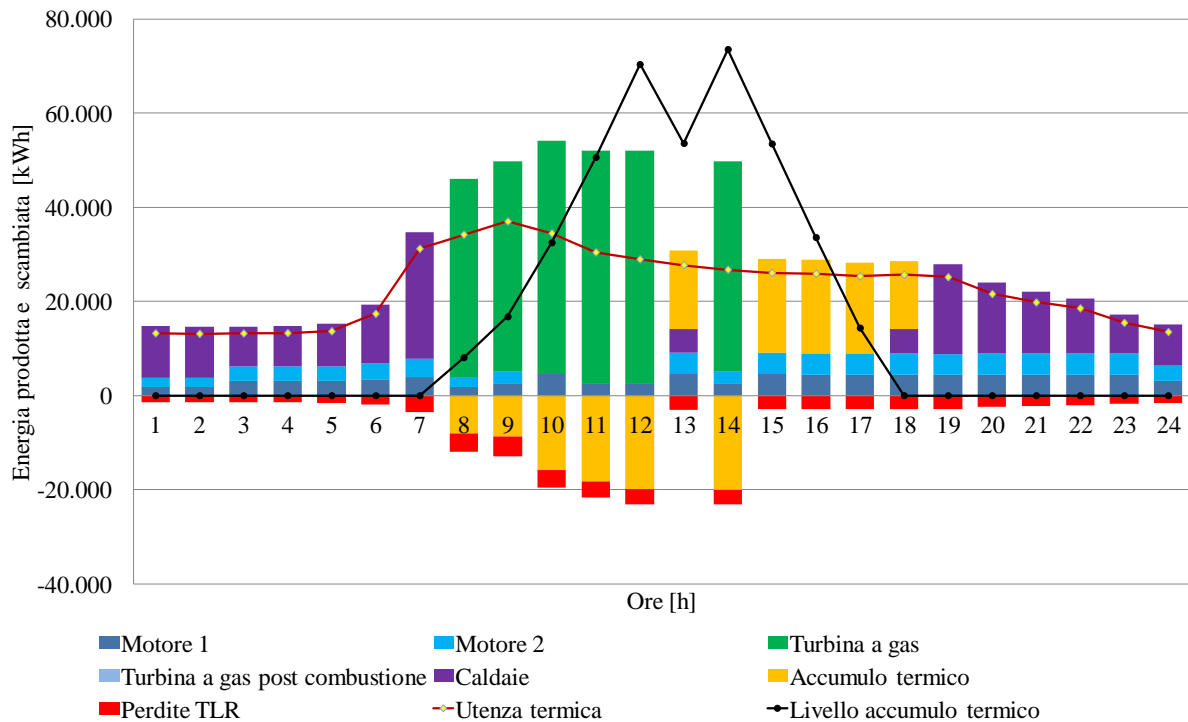


Figura 5.5 Energia termica prodotta e scambiata con l'utenza secondo il modello elaborato con VBA in un giorno feriale del mese di Maggio

In Figura 5.5 e Figura 5.6, si può osservare meglio l'andamento delle macchine e dell'accumulo in un giorno feriale del mese di Maggio.

L'andamento nelle giornate di Sabato e Domenica è molto differente. Nel primo modello entrano sempre in funzione le caldaie assieme ai motori. Invece nel secondo, come si osserva in Figura 5.7 che rappresenta la produzione termica e l'andamento del livello di accumulo nella giornata di Domenica, la turbina a gas entra in funzione sporadicamente (ad esempio dalle 10 alle 12), nonostante non convenga economicamente in quelle determinate ore, insieme alla post combustione per evitare che l'accumulo termico scenda ad un livello pari a 0 e poter utilizzare il calore accumulato per soddisfare la richiesta termica nelle ore successive. Il modello VBA non permette al turbogas di entrare in funzione neanche nelle ore di picco e di prezzo di borsa maggiore (preferendo dunque le caldaie in quanto le trova economicamente più convenienti), in quanto non può prevedere che nelle ore successive ci sarebbe una convenienza economica maggiore nell'utilizzare l'accumulo termico per soddisfare l'utenza invece delle caldaie.

All'ora 20, viene accumulato calore con l'utilizzo delle caldaie. Come spiegato precedentemente questa scelta è stata evitata da Enipower.

Capitolo 5

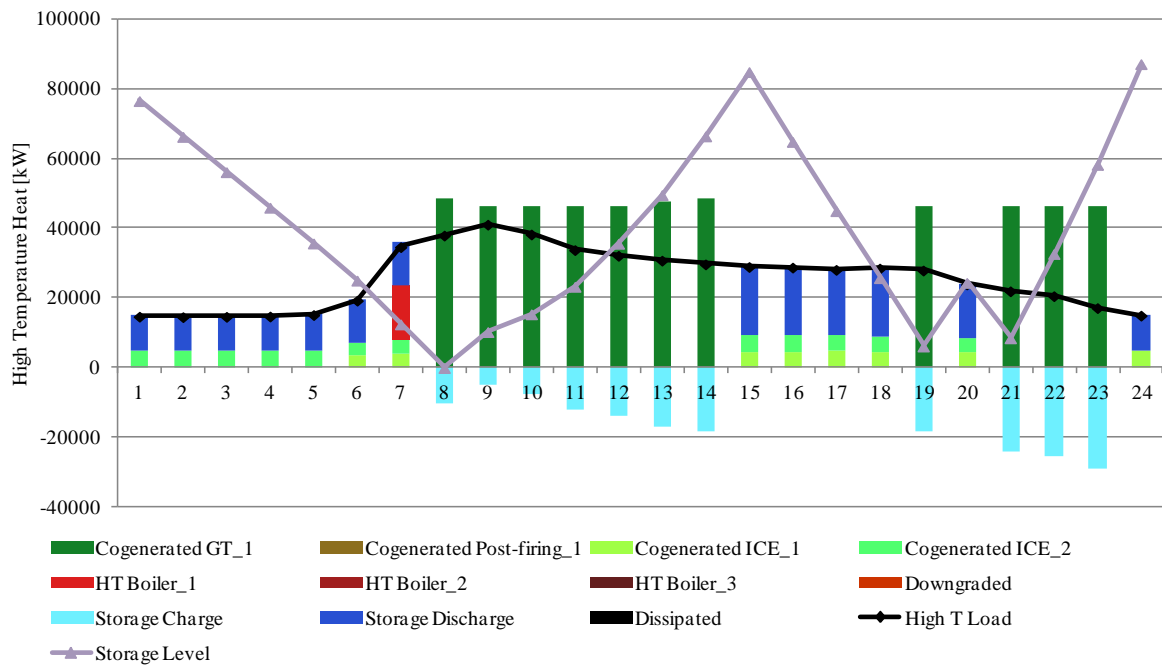


Figura 5.6 Energia termica prodotta e scambiata con l'utenza secondo il modello elaborato con DCOgen in un giorno feriale del mese di Maggio

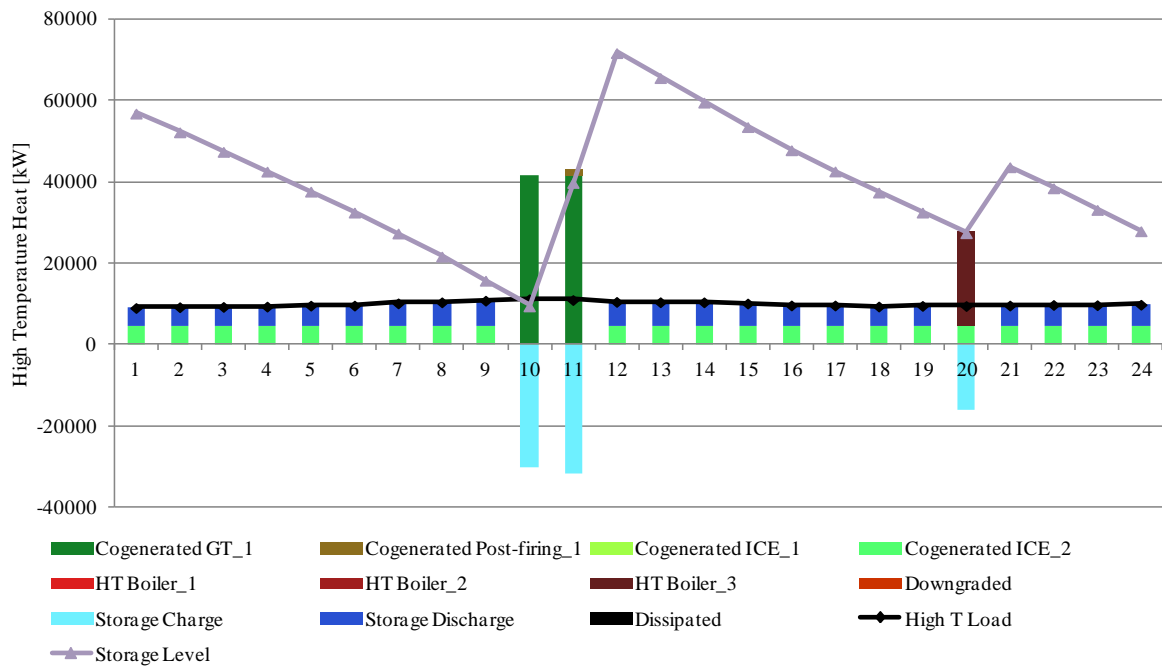


Figura 5.7 Energia termica prodotta e scambiata con l'utenza secondo il modello elaborato con DCOgen in una Domenica del mese di Maggio

