



ALMA MATER STUDIORUM
UNIVERSITÀ DI BOLOGNA

DIPARTIMENTO DI INGEGNERIA INDUSTRIALE

CORSO DI LAUREA MAGISTRALE IN INGEGNERIA ENERGETICA

IMPATTO DELL'INCERTEZZA DI ELEMENTI PREVISIONALI SULL'OTTIMIZZAZIONE DEL DISPACCIAMENTO DI IMPIANTI COGENERATIVI

Tesi di laurea magistrale in RETI SMART PER LA PRODUZIONE E IL TRASPORTO
DELL'ENERGIA TERMICA E FRIGORIFERA

Relatore

**Prof.ssa Maria Alessandra
Ancona**

Presentata da

Nicole Radegonda

Correlatore

Ing. Stefano Morgione

Sessione di dicembre 2024

Anno Accademico 2023/2024

Ad Anna, Andrew, e alle domande semplici che possono cambiare tutto.

Indice

Capitolo 1: Introduzione.....	11
Capitolo 2: Contesto e obiettivi della tesi	13
2.1 Cogenerazione e teleriscaldamento.....	13
2.2 Il ruolo di Optit.....	17
2.3 Obiettivi del lavoro di tesi.....	18
Capitolo 3: Modellazione fisico – matematica del problema e soluzione OptiEPM..	21
3.1 Introduzione al processo di modellazione fisico - matematica.....	21
3.2 Topologia dell’impianto demo	21
3.3 Caratterizzazione degli asset.....	22
3.4 Modellazione fisico-matematica	26
3.5 Intervallo temporale di ottimizzazione: le settimane tipo.....	27
3.6 Il problema di ricerca operativa: funzione obiettivo e vincoli.....	28
3.7 Cenni matematici alla risoluzione del problema: algoritmo del simplesso e branch&bound.....	29
Capitolo 4: Cenni allo stato dell'arte di algoritmi previsionali di serie storiche.....	31
Capitolo 5: Calcolo ed analisi dell'errore previsionale sul profilo di domanda termica e sui prezzi elettrici.....	34
5.1 Domanda termica: forecast vs measured	34
5.2 Definizione di KPI per la misura dell’errore previsionale.....	37
5.3 Prezzi elettrici: forecast vs measured.....	38
5.4 Incertezza associata al forecast	40
Capitolo 6: Analisi delle soluzioni dello scenario “deterministico” di riferimento....	41
6.1 Domanda termica nelle Settimane Tipo.....	41
6.2 Analisi della soluzione di dispacciamento per la ST1 (1-7 gennaio)	42
6.3 Analisi della soluzione di dispacciamento per la ST2 (1-7 aprile).....	46
6.4 Analisi della soluzione di dispacciamento per la ST3 (24-30 luglio).....	49
6.5 Analisi della soluzione di dispacciamento per la ST4 (15-21 ottobre).....	53
Capitolo 7: Analisi delle soluzioni negli scenari con input variati sulla domanda termica e i prezzi elettrici	56
7.1 Scenari “minimo” e “massimo” sulla domanda termica.....	56
7.2 Scenario “flessibile” sulla domanda termica	63

7.3 Scenari “minimo” e “massimo” sui prezzi elettrici	70
7.4 Dati di dettaglio degli scenari calcolati nell’analisi	77
Capitolo 8: Risultati finali dell’analisi	85
8.1 Resilienza delle soluzioni alla variazione degli input.....	85
8.2 Ricerca di correlazioni nello scenario flessibile	88
8.3 Considerazioni finali	92
Capitolo 9: Conclusioni.....	94
Bibliografia.....	96
Ringraziamenti	97

Indice delle figure

Figura 1: Schema a blocchi di impianto cogenerativo (Termogamma).....	14
Figura 2: Schema di sistema di teleriscaldamento (Astea Energia).....	16
Figura 3: Struttura dei progetti Optit (Optit S.r.l.)	17
Figura 4: Fasi del processo di ottimizzazione per un impianto per la produzione di energia (Optit S.r.l.).....	18
Figura 5: Topologia dell'impianto	22
Figura 6: Schema degli asset presenti nell'impianto	23
Figura 7: Capacità nominali degli asset	24
Figura 8: Minimo setpoint delle macchine presenti nell'impianto.....	25
Figura 9: Tempi minimi di operatività e tempi minimi di spegnimento delle macchine dell'impianto	26
Figura 10: Esempio di profilo di domanda termica ricorrente nel tempo, mese di gennaio.....	33
Figura 11: Esempio di pattern ricorrente nei prezzi elettrici.....	33
Figura 12: Domanda termica misurata nell'anno 2023	34
Figura 13: Percentuale della domanda termica annuale ripartita sui diversi mesi.....	35
Figura 14: Errori previsionali orario e giornaliero prima e dopo il processo di data cleaning.....	36
Figura 15: MAPE mensile sulla domanda termica	37
Figura 16: MdAPE mensile sulla domanda termica	38
Figura 17: nMAE mensile sulla domanda termica.....	38
Figura 18: Prezzi elettrici MGP registrati nel 2023	39
Figura 19: Prezzo elettrico orario medio, andamento a M.....	39
Figura 20: MAPE e nMAE orari per i prezzi elettrici MGP 2023	40
Figura 21: Profilo di domanda termica giornaliera nelle ST.....	41
Figura 22: MOL specifico ST1	43
Figura 23: Produzione termica totale ST1.....	44
Figura 24: Ripartizione % della produzione termica in ST1	44
Figura 25: Ore di funzionamento macchine in ST1	45
Figura 26: Costi e ricavi in ST1	45
Figura 27: MOL specifico in ST2, considerando il consumo degli ausiliari	47
Figura 28: Modalità di produzione termica oraria in ST2	47
Figura 29: Ripartizione % della produzione termica in ST2	48
Figura 30: Ore di funzionamento delle macchine in ST2	49
Figura 31: Costi e ricavi in ST2	49
Figura 32: MOL specifico ST3	50
Figura 33: Modalità di produzione termica oraria in ST3	51
Figura 34: Ripartizione % della produzione termica ST3.....	51

Figura 35: Ore di funzionamento delle macchine in ST3	52
Figura 36: Costi e ricavi ST3	52
Figura 37: MOL specifico in ST4	53
Figura 38: Produzione termica oraria in ST4	54
Figura 39: Ripartizione % della produzione termica in ST4	54
Figura 40: Ore di funzionamento delle macchine in ST4	55
Figura 41: Costi e ricavi in ST4	55
Figura 42: Confronto scenari min, ref, max sulla DT in ST1	57
Figura 43: Confronto scenari min, ref, max sulla DT in ST2	59
Figura 44: Confronto scenari min, ref, max sulla DT in ST3	61
Figura 45: Confronto scenari min, ref, max sulla DT in ST4	62
Figura 46: Domanda termica assegnata dallo scenario flessibile in ST1	63
Figura 47: Confronto scenari ref e flessibile sulla DT in ST1	64
Figura 48: Domanda termica assegnata dallo scenario flessibile in ST2	65
Figura 49: Confronto scenari ref e flessibile sulla DT in ST2	66
Figura 50: Domanda termica assegnata dallo scenario flessibile in ST3	67
Figura 51: Confronto scenari ref e flessibile sulla DT in ST3	68
Figura 52: Domanda termica assegnata dallo scenario flessibile in ST4	69
Figura 53: Confronto scenari ref e flessibile sulla DT in ST4	70
Figura 54: Confronto scenari min, ref, max sui PE in ST1	72
Figura 55: Confronto scenari min, ref, max sui PE in ST2	74
Figura 56: Confronto scenari min, ref, max sui PE in ST3	75
Figura 57: Confronto scenari min, ref, max sui PE in ST4	77
Figura 58: Scatter plot, ora - delta%	90
Figura 59: Scatter plot 3D, domanda det. - prezzi elettrici - delta%	91
Figura 60: Scatter plot 3D, variazione % domanda det. - variazione % prezzi elettrici - delta%	91

Indice delle tabelle

Tabella 1: Indicatori di accuratezza del forecast calcolati sui prezzi elettrici MGP dell'anno 2023	39
Tabella 2: nMAE su domanda termica e prezzi elettrici nelle settimane tipo	40
Tabella 3: Incertezza associata nelle ST a DT, PE	56
Tabella 4: Confronti economici tra min, ref, max sulla DT in ST1	58
Tabella 5: Confronti economici tra min, ref, max sulla DT in ST2	60
Tabella 6: Confronti economici tra min, ref, max sulla DT in ST3	61
Tabella 7: Confronti economici tra min, ref, max sulla DT in ST4	63
Tabella 8: Confronti economici tra min, ref, max sui PE in ST1	73
Tabella 9: Confronti economici tra min, ref, max sui PE in ST2	74