Analizziamo infine una settimana di Agosto:

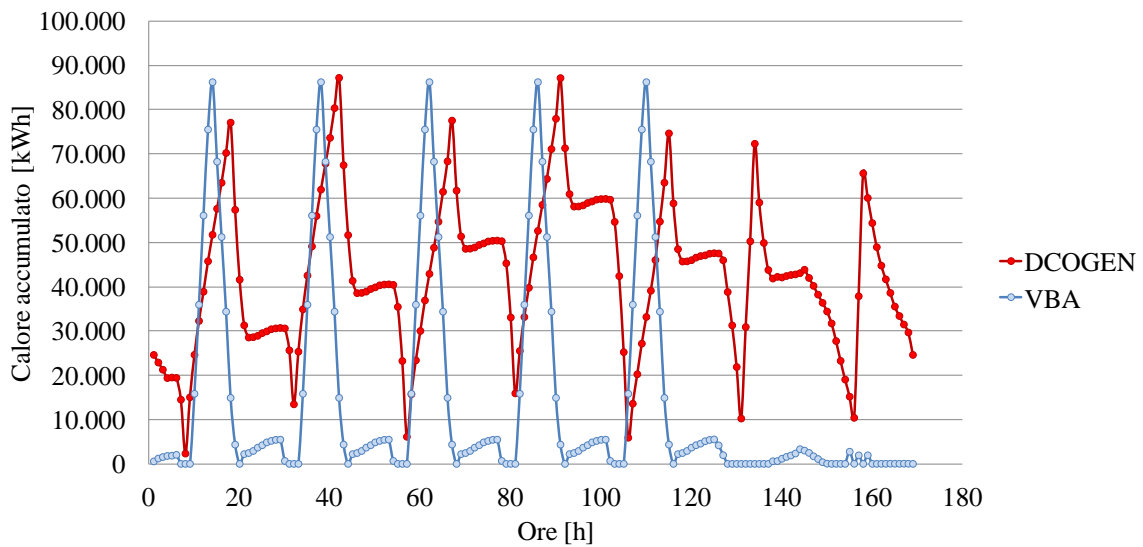


Figura 5.8 Andamento del livello di accumulo termico in una settimana tipo di Agosto

Anche in questo caso, nei giorni feriali, si assiste ad un iniziale riempimento dei serbatoi fino al raggiungimento del livello massimo e successivamente ad uno svuotamento verso le ultime ore. Nel modello DCogen le curve appaiono più dilatate: la turbina a gas lavora da sola nelle ore centrali, quindi impiega più tempo a raggiungere il livello massimo di accumulo. Infatti resta in funzione per circa 11 ore. Nel modello elaborato con VBA invece il turbogas lavora insieme al motore. Il livello massimo di accumulo viene raggiunto velocemente, dunque anche lo svuotamento dei serbatoi è più rapido rispetto all'altro modello e tende a 0 a fine giornata. Non potendo entrare in funzione la turbina a gas nelle ore di maggior richiesta (ore 15-17), poiché è stata già raggiunta la massima capacità di accumulo, vengono utilizzati i serbatoi e i motori per soddisfare l'utenza. Anche per il caso estivo, si può dire che il modello euristico manca della capacità 'previsionale' del modello di DCogen, che permette di evitare il decumulo totale del calore presente nei serbatoi e l'accensione successiva delle caldaie.

Nelle ore finali ed iniziali dei giorni feriali, i motori endotermici in entrambi i modelli presentano lo stesso andamento anche se appaiono traslati per il motivo appena specificato. Questo andamento si può riscontrare meglio in Figura 5.9 e Figura 5.10.

Nelle giornate di Sabato e dei festivi valgono le stesse considerazioni fatte per la settimana relativa al mese di Maggio.

Una differenza che si riscontra, rispetto agli altri mesi considerati, è che il livello dell'accumulo non tende mai a tornare a 0 nelle ultime ore dei giorni feriali nel modello DCogen. Questo accade perché la produzione termica dei motori dalle ore 22 alle ore 5 del giorno successivo dei giorni feriali diventa confrontabile con la richiesta. Ciò permette di evitare un decumulo totale del calore contenuto nei serbatoi.

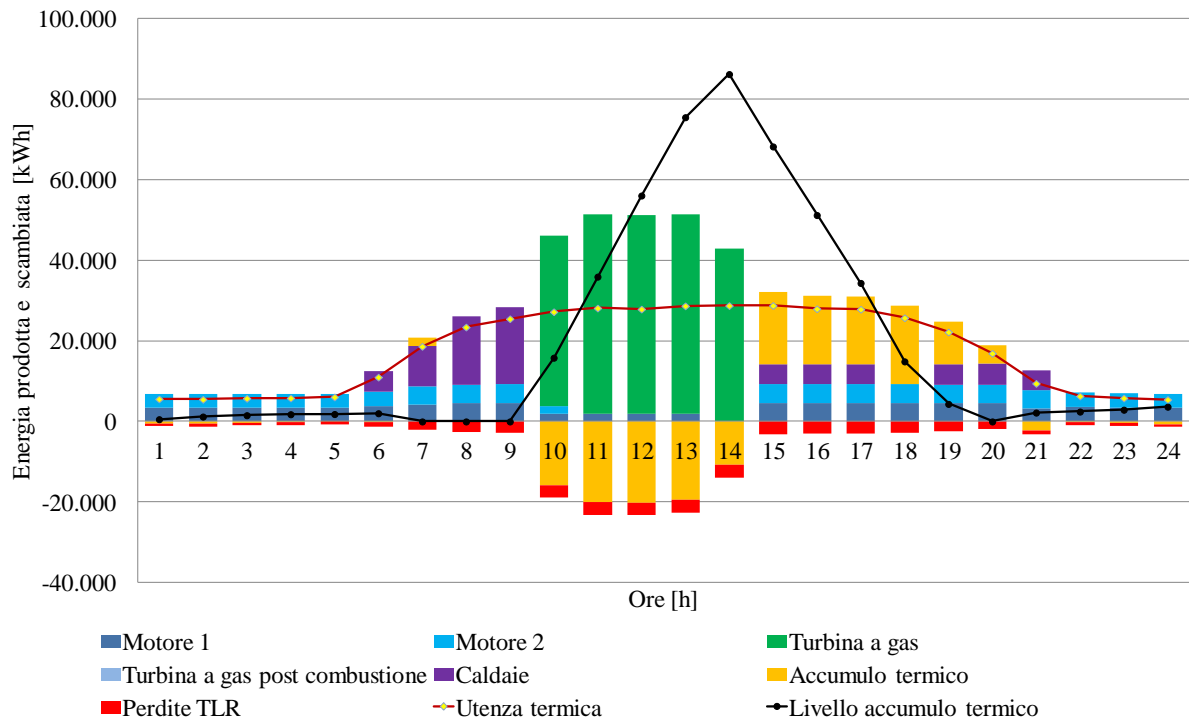


Figura 5.9 Energia termica prodotta e scambiata con l'utenza secondo il modello in VBA nel mese di Agosto

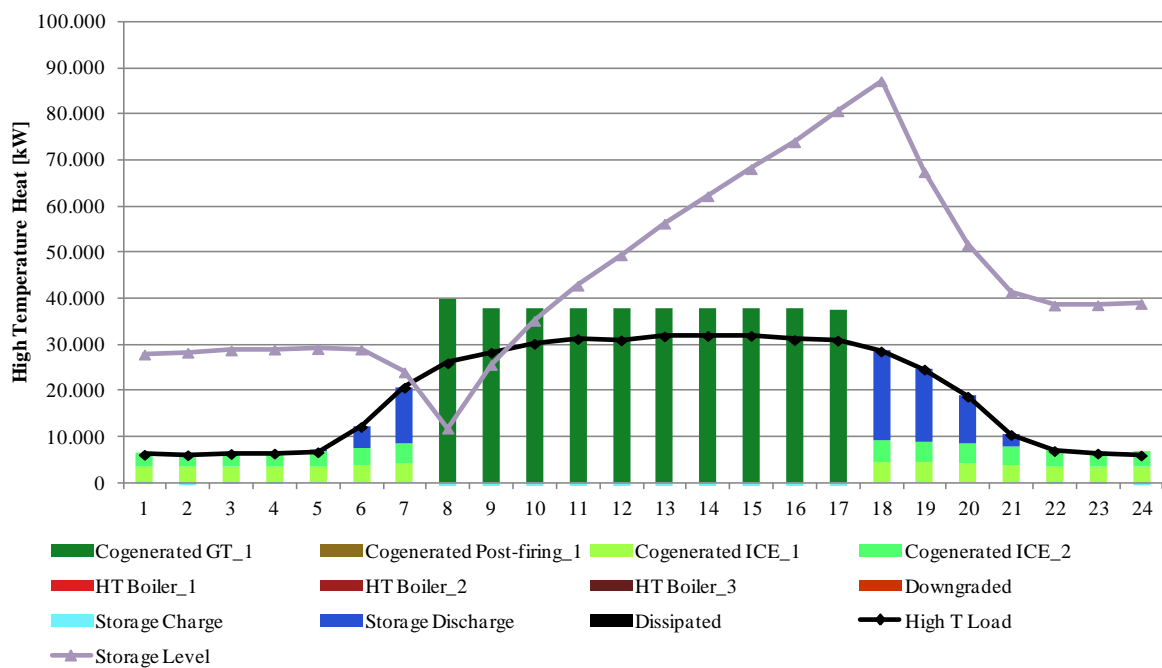


Figura 5.10 Energia termica prodotta e scambiata con l'utenza secondo il modello elaborato con DCogen nel mese di Agosto

In definitiva si può dire che il modello DCogen utilizza molto raramente le caldaie facendo prevalere principalmente un assetto cogenerativo nella maggior parte dei mesi anche grazie all'accurata gestione dell'accumulo termico.