Tabella 10: Confronti economici tra min, ref, max sui PE in ST3	76
Tabella 11: Confronti economici tra min, ref, max sui PE in ST4	77
Tabella 12: MOL, scenari DT	78
Tabella 13: Totale calore fornito, scenari DT	78
Tabella 14: MOL specifico, scenari DT	78
Tabella 15: Costi, scenari DT	79
Tabella 16: Ricavi, scenari DT	79
Tabella 17: produzione termica da HP, scenari DT	79
Tabella 18: Produzione termica da CHP, scenari DT	79
Tabella 19: Produzione termica da sorgente esterna, scenari DT	79
Tabella 20: Ripartizione % di costi e ricavi, scenari DT ST1	80
Tabella 21: Ripartizione % di costi e ricavi, scenari DT ST2	80
Tabella 22: Ripartizione % di costi e ricavi, scenari DT ST3	81
Tabella 23: Ripartizione % di costi e ricavi, scenari DT ST4	81
Tabella 24: MOL, scenari PE	81
Tabella 25: Totale calore fornito, scenari PE	82
Tabella 26: MOL specifico, scenari PE	82
Tabella 27: Costi, scenari PE	82
Tabella 28: Ricavi elettrici, scenari PE	82
Tabella 29: Produzione termica da HP, scenari PE	82
Tabella 30: Produzione termica da CHP, scenari PE	82
Tabella 31: Ripartizione % di costi e ricavi, scenari PE ST1	83
Tabella 32: Ripartizione % di costi e ricavi, scenari PE ST2	83
Tabella 33: Ripartizione % di costi e ricavi, scenari PE ST3	84
Tabella 34: Ripartizione % di costi e ricavi, scenari PE ST4	84
Tabella 35: Variazione ore di funzionamento HP, scenari DT	85
Tabella 36: Variazione della produzione termica da HP, scenari DT	85
Tabella 37: Variazione delle ore di funzionamento dei CHP, scenari DT	86
Tabella 38: Variazione della produzione termica da CHP, scenari DT	86
Tabella 39: Variazione del MOL, scenari DT	87
Tabella 40: Variazione del MOL specifico, scenari DT	87
Tabella 41: variazione delle ore di funzionamento di HP, scenari PE	87
Tabella 42: variazione della produzione termica da HP, scenari PE	87
Tabella 43: Variazione delle ore di funzionamento dei CHP, scenari PE	87
Tabella 44: Variazione della produzione termica da CHP, scenari PE	88
Tabella 45: Variazione del MOL, scenari PE	88
Tabella 46: Studio delle correlazioni nello scenario flessibile sulla DT	89

Indice delle sigle

BE: Boiler Elettrico

CAR: Cogenerazione ad Alto Rendimento

CHP: Combined Heat and Power (cogeneratore)

EPM: Energy Production and Management

ETS: Emission Trading System (sistema europeo di scambio di quote di emissione di gas a effetto serra)

HP: Heat Pump (pompa di calore)

MOL: Margine Operativo Lordo

PES: Primary Energy Saving

ST: Settimana Tipo

TEE: Titoli di Efficienza Energetica

Capitolo 1: Introduzione

In questa tesi si presenta un'analisi riguardo all'impatto dell'incertezza di elementi previsionali sull'ottimizzazione del dispacciamento di impianti cogenerativi a servizio di una rete di teleriscaldamento.

Un impianto cogenerativo è un impianto in cui avviene la produzione combinata di energia elettrica e termica, a partire da un'unica fonte di energia primaria, con un rendimento maggiore rispetto alle due produzioni separate.

Il teleriscaldamento è un sistema di produzione e distribuzione dell'energia termica alternativo alla produzione domestica delocalizzata. Le reti di teleriscaldamento possiedono un elevato potenziale per la decarbonizzazione del settore del riscaldamento: rispetto ai comuni sistemi per il riscaldamento domestico presentano una migliore efficienza energetica complessiva, sono più sicure, permettono una maggiore penetrazione delle fonti rinnovabili e agevolano l'integrazione tra settore termico e settore elettrico, avvalendosi, ad esempio, della cogenerazione.

La presente attività di tesi si è svolta presso la sede di Bologna di Optit S.r.l., azienda specializzata nell'applicazione della Decision Science alla risoluzione di problemi complessi in vari settori dell'Industria, tra cui l'Energia.

All'interno delle soluzioni per l'Energia, Optit propone sul mercato OptiEPM (Energy Production and Management), un Decision Support System per l'ottimizzazione della produzione energetica. Tale soluzione è utilizzata nei principali impianti cogenerativi connessi a reti termiche in Italia, con diverse esperienze di applicazione in contesti europei ed extra-europei.

Il problema matematico di unit commitment da ottimizzare prevede di ricevere in input diversi dati, tra cui il profilo di domanda termica e i prezzi del mercato elettrico MGP previsti nella finestra temporale di interesse. Questi input sono deterministici, e il modello calcola una soluzione che si rivela ottima per questi specifici input.

Tuttavia, ogni previsione è affetta da incertezza: per questo motivo, una soluzione calcolata dal modello come ottima potrebbe non essere più ottima se le condizioni reali si discostassero da quelle previste.

L'analisi in questa tesi mira a valutare la resilienza della soluzione e la bontà dell'ottimizzazione iniziale al variare delle condizioni di input. Inoltre c'è interesse a indagare il comportamento del modello per acquisire informazioni sulla variabilità delle soluzioni al variare degli input, al fine di introdurre eventualmente dei sistemi più sofisticati che conferiscano maggiore robustezza alle soluzioni e/o possano portare maggiori benefici al cliente.

Il capitolo 2 inquadra il problema di business e gli obiettivi e motivazioni del lavoro nel dettaglio.

Il capitolo 3 riporta una descrizione dell'impianto demo a cui si è applicata l'analisi, insieme alla sua modellazione fisico-matematica; prosegue con una presentazione più approfondita del modello EPM e del suo funzionamento, in modo da spiegare il procedimento con cui si ottengono le soluzioni.

Nel capitolo 4 si accenna allo stato dell'arte degli algoritmi previsionali con cui sono ottenuti i profili di domanda termica e dei prezzi elettrici.

Successivamente, sulla base delle serie storiche 2023, viene calcolata l'incertezza associata ai forecast su domanda termica e prezzi elettrici nel capitolo 5.

Il capitolo 6 analizza le soluzioni deterministiche di riferimento, ottenute considerando le previsioni come esatte.

Nel capitolo 7 sono invece esaminate le soluzioni ottenute variando domanda termica e prezzi elettrici in input, associandovi l'incertezza precedentemente calcolata.

Risultati e considerazioni finali sono discussi nel capitolo 8.

Le conclusioni sono riportate al capitolo 9.

Capitolo 2: Contesto e obiettivi della tesi

In questo capitolo si inquadra il problema di business trattato in questa tesi. Si descrivono cogenerazione e teleriscaldamento, introducendo il ruolo di Optit nel panorama del teleriscaldamento italiano. Si espongono infine obiettivi e motivazioni dell'attività di tesi.

2.1 Cogenerazione e teleriscaldamento

Un sistema si definisce cogenerativo (CHP) quando, a fronte di un unico input di energia primaria, consente la produzione combinata di energia elettrica (o meccanica) e calore. La Figura 1 mostra lo schema di un sistema cogenerativo, a confronto con due sistemi di produzione separata di calore ed energia elettrica.

Esistono diverse tecnologie CHP: turbogas cogenerativo, gruppi a vapore cogenerativi, gruppi combinati cogenerativi, motori a combustione interna cogenerativi, gruppi ORC.

Per valutare le prestazioni di un sistema cogenerativo si definiscono i rendimenti elettrico η_e e termico η_t , ottenuti come rapporti tra l'energia elettrica E_e e termica E_t prodotte e l'energia E_f introdotta con il combustibile.

$$\eta_e = \frac{E_e}{E_f}$$

$$\eta_t = \frac{E_t}{E_f}$$

Si definiscono inoltre i rendimenti elettrico $\eta_{e,s}$ e termico $\eta_{t,s}$ di riferimento associati alla generazione separata delle stesse energie E_e , E_t a fronte di input di combustibile $E_{f,e}$ ed $E_{f,t}$.