5.1.2 Analisi annuale

Proseguiamo adesso con un'analisi a livello annuale. La richiesta termica tra i due modelli differisce per quanto riguarda le festività annuali. Mentre nel modello elaborato con DCogen sono state considerate tutte, nel modello VBA ciò non è stato possibile, in quanto le simulazioni sono state fatte a livello settimanale, considerando per ogni mese 5 giorni feriali, un Sabato e un festivo, moltiplicando poi per 4 il risultato ottenuto. Poiché l'anno è costituito da 52 settimane, sono state aggiunte 4 settimane riferite ad un caso invernale, uno estivo, uno primaverile e uno autunnale.

In Figura 5.11 è rappresentata l'energia termica prodotta settimanalmente e scambiata con l'utenza. L'energia prodotta viene suddivisa tra quella cogenerata (motori e turbina a gas) e quella prodotta dalle caldaie e post combustione. Vengono rappresentate anche le perdite termiche della rete di teleriscaldamento e le perdite di accumulo termico.

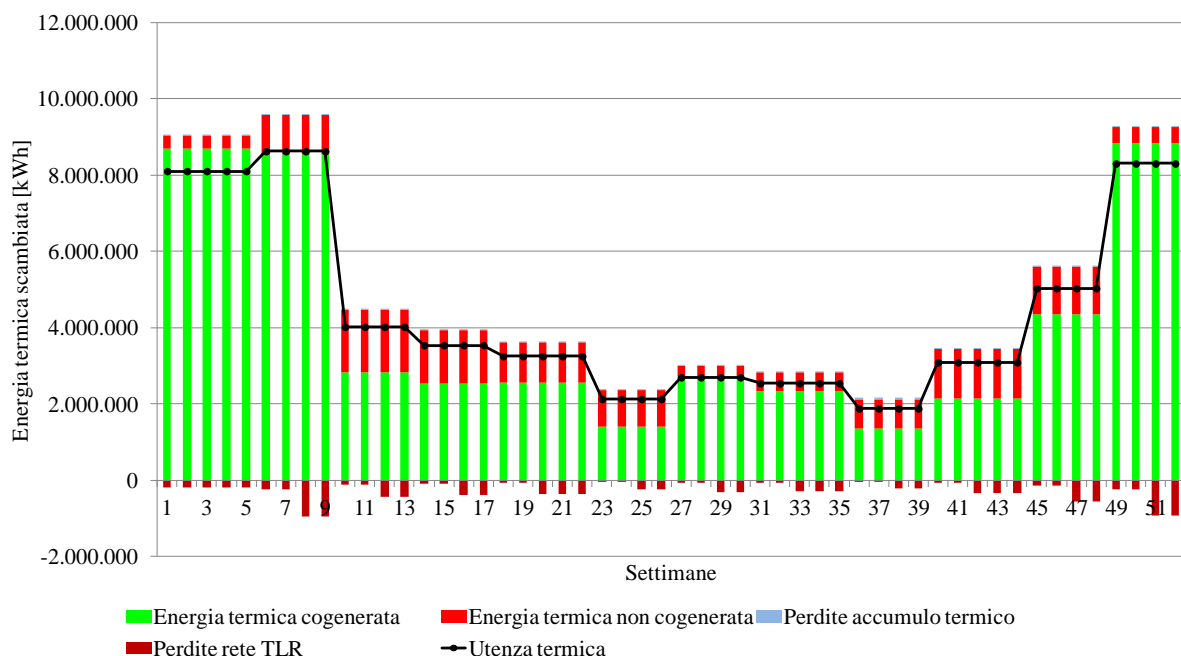


Figura 5.11 Rappresentazione dell'energia termica prodotta cogenerativamente (motori e turbina a gas), prodotta dalle caldaie e dalla post combustione del turbogas, delle perdite di accumulo termico, le perdite termiche di rete del teleriscaldamento e la richiesta termica

La maggior parte dell'energia viene prodotta in assetto cogenerativo, anche se una buona parte è fornita attraverso le caldaie e la post combustione. Nel modello elaborato con DCogen l'energia termica prodotta senza cogenerazione è bassissima (addirittura non visibile graficamente). Riesce dunque a gestire meglio l'accumulo termico per evitare le accensioni delle caldaie.

In Figura 5.12 e Figura 5.13 sono rappresentati i flussi di cassa per ogni settimana di entrambi i modelli. Sono esclusi i ricavi dalla vendita di calore e di energia elettrica alle utenze private in quanto si possono considerare costanti nell'arco di un anno e uguali per entrambe le simulazioni. Non sono dunque ciò che determinano l'assetto produttivo ottimo orario.

I mesi invernali sono quelli più profittevoli in quanto la richiesta termica è molto elevata, dunque è possibile far andare a carico maggiore le macchine, vendendo così più energia elettrica in borsa e aumentando i ricavi dai certificati bianchi. Il mese meno profittevole risulta Settembre.

Grazie all'energia prodotta cogenerata, al minor utilizzo delle caldaie e alla miglior gestione dell'accumulo termico, il modello DCOgen risulta più vantaggioso economicamente.

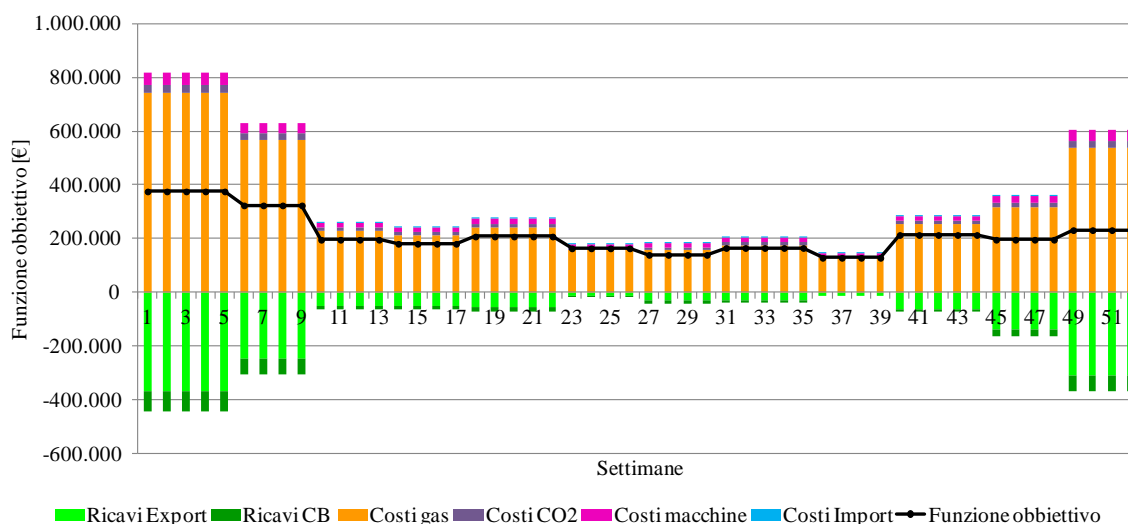


Figura 5.12 Rappresentazione dei flussi di cassa di ogni settimana, esclusi i ricavi dalla vendita di calore e energia elettrica alle utenze private, nel modello VBA. La funzione obiettivo rappresenta la differenza tra i costi e i ricavi operativi

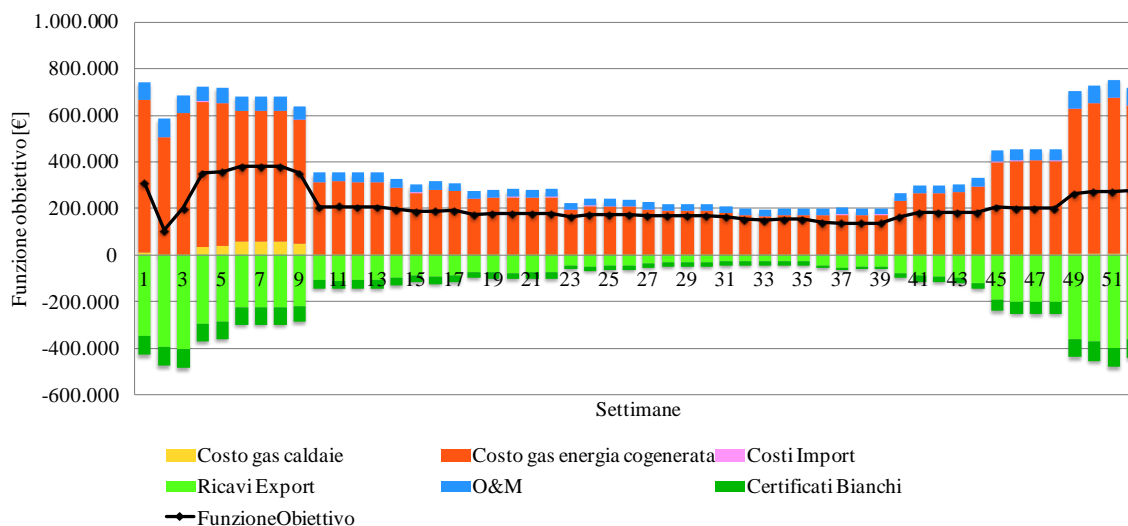


Figura 5.13 Rappresentazione dei flussi di cassa di ogni settimana, esclusi i ricavi dalla vendita di calore e energia elettrica alle utenze private, nel modello DCOgen. La funzione obiettivo rappresenta la differenza tra i costi e i ricavi operativi

Considerando la funzione obiettivo, ossia la differenza tra i costi e i ricavi a meno della vendita del calore e dell'energia elettrica alle utenze private nell'anno 2015, risultano rispettivamente:

$$\text{Funzione obiettivo}_{DCogen} = 10.735.403 \text{ € (5.1)}$$

$$\text{Funzione obiettivo}_{VBA} = 12.189.816 \text{ € (5.2)}$$

La differenza in percentuale è dell'11,5%.