La cogenerazione risulta conveniente rispetto alla generazione separata se, a fronte della stessa produzione di energia E_e ed E_t , l'energia introdotta con il combustibile E_f risulta minore della somma di $E_{f,e} + E_{f,t}$, ovvero se c'è stato un risparmio energetico.

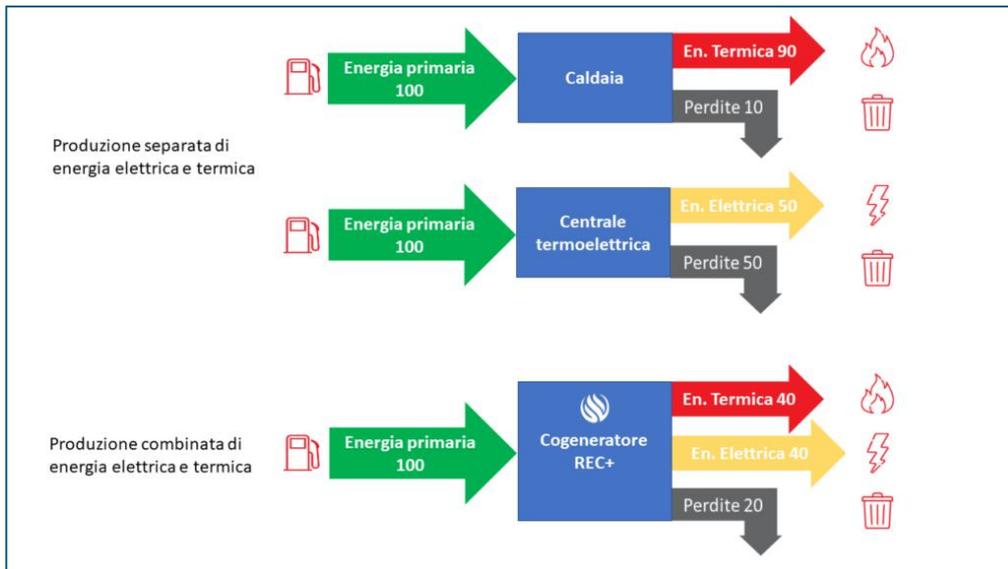


Figura 1: Schema a blocchi di impianto cogenerativo (Termogamma)

L'indicatore che quantifica il risparmio di energia primaria è il PES (Primary Energy Saving), così definito:

$$PES = 1 - \frac{1}{\frac{\eta_e}{\eta_{e,s}} + \frac{\eta_t}{\eta_{t,s}}}$$

Vi è un'effettiva convenienza della cogenerazione se risulta $PES > 0$.

In Italia gli impianti cogenerativi sono regolamentati dalla normativa CAR (Cogenerazione ad Alto Rendimento) stabilita dal DL n. 20¹ del 8/02/2007 integrato dal DM 4/08/2011, in recepimento della Direttiva Europea 2004/8/CE².

La normativa fornisce la procedura per il calcolo del PES e stabilisce che un sistema cogenerativo è qualificabile come CAR se:

- $PES > 0$ per potenze elettriche $P_e \leq 1 \text{ MW}$
- $PES \geq 0,10$ per $P_e > 1 \text{ MW}$.

La qualifica CAR permette di accedere a benefici quali: priorità di dispacciamento, scambio sul posto, certificati bianchi o Titoli di Efficienza Energetica (TEE), certificati verdi.

¹ DECRETO LEGISLATIVO 8 febbraio 2007, n. 20: *Attuazione della direttiva 2004/8/CE sulla promozione della cogenerazione basata su una domanda di calore utile nel mercato interno dell'energia, nonché modifica alla direttiva 92/42/CEE*. In vigore dal 7/03/2007

² DIRETTIVA 2004/8/CE DEL PARLAMENTO EUROPEO E DEL CONSIGLIO dell'11 febbraio 2004 *sulla promozione della cogenerazione basata su una domanda di calore utile nel mercato interno dell'energia e che modifica la direttiva 92/42/CEE*

Ulteriori benefici, tra cui agevolazioni sulle accise gas, si applicano se un sistema CAR è posto a servizio di una rete di teleriscaldamento, secondo il DM del 5 settembre 2011³.

La Direttiva UE 2018/2001⁴ definisce il teleriscaldamento (e teleraffrescamento) come “la distribuzione di energia termica in forma di vapore, acqua calda o liquidi refrigerati, da fonti centrali o decentrate di produzione verso una pluralità di edifici o siti tramite una rete, per il riscaldamento o il raffrescamento di spazi o di processi di lavorazione”.

A questa definizione si aggiunge quella espressa nel DL 102/2014⁵ riguardo a una rete di teleriscaldamento (e teleraffreddamento), ovvero un “sistema di trasporto dell'energia termica, realizzato prevalentemente su suolo pubblico, finalizzato a consentire a chiunque interessato, nei limiti consentiti dall'estensione della rete, di collegarsi alla medesima per l'approvvigionamento di energia termica per il riscaldamento o il raffreddamento di spazi, per processi di lavorazione e per la copertura del fabbisogno di acqua calda sanitaria”.

Un sistema di teleriscaldamento (di cui si può trovare un esempio in Figura 2) è composto da:

- una o più centrali di produzione termica;
- una rete di tubazioni per il trasporto dell'energia;
- un certo numero di sottostazioni di scambio termico, installate presso le utenze.

³ Decreto ministeriale 5 settembre 2011 - *Regime di sostegno per la cogenerazione ad alto rendimento*

⁴ DIRETTIVA (UE) 2018/2001 DEL PARLAMENTO EUROPEO E DEL CONSIGLIO dell'11 dicembre 2018 *sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili*

⁵ DECRETO LEGISLATIVO 4 luglio 2014, n. 102: *Attuazione della direttiva 2012/27/UE sull'efficienza energetica, che modifica le direttive 2009/125/CE e 2010/30/UE e abroga le direttive 2004/8/CE e 2006/32/CE.*

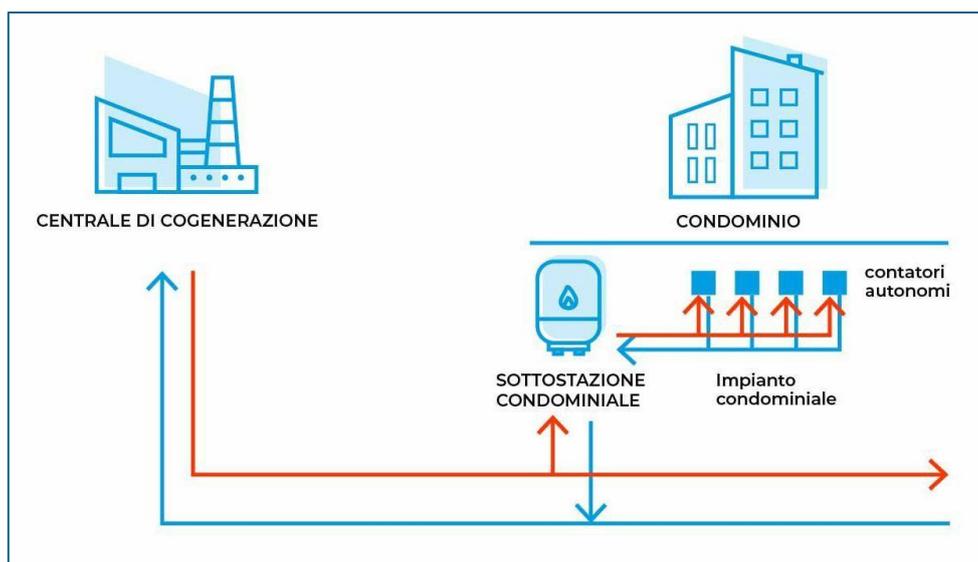


Figura 2: Schema di sistema di teleriscaldamento (Astea Energia)

Nato inizialmente nel 1876 a New York come trasporto di vapore a 200°C prodotto in centrali a carbone, attualmente il teleriscaldamento ha raggiunto la terza generazione, che consiste nel trasporto di acqua calda con temperature di mandata di 80-90 °C, prodotta da centrali cogenerative e grazie all'impiego di fonti di energia diversificate (gas, carbone, olio, biomassa, cascami termici industriali, solare termico...). In futuro si attende una più ampia linea di produzione termica, con una maggiore penetrazione di fonti rinnovabili, e un abbassamento delle temperature di mandata, reso possibile dall'installazione di pannelli radianti e pompe di calore presso i terminali d'utenza.

A partire dal 1920 il teleriscaldamento si è diffuso anche in Europa ed è oggi largamente sviluppato, soprattutto nei Paesi dell'Europa settentrionale, caratterizzati da climi più freddi⁶.

In Italia, con riferimento all'anno 2020, risultano complessivamente in esercizio 337 reti di teleriscaldamento, localizzate principalmente in Lombardia, Piemonte, Emilia-Romagna e provincia di Bolzano⁷.

I vantaggi del teleriscaldamento rispetto alla produzione delocalizzata nei singoli edifici con sistemi tradizionali sono molteplici:

- Maggiore efficienza;
- Maggiore sicurezza, poiché si evitano caldaie domestiche o condominiali e dunque si riduce la circolazione di combustibili in città;
- Minori (o nulle) emissioni di CO₂ e particolato nel contesto cittadino;

⁶ Dominik Rutz, C. W. (2019). *Upgrading the performance of district heating networks. Technical and non-technical approaches. A Handbook*. WIP Renewable Energies, Munich, Germany.

⁷ GSE (2022). *Nota teleriscaldamento e teleraffrescamento 2022*.

- Maggiore facilità di integrazione di fonti rinnovabili e/o cascami termici, con la possibilità per gli utenti residenziali o industriali di trasformarsi in “utenze attive” produttrici di calore (è questa la frontiera del “teleriscaldamento smart”).

La diffusione del teleriscaldamento prosegue lentamente a causa di costi di investimento elevati e tempi di ritorno dell’investimento fino a 15-20 anni, tempi di realizzazione molto lunghi e disagi per la cittadinanza in fase di costruzione.

Per poter raggiungere gli obiettivi europei per l'energia e il clima, si prevede un importante sviluppo delle reti di teleriscaldamento al 2050, con un picco di nuove installazioni nel 2030. Infatti, il teleriscaldamento è una via per eliminare i combustibili fossili in ambito residenziale e ridurre drasticamente i consumi energetici del settore del riscaldamento. Si affaccia inoltre la possibilità di recuperare fonti energetiche che altrimenti sarebbero disperse, come cascami termici di processi industriali provenienti da industrie molto energivore come quella ceramica, o i data center.

2.2 Il ruolo di Optit

Fondata nel 2007, Optit è una PMI Innovativa che utilizza metodologie avanzate di Ricerca Operativa, Data Science ed Intelligenza Artificiale per supportare le Aziende nella digitalizzazione ed efficientamento dei processi. Il team multidisciplinare costituito da Business Consultants, Matematici, Software Engineers permette di rispondere alle esigenze di business sotto forma di servizi di consulenza oppure soluzioni enterprise e servizi software, abilitando la valorizzazione dei dati ed il miglioramento delle performance attraverso la gestione intelligente dei flussi e dei processi (Figura 3⁸).

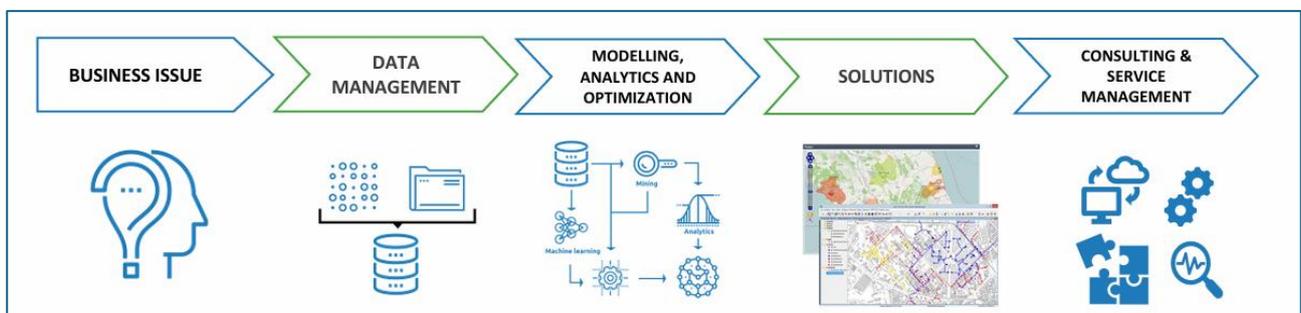


Figura 3: Struttura dei progetti Optit (Optit S.r.l.)

Optit opera principalmente su tre mercati: Energia, Logistica e Logistica dei Rifiuti.

⁸ Presentazione commerciale di Optit, *OPTIT – ANALYTICS AND OPTIMIZATION FOR THE ENERGY SECTOR*

All'interno del mercato Energia, è un'azienda leader nel settore del teleriscaldamento, sviluppando progetti a livello europeo ed internazionale per la modellazione e l'efficientamento di reti ed impianti a livello operativo e strategico.

L'implementazione della soluzione Optit per l'ottimizzazione energetica (utilizzato nell'ambito del lavoro di tesi) si compone di diverse fasi. In primo luogo si configura il Digital Twin dell'impianto, caratterizzando gli aspetti tecnici ed economici necessari a qualificarne e quantificarne il funzionamento. Il modulo di forecasting permette di prevedere il profilo di domanda energetica, input fondamentale insieme a considerazioni tecniche, normative ed economiche per la una pianificazione del budget annuale. Infine, ottimizzazioni su periodi più brevi permettono di focalizzarsi sul problema di unit commitment per la produzione e il dispacciamento dell'energia per la pianificazione di breve periodo, potenzialmente revisionando periodicamente il budget e ricalibrandolo sulla base di ciò che si è verificato nei mesi precedenti. Uno schema del processo di ottimizzazione è raffigurato in Figura 4⁹.

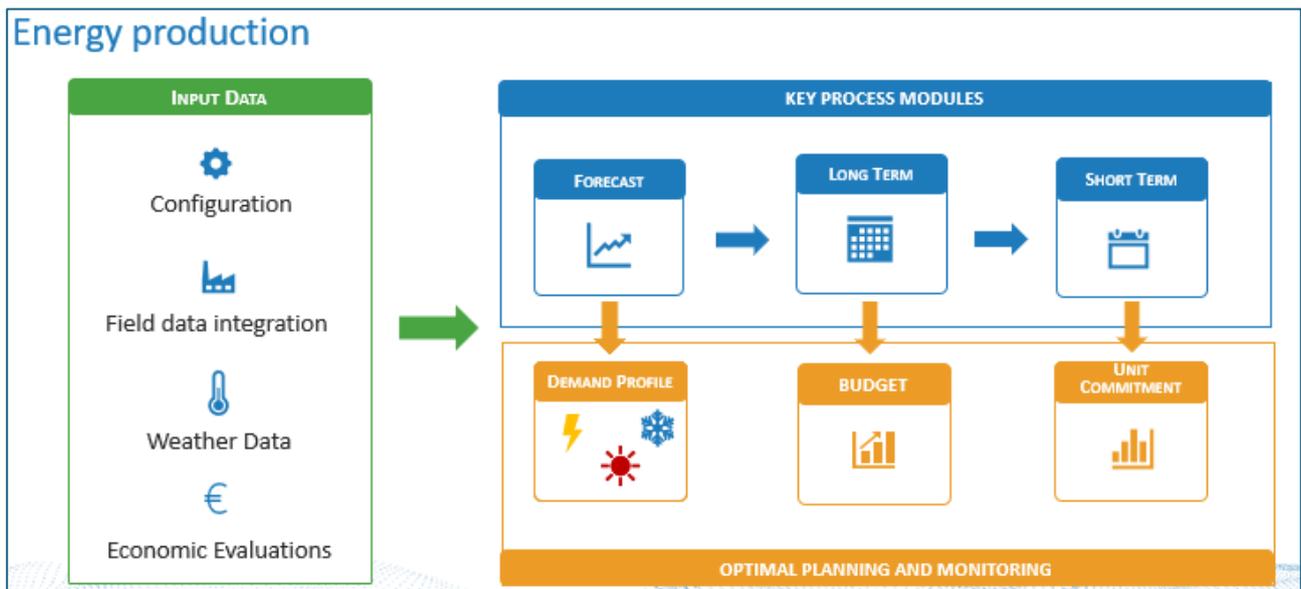


Figura 4: Fasi del processo di ottimizzazione per un impianto per la produzione di energia (Optit S.r.l.)