Bisogna considerare che le utenze termiche ed elettriche sono differenti per quanto riguarda le festività annuali. Dunque i valori potrebbero cambiare leggermente.

In Tabella 5.1, Tabella 5.2, Tabella 5.3 sono riassunti i risultati dell'impianto di cogenerazione di Bolgiano elaborato attraverso i due modelli.

Confronto impianti	VBA	DCogen
η_I impianto	78,75%	78,08%
Numero avviamenti		
Motore 1	26	581
Motore 2	41	583
Turbina a gas	66	624
Caldaie	115	102
Ore equivalenti		
Motore 1	6.394	3.047
Motore 2	6.255	3.094
Turbina a gas	3.175	4.210
Caldaie	416	30

Tabella 5.1 Confronto d'impianto dei modelli elaborati su VBA e DCogen

Rendimenti DCogen	η_t	η_e	η_I
Motore 1	22,8%	42,4%	65,2%
Motore 2	22,8%	42,4%	65,3%
Turbina a gas	44,67%	39,96%	84,63%
Caldaie	92%		92%

Tabella 5.2 Valore dei rendimenti risultanti dal modello elaborato su DCogen di ogni unità d'impianto

Rendimenti VBA	η_t	η_e	η_I
Motore 1	23,73%	41,85%	65,58%
Motore 2	23,62%	42,12%	65,74%
Turbina a gas	45,78%	40,20%	85,98%
Caldaie	92 %		92%

Tabella 5.3 Valore dei rendimenti risultanti dal modello elaborato su VBA di ogni unità d'impianto

Dal punto di vista energetico, il rendimento di primo principio è superiore per il modello sviluppato tramite VBA, così come il rendimento termico, elettrico e globale di ogni unità d'impianto. Ciò è dovuto a due ragioni in particolare. Infatti nel modello DCogen:

- 1) Le macchine lavorano sempre ad un carico più basso, quindi lontane dal rendimento ottimale. Ciò è dovuto in parte al miglior utilizzo dell'accumulo termico. Infatti per riuscire a sfruttarlo al meglio, i motori e la turbina a gas sono maggiormente legati ai vincoli associati ai serbatoi di accumulo (il livello massimo di accumulo, le portate massime entranti e uscenti dai serbatoi, etc.) e costretti a lavorare ad un regime di carico più basso.
- 2) Il numero di avviamenti è superiore sia per i motori che per la turbina a gas. Questo comporta, oltre che dei costi di manutenzione aggiuntivi, maggiori consumi di gas dovuti alle numerose accensioni e spegnimenti.

5.2 Possibilità di miglioramento

Le differenze più importanti tra i due programmi che permetterebbero un margine di miglioramento nel modello elaborato con VBA sono esposte di seguito.

Logica di funzionamento dei motori e della turbina a gas

Nel modello elaborato con VBA, un motore fornisce il carico termico di base, mentre si valuta economicamente se convenga tenere in funzione l'altro motore o la turbina a gas, a cui sono associate due logiche di funzionamento differenti.

Per poter confrontare il funzionamento della sola turbina a gas rispetto agli altri motori bisognerebbe inserire un'altra logica di funzionamento all'interno del modello. Ciò potrebbe appesantire notevolmente il programma e impedire la stampa dei risultati in tempi brevi, tuttavia garantirebbe un assetto produttivo giornaliero migliore.

Utilizzo della post combustione del turbogas per l'accumulo di calore

Il programma DCogen prevede questa opzione, al contrario del secondo modello (per una scelta di efficienza energetica). Poiché la post combustione presenta un rendimento leggermente maggiore rispetto alle caldaie, potrebbe avere senso accumulare calore tramite post combustione quando la turbina a gas è accesa, piuttosto che accendere in seguito le caldaie, tenendo però in conto che quel calore accumulato sarà soggetto a perdite di accumulo termico.

Ottimizzare il livello iniziale dell'accumulo termico

Il modello euristico considera sempre un livello di partenza del calore accumulato pari a 0, poiché nel fine settimana con la logica adottata, i serbatoi tendono a svuotarsi del calore presente. Introducendo un'altra logica associata al solo funzionamento della turbina a gas, l'andamento del livello di accumulo termico nelle giornate di Sabato e Domenica potrebbe differire così come il livello finale.

Modificando il codice in modo tale da poter realizzare diverse simulazioni, variando il livello iniziale di accumulo, si potrebbe trovare il livello di partenza ottimale che garantisca il

marginale di contribuzione settimanale migliore. Per contro la risposta del programma sarebbe molto più lenta.

Bisogna considerare che attualmente, per un livello di partenza fissato, il risultato settimanale viene stampato in un'ora. Quindi per ogni variazione di livello di accumulo termico iniziale si aggiunge un'ora alla simulazione.

Conclusioni

In questa ultima sezione, si cercherà di riassumere tutti i risultati raggiunti nel presente elaborato, rispondendo brevemente agli obiettivi posti all'inizio.

Oggetto della tesi è la elaborazione di un programma su Visual Basic for Applications di Excel, che simuli il funzionamento ottimale dell'impianto cogenerativo di Bolgiano.

La centrale cogenerativa è in termico segue quindi l'obiettivo primario è soddisfare la richiesta termica. Produce energia elettrica e termica per il settore civile e terziario ma anche energia elettrica per la rete nazionale.

Poiché le macchine sono state installate in periodi differenti nella centrale di Bolgiano, i programmi elaborati sono tre e ognuno di essi prevede il funzionamento dell'impianto con determinate unità produttive: il primo simula il funzionamento della centrale costituita dai motori e dalle caldaie, nel secondo è stata aggiunta la turbina a gas in grado di dissipare il calore prodotto in eccesso e nel terzo è stato modellizzato l'accumulo termico.

Ogni simulazione è stata eseguita sia settimanalmente che annualmente ed è stata poi fatta un'analisi economica. I carichi termici ed elettrici sono stati forniti da Enipower e sono divisi per tre giornate tipo di ogni mese: feriali, Sabati e festivi.

I risultati sono esposti di seguito.

Assetto cogenerativo costituito dai motori e dalle caldaie

Nell'analisi settimanale risulta che le caldaie intervengono moltissimo. Esse costituiscono il 70% della produzione annua. I motori forniscono il carico termico di base, che comunque risulta molto inferiore rispetto alla richiesta termica nella maggior parte dei mesi dell'anno, ad eccezione di quelli estivi. Dunque l'assetto che prevale maggiormente è quello dei motori che producono al massimo e le caldaie che intervengono per fornire l'energia termica restante per soddisfare l'utenza.

I motori entrano in funzione da soli nelle giornate festive e nei Sabati dei mesi di metà stagione e d'estate.

Il rendimento di primo principio dell'impianto è pari al 75,52%

Risulta già migliorato rispetto al rendimento riferito alla configurazione passata, che era pari al 71,42%.

L'energia elettrica prodotta in eccesso è venduta in borsa e risulta il 20% dell'energia totale prodotta. I ricavi da Export costituiscono il 6% dei ricavi totali. Si deduce che tale valore potrebbe incrementare se intervenisse la turbina a gas, la quale ha una potenza termica ed elettrica molto maggiore rispetto ai motori endotermici.

Per quanto riguarda i ricavi dai certificati bianchi, risultano pari a 0. Il rendimento termico dei motori infatti è molto basso (22%) è ciò non permette a queste unità produttive di rientrare nel regime CAR per poter avere accesso ai certificati bianchi.

Conclusioni

Il margine di contribuzione finale è pari 16.315.127 Euro. Dunque già un assetto produttivo di questo tipo garantisce un buon ritorno economico.

Assetto cogenerativo costituito dai motori, dalla turbina a gas e dalle caldaie

Il secondo modello prevede un assetto produttivo uguale al precedente con l'aggiunta della turbina a gas. In questo caso sia i motori che la turbina a gas possono dissipare il calore prodotto in eccesso.

Lo scopo dello studio di questo assetto è quello di analisi delle ore in cui la turbina e i motori dissipano maggiormente per poter fare una valutazione preliminare sull'elaborazione del modello di accumulo termico. Infatti la centrale di cogenerazione di Bolgiano di San Donato Milanese non è adibita alla dissipazione del calore in eccesso prodotto dai motori e dal turbogas, quindi la simulazione dell'impianto non potrebbe rispecchiare il funzionamento reale della centrale.