2.3 Obiettivi del lavoro di tesi

Questa tesi si inserisce nella fase finale della pianificazione ottima, ovvero approfondisce il problema unit commitment per la gestione di un impianto cogenerativo a servizio di una rete di teleriscaldamento. Si tratta di un problema di ottimizzazione matematica che consiste nel coordinamento di una serie di asset

⁹ Presentazione commerciale di Optit di Caterina Tamburini, *CHP Systems Optimization in presence of time binding constraints*

generatori di energia in modo tale da soddisfare la domanda energetica massimizzando i profitti. In ogni centrale di produzione di energia è infatti installata una capacità superiore a quella necessaria a coprire la domanda, per poter garantire la continuità di servizio anche in caso di picchi di domanda, guasti e manutenzioni delle macchine. Ogni macchina presenta una propria capacità nominale, dei limiti operativi, dei tempi necessari alle manovre di accensione spegnimento, e dei costi di produzione. I grandi impianti possiedono una molteplicità di asset diversi, per cui diventa molto complesso per l'operatore stabilire quante e quali macchine far funzionare, per quanto tempo e a quale carico. Inoltre il funzionamento di alcune macchine va schedato con anticipo, a causa di tempi che possono essere lunghi per le manovre di accensione e spegnimento, e poiché in un impianto cogenerativo i cogeneratori partecipano al Mercato del Giorno Prima (MGP) con la propria produzione elettrica.

La grande complessità del problema richiede strumenti di analisi avanzati, come ad esempio lo strumento Optit, OptiEPM (Energy Production Management).

All'interno di EPM vengono inseriti tutti i dati utili a caratterizzare l'impianto e i suoi asset, ed è inoltre necessario fornire in input il profilo di domanda termica e i prezzi elettrici MGP. Il modello EPM è un modello deterministico, che fornisce una soluzione ottima rispetto agli input che ha ricevuto, input che il modello considera esatti. Tuttavia, quando la pianificazione di produzione e dispacciamento viene svolta giornalmente, il profilo di domanda termica e i prezzi elettrici inseriti in input al modello sono solo delle previsioni, e non i valori che si verificheranno nella realtà. Le previsioni vengono elaborate con algoritmi all'avanguardia, ma sono pur sempre affette da incertezza.

Una domanda termica che si discosta da quella prevista può modificare in modo più o meno impattante il piano di dispacciamento, con conseguenze sulla qualità del servizio e sui profitti finali, a causa dei costi di sbilanciamento del mercato elettrico.

Anche la variabilità dei prezzi elettrici può influenzare significativamente i profitti; inoltre, l'instabilità geopolitica e la maggiore penetrazione di fonti rinnovabili non programmabili potrebbero portare maggiore volatilità nei prezzi in futuro.

Questa tesi si pone l'obiettivo di indagare la variazione del piano di dispacciamento ottimo rispetto a perturbazioni nella domanda termica o nei prezzi elettrici, per un impianto "demo". Data una condizione di riferimento con la rispettiva soluzione, si vuole analizzare se e come cambiano le soluzioni di dispacciamento al variare degli input (domanda termica, prezzi elettrici), se la soluzione di riferimento proposta dal modello sia ancora valida, o se invece le scelte del modello sarebbero molto diverse in termini qualitativi, quantitativi ed economici a seguito di piccole perturbazioni. Tali perturbazioni rispecchiano ciò che avviene nella realtà quando il dato reale si discosta

in parte dalla previsione, ragione per cui si è interessati a valutare la resilienza delle soluzioni EPM e la robustezza della sua ottimizzazione.

Si vuole inoltre valutare la possibilità di introdurre caratteristiche più sofisticate nel modello, che tengano conto della componente di incertezza presente nel profilo di domanda termica. Ciò è realizzato attraverso l'allentamento dell'input "esatto" sulla domanda termica, permettendo invece al modello di assegnare una domanda termica variabile tra un valore massimo e uno minimo, a condizione che l'integrale dell'energia fornita nel giorno sia equivalente a quello del profilo di domanda esatto.

Considerare una domanda termica "flessibile" tra un massimo e un minimo, ma con effetti compensatori sul giorno, apre alla possibilità di effettuare peak shaving, anche in vista di un panorama futuro con edifici sempre più performanti e dotati di una maggiore inerzia termica, che si potrebbe sfruttare con l'ausilio di un'adeguata sensoristica per il monitoraggio.

Dopo una descrizione dell'impianto "demo" e del funzionamento del modello EPM, si descrive nel dettaglio la soluzione di riferimento. A partire da questa, sono stati poi creati diversi scenari di incertezza, dove i valori di incertezza assegnati sono stati ottenuti dal confronto tra le serie storiche "forecast" e "measured" di domanda termica e prezzi elettrici.

Gli scenari "min" e "max" assegnano, prima alla domanda termica e poi ai prezzi elettrici, dei valori tutti in sottostima e sovrastima rispetto ai valori di riferimento.

Lo scenario "flessibile" sulla domanda termica permette al modello di assegnare un valore alla domanda termica compreso tra un minimo e un massimo, con integrale giornaliero fissato e uguale alla domanda termica di riferimento.

Non è stato creato uno scenario flessibile sui prezzi elettrici, in quanto non è una leva su cui il gestore dell'impianto può agire, e non è possibile fare un'operazione di peak shaving. Ogni valore di prezzo orario è stabilito dal mercato, è a sè stante, non è correlato con i precedenti e i successivi valori.

Capitolo 3: Modellazione fisico – matematica del problema e soluzione OptiEPM

In questo capitolo si presenta una descrizione dettagliata dell'impianto reale oggetto di questa tesi, insieme al processo per la sua modellazione fisico-matematica. Viene inoltre descritto il funzionamento del modello e gli algoritmi che entrano in gioco per la risoluzione del problema di unit commitment.

3.1 Introduzione al processo di modellazione fisico - matematica

Il problema di unit commitment per il dispacciamento di impianti cogenerativi a servizio di una rete di teleriscaldamento è un problema di ricerca operativa.

Nella risoluzione attraverso il modello matematico EPM (Energy production Management), il primo passaggio è comprendere il funzionamento reale dell'impianto, la sua topologia e gli asset disponibili. Successivamente, tutti questi elementi reali devono essere modellati come oggetti matematici: nel passaggio dal reale al virtuale, è necessario effettuare alcune semplificazioni, in modo da ridurre dove possibile la complessità del problema e permetterne la risoluzione. Queste semplificazioni, tuttavia, non possono essere eccessive, e le soluzioni generate devono essere applicabili alla realtà. Coniugare semplificazione e aderenza alla realtà è di cruciale importanza nel processo di modellazione.

3.2 Topologia dell'impianto demo

Lo studio in questa tesi è condotto su un impianto di produzione termica a servizio di una rete di teleriscaldamento realmente esistente, di cui non si danno ulteriori riferimenti per tutelare eventuali dati sensibili. L'impianto e le utenze da esso servite sono situati in Italia, in zona climatica E. La rete lavora a temperature di mandata di 90-100°C e temperature di ritorno di 60-50°C, con dispersioni termiche dell'ordine del 10% lungo la rete.

La Figura 5 mostra schematicamente la topologia dell'impianto.

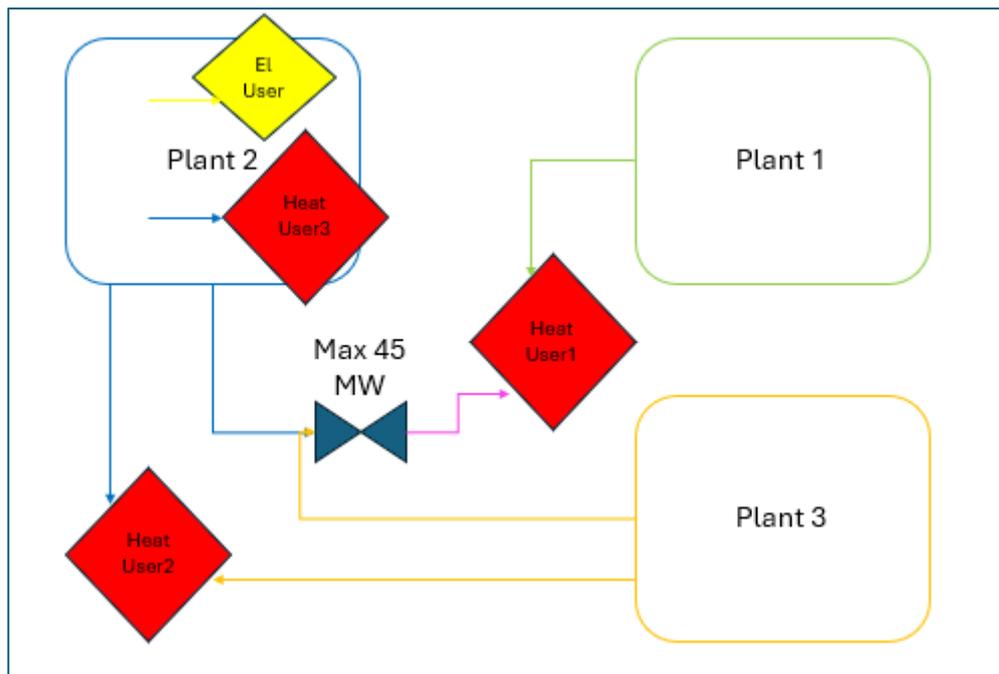


Figura 5: Topologia dell'impianto

Sono presenti 3 centrali di produzione termica: plant1, plant2, plant3. La gestione di plant1 e 2 completa pertinenza del gestore dell'impianto complessivo, mentre plant3 appartiene a un fornitore esterno, con cui vige un contratto privato di acquisto del calore.

Sono inoltre rappresentate le utenze: 1 utenza elettrica e 3 utenze termiche. Le utenze termiche n.1 e n.2 sono utenze residenziali, mentre la n.3 è di tipo industriale.

La topologia urbana e della rete di trasmissione limitano le porzioni di rete che plant1 e plant2 possono servire. L'utenza elettrica e l'utenza termica n.3 sono collocate all'interno di plant2, e possono essere servite solo da quest'ultimo. L'utenza termica n.2 invece può essere servita direttamente da plant2 e plant3, ma non da plant1. Plant1 può fornire esclusivamente l'utenza termica n.1. Quest'ultima può ricevere il calore anche da plant2 e 3, ma per motivi infrastrutturali lungo questo collegamento non può transitare una potenza termica superiore a 45 MW.

3.3 Caratterizzazione degli asset

Si entra ora nel dettaglio della caratterizzazione degli asset presenti in ogni plant, di cui si può trovare una raffigurazione schematica in Figura 6. Le capacità nominali delle diverse macchine sono riportate in Figura 7.

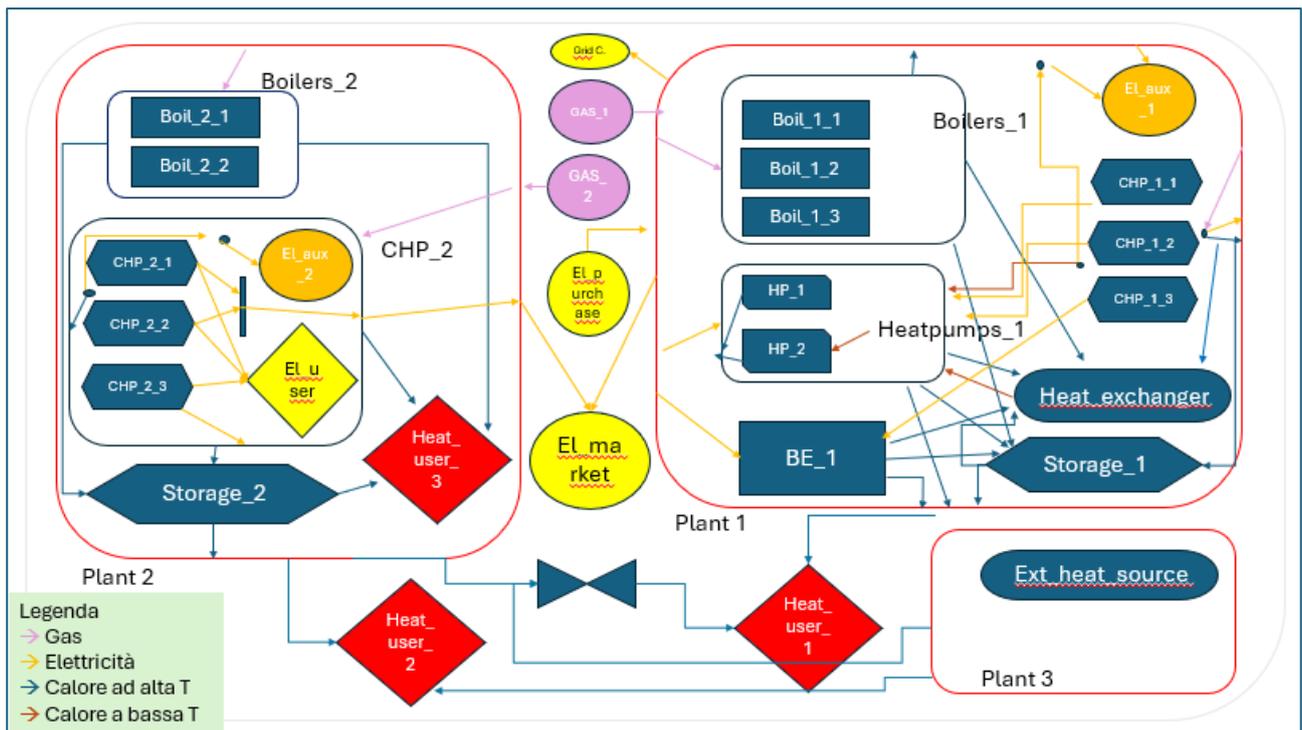


Figura 6: Schema degli asset presenti nell'impianto

Plant1 acquista gas naturale dalla sorgente 1, e può sia acquistare che vendere energia elettrica alla rete. Al suo interno dispone di:

- 3 cogeneratori (CHP): si tratta di tre motori a combustione interna uguali, i quali consumano gas e producono elettricità (con rendimento elettrico nominale di 0.43), calore ad alta temperatura (con rendimento termico nominale di 0.37) direttamente utilizzabile dalla rete di teleriscaldamento, e calore a bassa temperatura fruibile dalle pompe di calore;
- 2 pompe di calore (HP) di diversa potenza: ricevono in ingresso del calore a bassa temperatura e la innalzano secondo quanto richiesto per il funzionamento della rete, tuttavia è necessario il calore a bassa temperatura proveniente da due CHP contemporaneamente per far funzionare le HP. Le HP possono funzionare con energia elettrica prodotta dai CHP o acquistata da rete;
- 1 scambiatore di calore, che può trasformare il calore ad alta temperatura, in calore a bassa temperatura per le pompe di calore, così da avere un effetto moltiplicatore;
- 3 boiler a gas uguali, con rendimento 0.87;
- 1 boiler elettrico (BE);
- 1 accumulo termico di capacità 50 MWh, che permette di immagazzinare il calore in eccesso e rilasciarlo nei momenti di bisogno.

Plant2 acquista gas naturale dalla sorgente 2, e può unicamente vendere energia elettrica alla rete, ma senza acquistarla. Si tratta di una scelta operativa e di

modellazione, poichè si vuole che tutta l'energia elettrica necessaria a plant2 venga autoprodotta, nonostante ci sarebbe il collegamento infrastrutturale per permettere l'acquisto di energia elettrica da rete. Inoltre, non sono presenti in questo plant degli asset elettrivori quali pompe di calore o boiler elettrici, infatti plant2 si avvale di:

- 3 cogeneratori: tre motori a combustione interna tra loro uguali, ma diversi da quelli di plant1. I CHP di plant2 presentano una maggiore potenza elettrica nominale, dovendo alimentare senza interruzioni l'utenza elettrica, un rendimento elettrico nominale pari a 0.43 e un rendimento termico nominale di 0.32). In particolare, per motivi logistici, due di questi CHP insistono sulla stessa barra elettrica, la quale però sopporta una potenza elettrica massima inferiore alla somma delle due potenze elettriche nominali, di conseguenza i due CHP non possono mai funzionare contemporaneamente a massimo setpoint;
- 2 boiler a gas uguali, con rendimento 0.87 e capacità più che doppia rispetto ai boiler di plant1;
- 1 accumulo termico di capacità 18 MWh.

Infine, plant3 non è di competenza dell'operatore, e viene semplicemente schematizzato come una sorgente esterna di calore, senza entrare nel dettaglio degli asset con cui questo calore viene prodotto. Il calore prodotto da plant3 non può essere accumulato e va prodotto e distribuito istantaneamente.