Dall'analisi settimanale risulta che nei mesi invernali la turbina a gas interviene sempre dissipando solo nelle ore finali. Nei mesi di metà stagione interviene principalmente nelle ore centrali dei giorni feriali a carico minimo dissipando gran parte del calore prodotto, mentre nei mesi estivi non entra quasi mai in funzione. Nelle ore in cui viene dissipato il calore, i serbatoi di accumulo potrebbero intervenire evitando tale dissipazione.

La turbina a gas interviene per il 50% della produzione termica annuale, mentre le caldaie al 28%. Dunque con questa configurazione d'impianto le caldaie intervengono molto meno. Il 4% della produzione totale di energia termica viene dissipato.

L'energia elettrica ceduta alla rete nazionale risulta il 32% dell'energia totale prodotta, il 12% in più rispetto al primo modello.

Il rendimento di primo principio è pari al 76,06%, dunque migliore di mezzo punto percentuale rispetto all'assetto d'impianto con i motori e le caldaie, grazie all'intervento della turbina a gas. I ricavi da Export di energia elettrica sono aumentati al 17% rispetto al totale.

La turbina a gas presenta un rendimento termico molto elevato (circa del 48%) e il rendimento di primo principio è pari all'88%. Ciò permette di poter avere accesso ai certificati bianchi, attraverso il calcolo del PES e del risparmio di combustibile.

Il margine di contribuzione annuale è pari a 18.322.378 Euro, notevolmente superiore all'assetto solo motori e caldaie. Ciò è dovuto alla maggiore vendita di energia elettrica in borsa e ai ricavi derivanti dai certificati bianchi.

Modello dell'accumulo termico

Dall'analisi settimanale dell'assetto produttivo con l'accumulo termico risulta che nei mesi invernali i motori e la turbina a gas sono per la maggior parte delle ore in funzione. I serbatoi accumulano calore nelle prime ore dei giorni festivi, per rilasciarlo subito nelle ore di maggior richiesta. A fine giornata i serbatoi accumulano di nuovo il calore in eccesso prodotto dalla turbina a gas (in linea con quanto era stato supposto nel secondo modello). Nelle ultime ore della giornata di Domenica, intervengono le caldaie e il livello di accumulo di acqua surriscaldata risulta pari a 0. Il livello di partenza è stato fissato anch'esso pari a 0,

in modo tale da bilanciare i flussi di calore entranti ed uscenti dai serbatoi nell'orizzonte settimanale. Sono state comunque realizzate diverse simulazioni per studiare quali fossero i livelli iniziali migliori da cui partire nei casi invernali, estivi e di metà stagione, dimostrando dunque che fosse meglio iniziare con i serbatoi vuoti.

Nel caso di metà stagione la turbina a gas interviene dalle 7 alle 11 accumulando il calore in eccesso. Nelle ore successive, fino a fine giornata i serbatoi si svuotano completamente dell'acqua surriscaldata. Sabato e Domenica invece la turbina a gas risulta sempre spenta. Il livello di accumulo termico risulta quasi sempre pari a 0. In alcune ore intervengono le caldaie per fornire calore ai serbatoi. Questo succede quando la richiesta termica è maggiore della produzione dei soli motori e la loro differenza è inferiore al vincolo minimo di energia fornita dalle caldaie pari a 5MWh. L'andamento nelle settimane dei mesi estivi è molto simile ai casi di metà stagione, sennonché i serbatoi vengono riempiti e svuotati molto meno velocemente, poiché la produzione dei motori riesce a sostenere in maniera preponderante la richiesta termica rispetto ai mesi primaverili e autunnali.

In tutte le ore in cui interviene la turbina a gas, viene prodotto un surplus di energia elettrica che viene venduta in borsa. Il turbogas entra in funzione soprattutto nelle ore in cui la richiesta termica e il prezzo zonale Nord risultano alti. L'accumulo termico, al contrario, rilascia calore quando la richiesta termica è bassa e non risulta particolarmente conveniente vendere una quantità rilevante di energia elettrica in borsa a prezzi relativamente bassi.

Per quanto riguarda l'analisi a livello annuale, risulta che la turbina a gas costituisce il 62% della produzione termica annuale, le caldaie intervengono per il 16% e i motori per il 22%. Dunque rispetto al secondo modello la turbina a gas interviene ancora di più nell'arco di un anno. L'energia elettrica ceduta alla rete nazionale risulta il 34% dell'energia autoprodotta e scambiata con la rete (2 punti percentuali in più rispetto al secondo modello).

Il rendimento di primo principio dell'impianto è aumentato al 78,75%.

I ricavi derivanti dai certificati bianchi sono aumentati, in quanto la turbina a gas è intervenuta per più ore durante l'anno. Il margine di contribuzione risulta notevolmente migliorato: 19.220.325 Euro grazie soprattutto alla vendita di energia elettrica in borsa e ai ricavi dai certificati bianchi (rispettivamente il 17% e il 4% dei ricavi totali).

Relativamente al terzo modello è stata eseguita un'analisi d'investimento, considerando i costi e i ricavi operativi, i costi fissi e d'investimento. E' stato considerato un periodo di tempo pari a 20 anni.

I risultati sono molto buoni e mostrano:

$$\begin{aligned} IRR &= 14\% \\ NPV &= 65.274.034 \text{ Euro} \\ PBT &= 10 \text{ anni} \end{aligned}$$

L'analisi di sensibilità relativa alla variazione percentuale del tasso di attualizzazione, del prezzo dell'energia elettrica e del prezzo del gas, mostra comunque risultati soddisfacenti. Anche considerando la situazione più negativa (una variazione di prezzo dell'energia

Conclusioni

elettrica inferiore del 10% e del gas superiore del 10%), l'NPV, l'IRR e il PBT risultano soddisfacenti.

Con una diminuzione del prezzo dell'energia elettrica pari al 10%, l'IRR scende circa al 12%, il PBT risulta di 11 anni e l'NPV scende a 58 milioni. Con un aumento del 10% del prezzo del gas l'IRR scende circa al 12%, il PBT risulta di 11 anni e l'NPV scende a 52 milioni.

Analisi di confronto tra i modelli sviluppati con VBA e DCogen

Dall'analisi comparativa con il modello DCogen è risultato che nei mesi invernali i profili di andamento del livello di accumulo termico sono molto simili. Nel modello sviluppato con VBA le curve appaiono dilatate verso l'alto e ciò è dovuto al funzionamento simultaneo della turbina a gas e il motore che producono quindi più calore da poter accumulare, rispetto al solo funzionamento della turbina a gas nel modello DCogen. Nella giornata di Domenica, nel primo modello, entrano in funzione solo i motori e le caldaie, mentre nel secondo viene usata la post combustione per accumulare calore. Questa scelta è stata evitata da Enipower in quanto energeticamente non efficiente.

Nei mesi primaverili e autunnali, le curve appaiono molto differenti. Mentre si riscontra una similitudine nelle ore iniziali in cui viene accumulato calore, nelle ore comprese tra le 14 e le 24 l'andamento cambia notevolmente. Nel modello euristico, tra le 15 e le 17, i serbatoi vengono svuotati del calore accumulato. Il modello a volte fa fatica a prevedere le ore in cui risulta conveniente accumulare calore, come ad esempio in queste. Infatti a causa dello svuotamento dell'accumulo termico, nelle ore successive è costretto ad accendere le caldaie. Il modello non è riuscito a prevedere che con il decumulo di calore, le ore successive le caldaie sarebbero dovute entrare in funzione, dunque ha preferito il guadagno temporaneo attraverso il prelievo di calore dai serbatoi. Il problema aggiuntivo è che nelle ultime ore, nonostante il prezzo zonale Nord aumenti e dunque risulterebbe conveniente produrre energia elettrica in surplus, il funzionamento simultaneo del motore e della turbina a gas non permette il rispetto del vincolo di portata, dunque risulta necessario spegnere il turbogas e utilizzare le caldaie per soddisfare la richiesta termica. Il modello di DCogen riesce spesso ad evitare le accensioni delle caldaie.

I profili dei mesi estivi non differiscono particolarmente. Il discorso è simile a quello fatto per i mesi invernali.

In conclusione si può dire che i mesi estivi e invernali sono quelli meglio ottimizzati, mentre c'è maggior spazio di miglioramento per i mesi di metà stagione.

Dal punto di vista economico si riscontra una differenza del 11,5% (a favore del modello di DCogen) tra le funzioni obiettivo (la differenza tra costi e ricavi operativi a meno delle vendite alle utenze private, che si possono considerare costanti nell'arco di un anno) di entrambi i modelli.

Dal punto di vista energetico tuttavia il modello sviluppato con VBA è migliore, con un rendimento di primo principio del 78,75% contro un 78,08% dell'impianto simulato su DCogen. Ciò si può imputare ad una migliore gestione energetica delle unità produttive che lavorano a regime di carico maggiore nell'arco di un anno e ad inferiori accensioni e

spegnimenti delle macchine, le quali comportano un aumento del consumo di gas e dei costi di manutenzione.