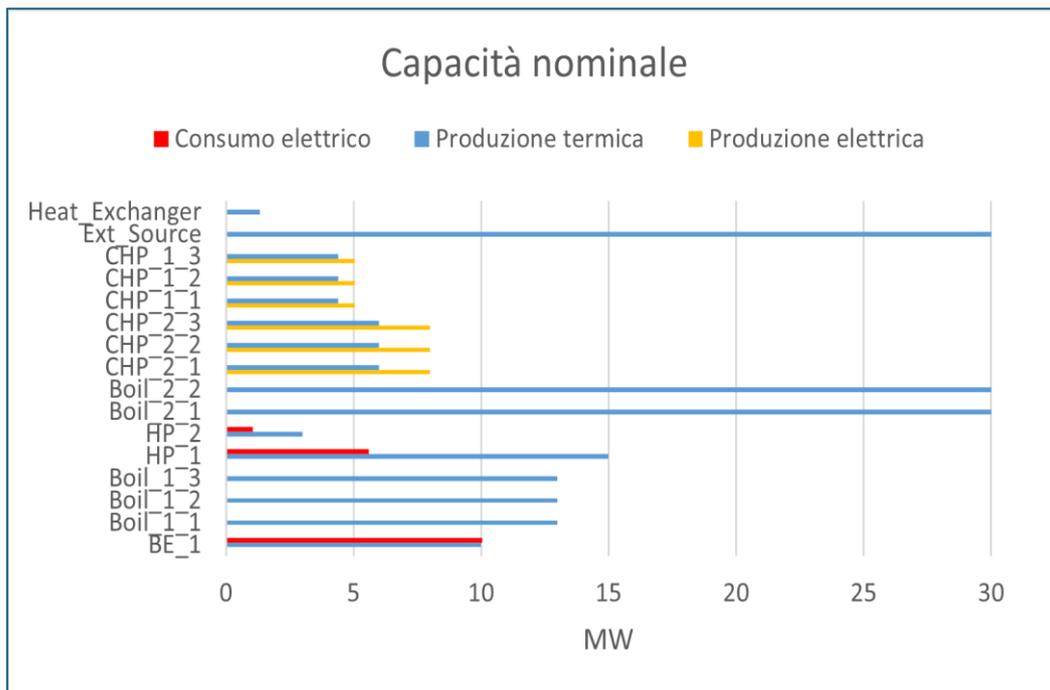


Figura 7: Capacità nominali degli asset

Ogni macchina è inoltre limitata nel suo funzionamento da un minimo setpoint, al di sotto del quale operare diventa altamente inefficiente e dannoso per la macchina stessa, e dunque si provvede allo spegnimento. Il minimo setpoint di ciascun asset è riportato

in Figura 8. Macchine con un minimo setpoint più basso risultano essere più flessibili, perché possono operare in un range di carico superiore. Si osserva quindi che i boiler e la sorgente esterna risultano essere molto flessibili, a differenza delle pompe di calore, il cui funzionamento deve invece mantenersi sempre nell'intorno dei valori nominali. Anche i CHP risultano essere abbastanza flessibili, con un minimo setpoint di 0.5.

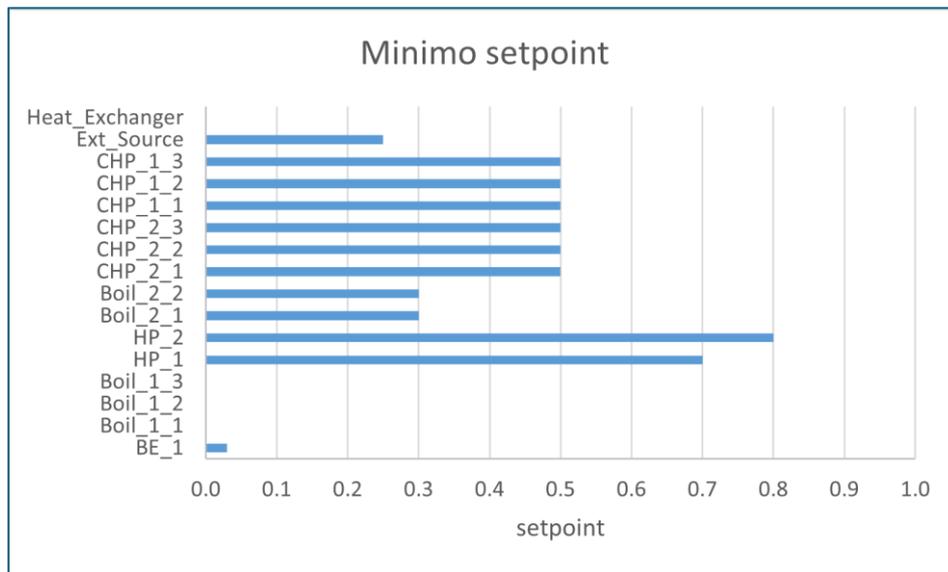


Figura 8: Minimo setpoint delle macchine presenti nell'impianto

Infine, un ulteriore vincolo è dato dal tempo minimo di operatività e il tempo minimo di spegnimento delle macchine, mostrati in Figura 9. Questi limiti esistono sia per preservare la longevità delle macchine (eccessivi cicli di ON-OFF in intervalli di tempo brevi portano a un deterioramento dei componenti e a una rottura precoce), sia perché devono tenere conto delle tempistiche necessarie all'attuazione delle varie manovre da parte delle persone che nella realtà operano nell'impianto.

Si può notare come, anche nei tempi di accensione e spegnimento, i boiler siano le macchine più flessibili e si prestino anche a un funzionamento intermittente. I CHP invece si rivelano le macchine meno flessibili, con lunghi tempi minimi operativi e di spegnimento, che per i CHP di plant2 arrivano a 24 ore.

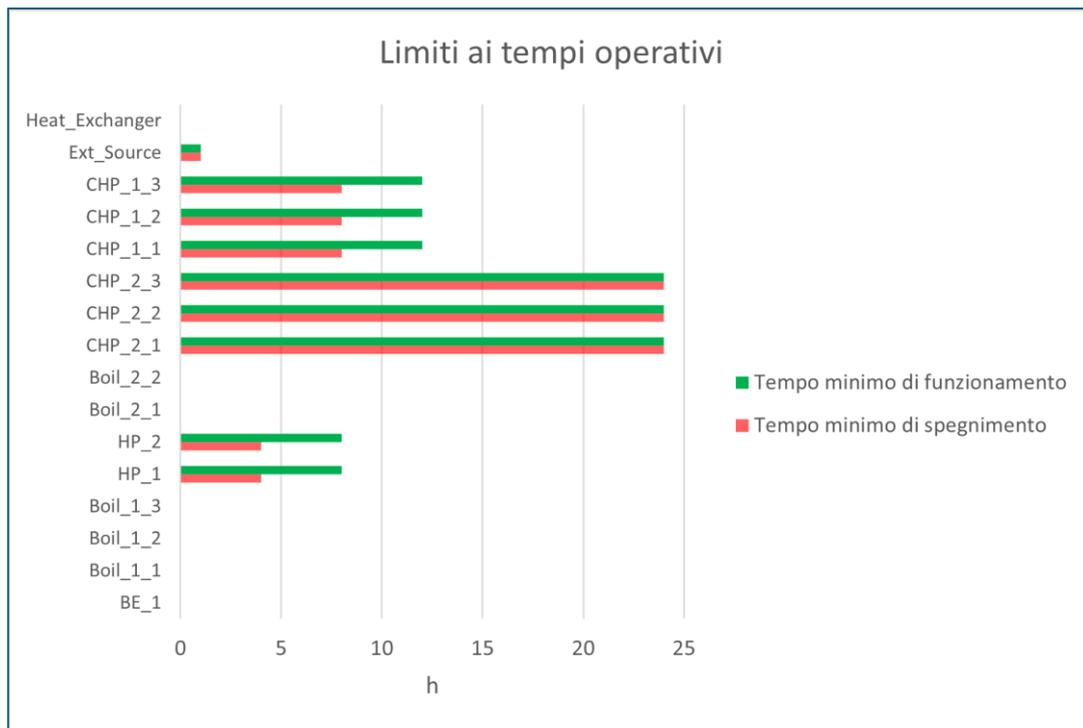


Figura 9: Tempi minimi di operatività e tempi minimi di spegnimento delle macchine dell'impianto

3.4 Modellazione fisico-matematica

Per trasformare l'impianto da oggetto fisico a oggetto matematico si utilizza una modellazione a blocchi. I blocchi sono connessi tra loro tramite dei rami, i quali entrano ed escono dai blocchi attraverso delle porte. A ciascuna porta è associato un singolo flusso energetico (gas, calore, elettricità) e ogni ramo può essere attraversato da un unico flusso energetico, in un'unica direzione. Alle porte sono inoltre associate diverse misure, ognuna caratterizzata da un codice numerico di misura univoco. Le misure possono essere date al modello come input o calcolate da esso e restituite all'utente come output che costituisce la soluzione.