Per poter migliorare il modello sviluppato con VBA si può andare ad agire su:

1) Logica di funzionamento dei motori e della turbina a gas

Aggiungere un'ulteriore logica di funzionamento, oltre a quelle descritte in Sez.4.2 per poter confrontare il funzionamento della sola turbina a gas rispetto al funzionamento dei motori, o del motore e della turbina gas. Tuttavia questo potrebbe appesantire notevolmente il programma e impedire la stampa dei risultati in tempi brevi.

2) Utilizzo della post combustione del turbogas per l'accumulo di calore

3) Ottimizzare il livello iniziale dell'accumulo termico

Per il momento deve essere pre-impostato. Introducendo un'altra logica associata al solo funzionamento della sola turbina a gas, l'andamento del livello di accumulo termico nel fine settimana potrebbe cambiare.

Modificando il codice in modo tale da poter realizzare diverse simulazioni, variando il livello iniziale di accumulo, si potrebbe trovare il livello di partenza ottimale.

Nomenclatura

VBA-visual Basic for application (Excel)

DCOGEN- Programma sviluppato al dipartimento di Energia del Politecnico di Milano

TLR- Rete di teleriscaldamento

DLE- Dry Low Emissions

SPRINT- Spray Inter-Cooled Turbine

SCR- Selective Catalytic Reduction

CCT- Corrispettivo per l'assegnazione del diritto di utilizzo della capacità di trasporto

PUN-Prezzo Unico Nazionale

GSE- Gestore Servizi Energetici

AEEG-Autorità per l'energia elettrica e il gas

CB-Certificati Bianchi

MT- Media tensione

BT- Bassa tensione

MDC-Margine di contribuzione

NPV-Net Present Value

IRR-Internal Rate of Return

PBT-Pay Back Time

u.d.m-unità di misura

Bibliografia

- [1] Enipower-Simeco s.r.l engineers & contractors, *Adeguamento della centrale di cogenerazione di Bolgiano*, San Donato Milanese, Italia, 08/02/11
- [2] <http://www.enipower.it/it/pages/dove-operiamo/bolgiano/bolgiano.shtml>
- [3] Ennio Macchi, Stefano Campanari, Paolo Silva; *La microcogenerazione a gas naturale*; Polipress, 2006.
- [4] Giovanni Lozza; *Turbine a gas e cicli combinati*; Progetto Leonardo 2006; Seconda edizione.
- [5] Demont, *Specifica tecnica di sistema attemperamento e circolazione acqua TLR*, uffici SIEMENS di Genova Arzelli, Italia, 5/09/2014
- [6] Demont, *Specifica tecnica di sistemi accumulatori acqua surriscaldata*, uffici SIEMENS di Genova Arzelli, Italia, 5/09/2014
- [7] Decreto Ministeriale 5 Settembre 2011, Art.1
- [8] Decreto Ministeriale 4 Agosto 2011, Allegato II
- [9] Decreto Ministeriale 4 Agosto 2011, Allegato III
- [10] Decreto Ministeriale 4 Agosto 2011, Allegato V, VI, VII
- [11] Decreto Ministeriale 5 Settembre 2011, art.9 comma 2
- [12] Alessandra Salvaggio, *Excel 2013 Macro e VBA*, Edizioni FAG Milano, Milano, 2013
- [13] Decreto Legislativo 26 ottobre 1995, n. 504 aggiornato dal Decreto Legislativo 2 febbraio 2007, n. 26.
- [14] Legge Regionale Lombarda del 14 luglio 2003 n.10.
- [15] Direttiva 2002/91/CE, recepita dal D. Lgs. 192/05
- [16] Direttiva 2004/8/CE del Parlamento Europeo e del Consiglio
- [17] O. Perego e M. Marciandi, *Studi di fattibilità di applicazioni cogenerative, stato e prospettive della micro-cogenerazione e stima del potenziale del teleriscaldamento*, CESI Ricerca, 2009.
- [18] G.Gentilini, *Ottimizzazione della gestione di un impianto cogenerativo a servizio di un'utenza residenziale e del terziario: l'edificio "Il grattacielo" di Milano*, Tesi LM, Rel: P. Silva, Co-Rel: A. Bischi, 2014
- [19] D.Rossin, *Modellizzazione di un impianto di trigenerazione applicato alla centrale di ricompressione gas di Poggio Renatico (Fe)*, Tesi LM, Rel: P. Silva, Co-Rel: A. Bischi, 2014
- [20] Andrea Galliani, Ernesto Pedrocchi, *Analisi exergetica*; Polipress, 2006.
- [21] Alberto Clerici; *Informatica per l'economia*; Tools; 2012

Allegati

- 1) Allegato 1-scheda tecnica motori endotermici, Wartsila (Wartsila, *Gas engine power adjustment*, Bolgiano, Italia, 11/1/2012)
- 2) Allegato 2-scheda tecnica Turbina a gas LM6000 PF-SPRINT-15, General Electric Energy(Adesoji Dairo, *LM6000 PF-SPRINT-15*, General Electric Energy, Milano, Italia, 12/01/2011)
- 3) Allegato 3- Variazione del PUN, Prezzo zonale Nord, costo del Gas per ogni mese

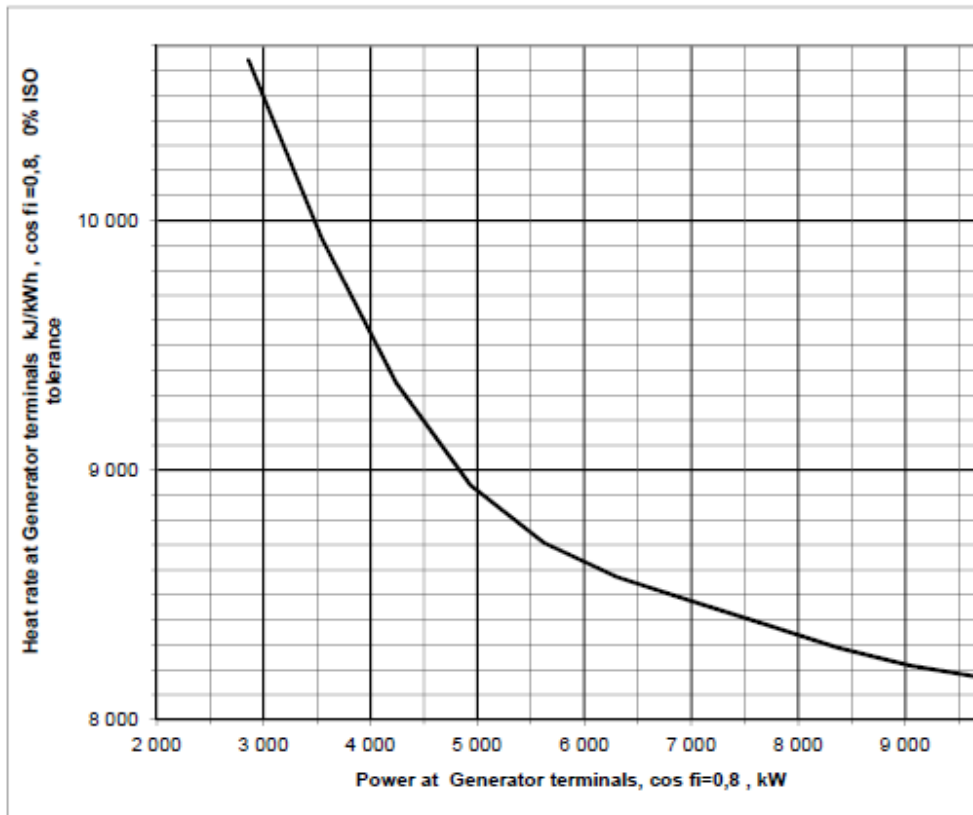
Allegato 1



Gas engine power adjustment

Heat rate as function of power

Manufacturer	WARTSILA	Engine compression ratio		11
Engine type	W 20V34SG	ISO power	kW	10000
Number of cylinders	20	Nominal speed	rpm	750
Design stage	C2	Altitude	m	100
Operating at full power, ppmv at 15 % O ₂	90			
Ethylene glycol in LT circuit %	mass 0,3275			
Number of generating sets	1			



Power at Generator terminals, cos fi=0,8, kW

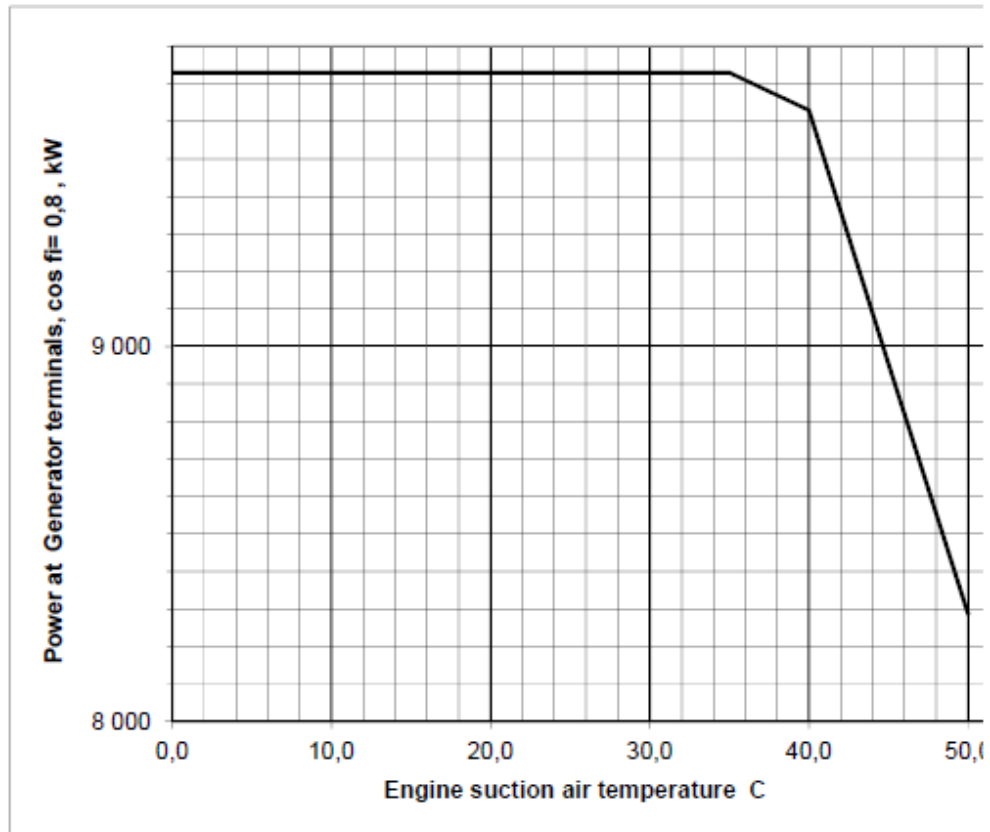
2 858	3 545	4 239	4 938	5 622	6 308	6 995	7 680	8 363	9 046	9 730
10 644	9 928	9 352	8 939	8 709	8 572	8 476	8 383	8 289	8 217	8 168



Gas engine power adjustment

Power limited by air temperature and pressure

Manufacturer	WARTSILA	Engine compression ratio	11
Engine type	W 20V34SG	ISO power	kW 10000
Number of cylinders	20	Nominal speed	rpm 750
Design stage	C2	Altitude	m 100
ng at full power, ppmv at 15 % O2	90		
Ethylene glycol in LT circuit %	mass 0,3275		
Number of generating sets	1		

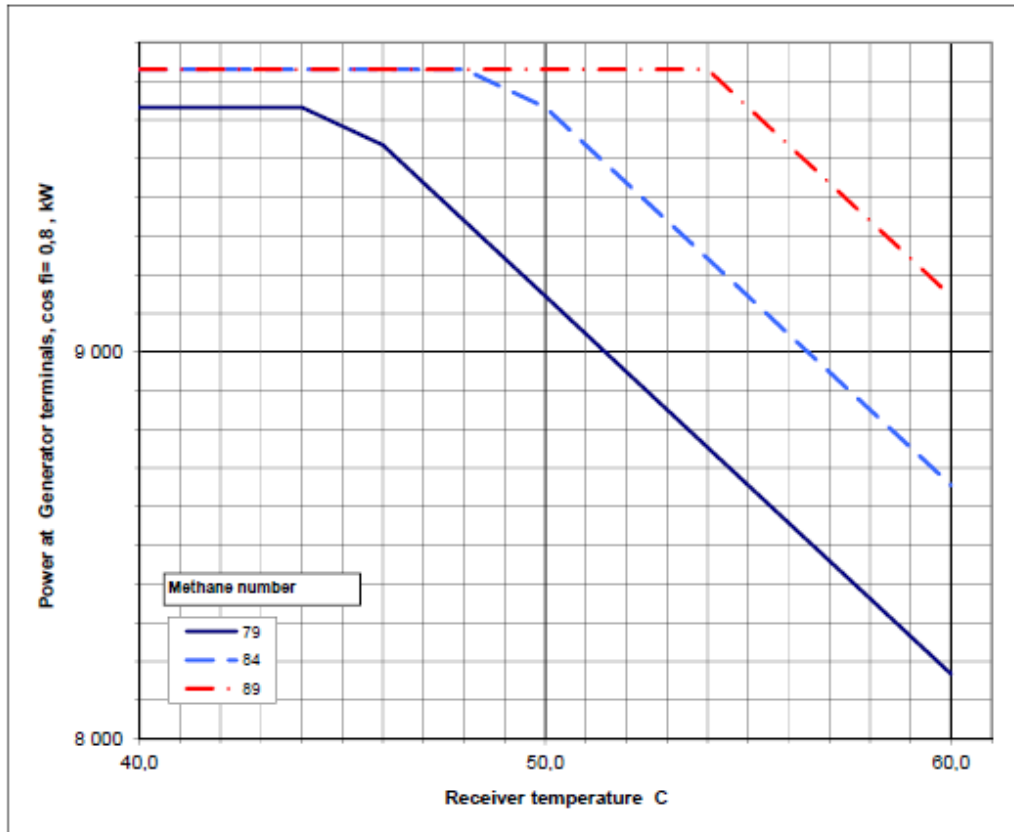


Engine suction air temperature C									
0,0	5,0	10,0	15,0	20,0	25,0	30,0	35,0	40,0	45,0
9 730	9 730	9 730	9 730	9 730	9 730	9 730	9 730	9 630	8 953

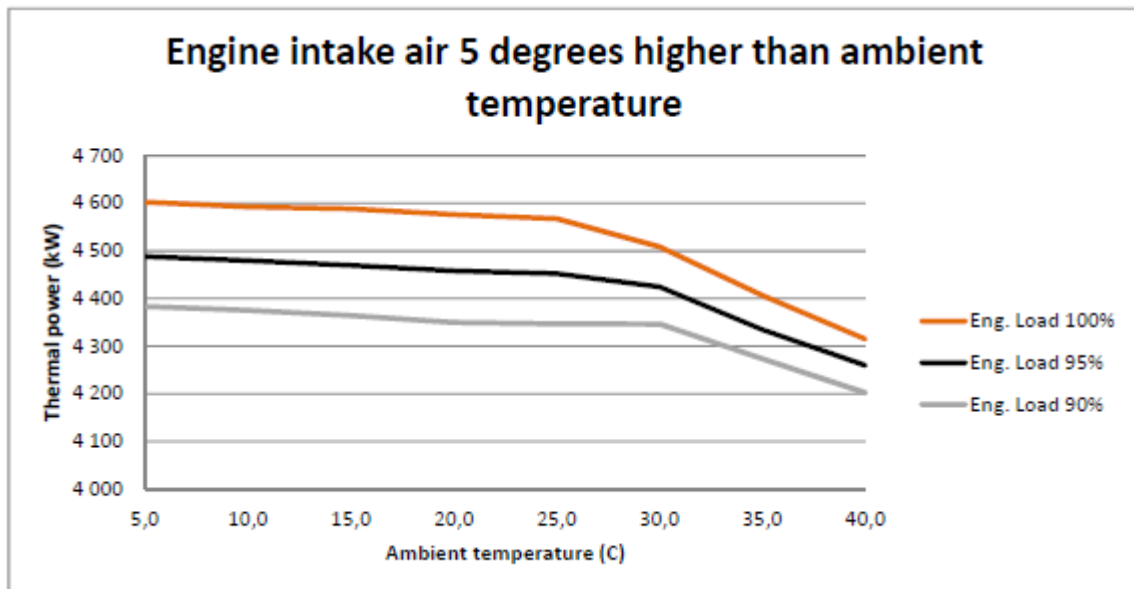
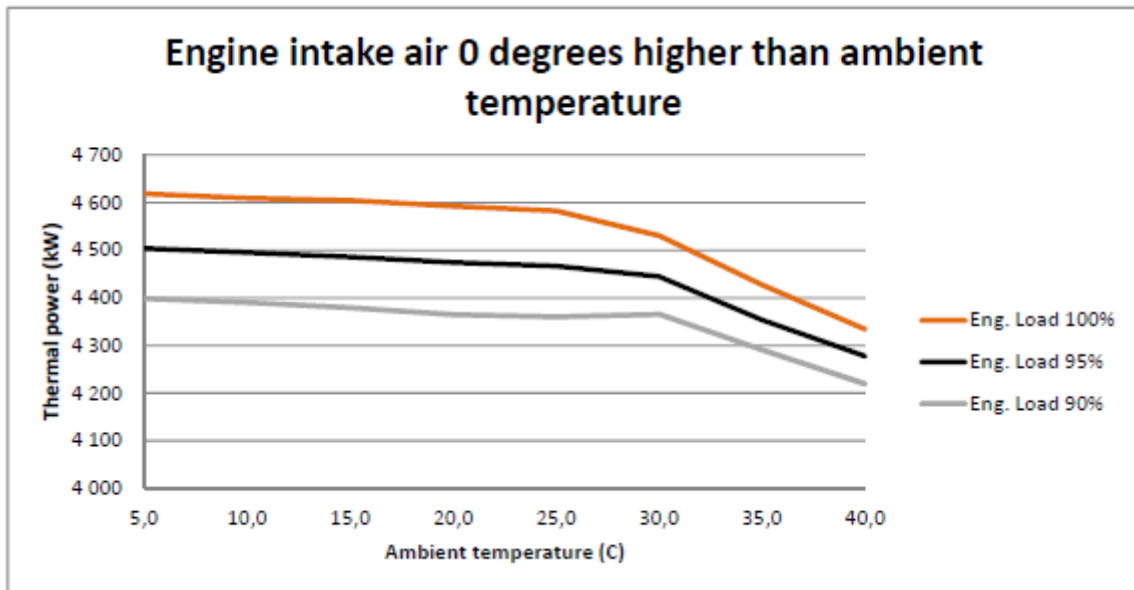


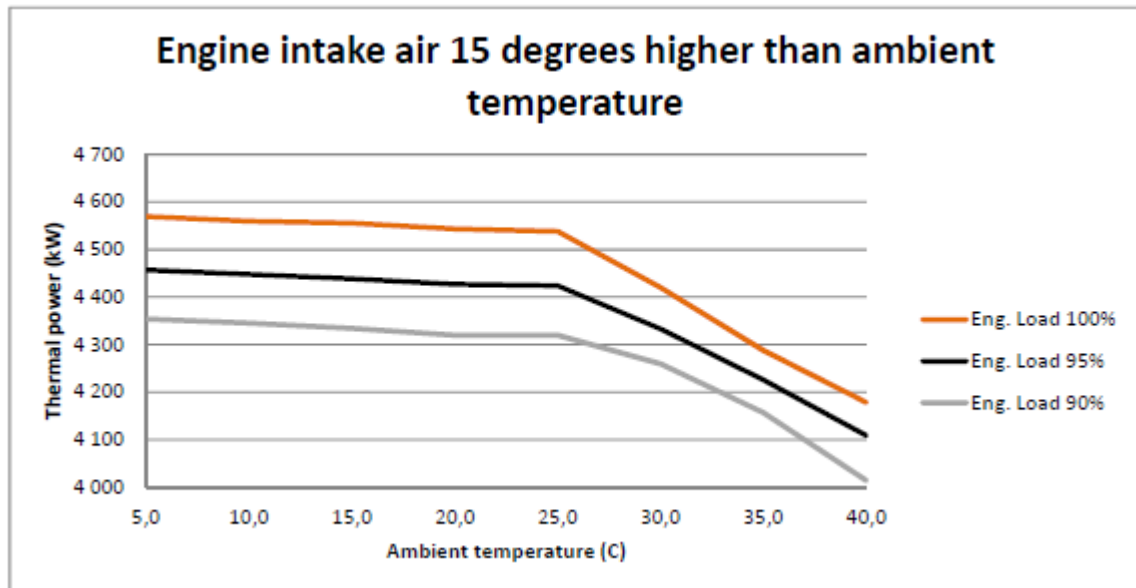
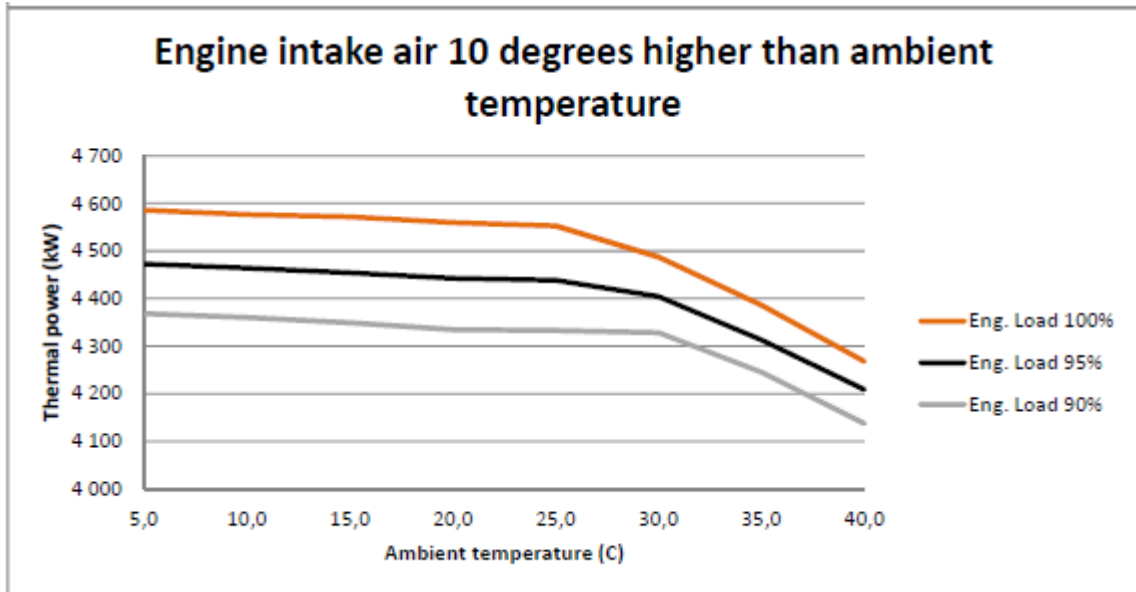
Gas engine power adjustment Power limited by knocking

Manufacturer	WARTSILA	Engine compression ratio	11
Engine type	W 20V34SG	ISO power	kW 10000
Number of cylinders	20	Nominal speed	rpm 750
Design stage	C2	Altitude	m 100
γg at full power, ppmv at 15 % O2	90		
Ethylene glycol in LT circuit %	mass 0,3275		
Number of generating sets	1		



	Receiver temperature C										
Methane number	40,0	42,0	44,0	46,0	48,0	50,0	52,0	54,0	56,0	58,0	60,0
79	9 632	9 632	9 632	9 535	9 339	9 144	8 949	8 753	8 558	8 363	8 168
84	9 730	9 730	9 730	9 730	9 730	9 632	9 437	9 242	9 046	8 851	8 656
89	9 730	9 730	9 730	9 730	9 730	9 730	9 730	9 730	9 535	9 339	9 144





Allegato 2

Engine: LM6000 PF-SPRINT-15
 Deck Info: G0125P - 8i4.scp
 Generator: BDAX 7-290ERJT 50Hz, 11.5kV, 0.85PF (35407)
 Fuel: Site Gas Fuel#900-3039, 20559 Btu/lb,LHV

Case #	100	101		
Ambient Conditions				
Dry Bulb, °F	59.0	59.0		
Wet Bulb, °F	51.4	51.4		
RH, %	60.0	60.0		
Altitude, ft	328.1	328.1		
Ambient Pressure, psia	14.523	14.523		
Engine Inlet				
Comp Inlet Temp, °F	59.0	59.0		
RH, %	60.0	60.0		
Conditioning	NONE	NONE		
Tons or kBtu/hr	0	0		
Pressure Losses				
Inlet Loss, inH2O	5.21	5.21		
Volute Loss, inH2O	4.00	4.00		
Exhaust Loss, inH2O	9.84	9.84		
Partload %	100	75		
kW, Gen Terms	45502	34126	100% LOAD UNIT NET	75% LOAD UNIT NET
Est. Btu/kW-hr, LHV	8347	8885	45194	33818
Guar. Btu/kW-hr, LHV	8518	--	8575	9196
Fuel Flow				
MMBtu/hr, LHV	379.8	303.2		
lb/hr	18474	14749		
NOx Control	DLE	DLE		
SPRINT	LPC	OFF		
lb/hr	9195	0		
Control Parameters				
HP Speed, RPM	10354	10162		
LP Speed, RPM	3627	3627		
PS3 - CDP, psia	446.2	373.4		
T25 - HPC Inlet Temp, °F	214.8	215.9		
T3CRF - CDT, °F	959	946		
T48IN, °R	2029	1994		
T48IN, °F	1569	1534		
Exhaust Parameters				
Temperature, °F	844.8	857.4		
lb/sec	285.5	246.1		
lb/hr	1027800	885812		
Energy, Btu/s- Ref 0 °R	94960	81887		
Energy, Btu/s- Ref T2 °F	58236	49861		
Cp, Btu/lb-R	0.2723	0.2702		
Emissions (ESTIMATED, NOT FOR GUARANTEE)				
NOx ppmvd Ref 15% O2	15	15		
NOx as NO2, lb/hr	23	18		
CO ppmvd Ref 15% O2	25	25		
CO, lb/hr	23.22	18.52		
CO2, lb/hr	49750.26	39760.90		
HC ppmvd Ref 15% O2	15	15		
HC, lb/hr	7.96	6.35		
SOX as SO2, lb/hr	0.00	0.00		

Allegato 3

	Prezzo gas €/kSmc	PUN F1 €/MWh	PUN F2 €/MWh	PUN F3 €/MWh	Prezzo Nord F1 €/MWh	Prezzo Nord F2 €/MWh	Prezzo Nord F3 €/MWh	CO2 €/ton
Gennaio	334,280	69,001	66,963	48,953	68,087	64,490	48,712	6,760
Febbraio	316,461	61,309	59,864	38,866	61,455	57,027	37,728	6,760
Marzo	280,505	53,620	55,591	36,851	56,197	54,252	36,407	6,760
Aprile	273,320	49,292	55,632	38,629	55,336	55,540	39,307	6,760
Maggio	255,015	48,297	55,993	40,237	50,172	52,339	38,605	6,760
Giugno	242,740	52,617	52,302	40,783	52,373	47,760	38,454	6,760
Luglio	220,519	48,897	50,142	42,274	46,413	44,490	38,413	6,760
Agosto	210,192	47,041	52,664	44,384	42,392	44,995	38,614	6,760
Settembre	225,418	62,392	63,522	51,273	63,681	61,469	49,845	6,760
Ottobre	280,187	69,280	70,680	51,690	67,912	67,674	49,529	6,760
Novembre	293,904	69,202	64,185	47,389	68,907	62,160	46,952	6,760
Dicembre	292,956	67,881	63,672	49,532	66,982	61,680	49,007	6,760