Ci sono le seguenti categorie di blocchi:

- Sorgente: può erogare unicamente flussi in output, ne sono un esempio le sorgenti gas, o la rete elettrica per l'acquisto di elettricità;
- Pozzo: può ricevere esclusivamente flussi in input. Blocchi di tipo pozzo sono ad esempio le utenze termiche, l'utenza elettrica, il mercato elettrico, gli ausiliari elettrici;
- Macchina: possiede porte di input e output, trasforma i flussi energetici. Sono blocchi macchina i CHP, le HP, i boiler, lo scambiatore di calore;

- Storage: è un blocco di accumulo, può immagazzinare un certo flusso energetico e restituirlo dopo un certo tempo;
- Contenitore: è un blocco virtuale che raggruppa una serie di altri blocchi contenuti al suo interno, permettendo di individuare ad esempio i tre diversi plant;
- Nodo: è un blocco virtuale per individuare alcuni flussi energetici e associarvi alcune quantità come le accise, oppure funge da valvola limitatrice se in alcuni rami insistono alcuni fenomeni di saturazione.

Il modello contiene inoltre molti altri dati, come ad esempio:

- Una serie di parametri associati a ciascun blocco (nel caso dei blocchi macchina si può trattare di capacità nominale, minimo e massimo setpoint, tempi minimi di funzionamento e spegnimento...);
- Le curve macchina, delle spezzate che mappano i consumi al variare del carico;
- La domanda termica ed elettrica da parte degli utenti, misurata a intervalli temporali di 1 ora;
- I prezzi gas, della CO₂, i prezzi elettrici di acquisto da rete e di vendita al mercato elettrico;
- I costi di manutenzione per ciascuna macchina;
- I costi d'acquisto del calore da plant3;
- I rendimenti elettrici e termici di riferimento per il calcolo del PES e dei TEE;
- Ulteriori vincoli e misure necessarie a una completa definizione del problema.

Le informazioni relative a blocchi, rami, porte e misure sono tutte raccolte in un pacchetto dati che serve a far comunicare applicativo e modello, e costituisce la cosiddetta “istanza”.

L’istanza è completa di misure sull’orizzonte temporale che si vuole ottimizzare, caratterizza completamente il sistema e viene passata in input al modello matematico, il quale provvede a calcolare una soluzione di dispacciamento ottima.

L’output del modello fornisce tutti i flussi energetici calcolati, la CO₂ prodotta, i TEE maturati, lo stato macchina e i setpoint in ogni intervallo orario.

3.5 Intervallo temporale di ottimizzazione: le settimane tipo

Il problema di unit commitment è molto complesso e richiede di schedare nel dettaglio il funzionamento di ogni macchina. Analizzare in un’unica simulazione un intero anno con questa entità di dettaglio richiederebbe uno sforzo computazionale enorme e ingiustificato. Si sceglie dunque di individuare alcune “settimane tipo”

durante l'anno, che siano rappresentative delle diverse stagioni e regimi di funzionamento, così da poter ricostruire ogni settimana dell'anno come media pesata sulle settimane tipo. Per il fine di questa tesi si sono individuate le seguenti 4 settimane tipo:

- ST1: 1-7 gennaio, rappresentativa della stagione invernale, con elevata domanda termica;
- ST2: 1-7 aprile, verso la fine della stagione di riscaldamento, con domanda termica modesta;
- ST3: 24-30 luglio, rappresentativa del periodo estivo con bassa domanda termica;
- ST4: 15-21 ottobre, all'inizio della stagione di riscaldamento.

Il processo di analisi e ottimizzazione è stato svolto solamente per queste settimane, ma è rappresentativo dell'anno intero.

3.6 Il problema di ricerca operativa: funzione obiettivo e vincoli

Per risolvere il problema di unit commitment viene individuata una funzione obiettivo e viene definita una serie di vincoli: la soluzione ottima per il problema è quella che massimizza la funzione obiettivo rispettando tutti i vincoli.

La funzione obiettivo da massimizzare nel presente problema è il Margine Operativo Lordo (MOL), definito come differenza tra ricavi e costi:

$$MOL = Ricavi - Costi$$

Entrando nel dettaglio, tra le voci di ricavo figurano:

- Ricavi dalla vendita di calore alle utenze;
- Ricavi dalla vendita di energia elettrica all'utenza e al mercato;
- Ricavi dai Titoli di Efficienza Energetica associati ai CHP di plant1.

Nelle voci di costo si trovano invece:

- Costi per la spesa di gas;
- Costi del mercato ETS, associati alla produzione di CO₂;
- Costi d'acquisto del calore da plant3;
- Costi per l'acquisto di elettricità da rete;
- Costi di manutenzione.

I vincoli del problema possono essere molteplici, e di diversa natura, come ad esempio:

- Vincolo di non dissipazione del calore, cioè tutto il calore prodotto, deve essere utilizzato dalle utenze e non può essere scaricato in ambiente se eccedente;
- Limiti al range operativo delle macchine dati da capacità nominale e minimo setpoint;
- Tempo minimo operativo e tempo minimo di spegnimento di una macchina;
- Massime accensioni in un giorno;
- Tempo minimo a setpoint costante;
- Vincoli sullo stato macchina, nel caso in cui una macchina sia necessariamente spenta per manutenzione;
- Vincoli normativi, come i vincoli annuali sul PES, necessari per poter accedere agli incentivi previsti dalla normativa CAR.

Nel caso di simulazioni di breve periodo, come possono essere quelle delle settimane tipo, il modello conosce i target globali sul lungo periodo (come ad esempio quello sul PES), e possiede le informazioni su cosa è successo prima e cosa succederà dopo rispetto alla finestra temporale che si sta ottimizzando. In questo modo, conoscendo le condizioni al contorno, elabora una soluzione di breve periodo che rispetti il target globale. Per le finalità dello studio in questa tesi, per alleggerire il modello si sono disabilitati i target sul lungo periodo. Questo non inficia l'applicabilità delle soluzioni, in quanto i target di lungo periodo non sono rilevanti agli scopi dell'analisi specifica.

3.7 Cenni matematici alla risoluzione del problema: algoritmo del simplesso e branch&bound

Il problema in questione è un problema lineare misto intero:

- È lineare perché i vincoli e la funzione obiettivo sono lineari rispetto alle variabili in gioco;
- È misto intero perché i flussi energetici sono quantità continue che appartengono all'insieme dei numeri reali, mentre ci sono una serie di variabili intere come lo stato macchina, che può assumere esclusivamente valori 0 e 1, in quanto la macchina o è accesa oppure spenta.

Il problema può essere inammissibile oppure può avere soluzioni ammissibili (che rispettano i vincoli), tra cui soluzioni ottime che massimizzano la funzione obiettivo rispettando i vincoli. La ricerca della soluzione ottima si basa sull'algoritmo del simplesso, un metodo iterativo che, utilizzando l'algebra lineare, permette di esplorare in modo efficiente l'insieme delle soluzioni ammissibili, andando a generare ad ogni passaggio delle soluzioni ammissibili che migliorino la soluzione all'iterazione precedente in termini di valore della funzione obiettivo.

Essendo un problema misto intero, si aggiunge un elemento di complicazione: ciò si risolve applicando inizialmente al problema un rilassamento continuo, ovvero permettendo all'algoritmo di assegnare anche alle variabili intere valori non interi compresi nel loro intervallo di definizione. Successivamente si procede alla risoluzione con metodo branch&bound, un metodo "ad albero" in cui ad ogni iterazione vengono assegnati valori interi e possibili alle variabili intere, e poi rielaborata la soluzione con metodo del simplesso, che può rivelarsi fattibile oppure no.

La ricerca della soluzione migliore rispetto a tutte le altre potrebbe richiedere un tempo indefinitamente lungo; per questo motivo si accettano come ottime soluzioni che si avvicinano entro l'1% al valore massimo della funzione obiettivo calcolato. Si considera cioè la distanza tra il valore della funzione obiettivo della soluzione trovata, e il valore massimo della funzione obiettivo ottenibile calcolato dal modello; questa distanza viene rapportata al valore massimo della funzione obiettivo e la percentuale così ottenuta è chiamata gap di ottimalità. Si assegna in ogni caso un range di tempo massimo per permettere al modello di trovare una soluzione ottima: superato questo tempo, la ricerca della soluzione si interrompe anche se il gap di ottimalità dell'1% non è stato raggiunto, segnalandolo all'utente. Può succedere che due soluzioni qualitativamente diverse siano, in termini economici, molto simili tra loro, e dunque ritenute entrambe ottime dal modello.

Per il problema di unit commitment, trattandosi di una simulazione di breve termine, di durata settimanale, il tempo limite per la ricerca della soluzione è stabilito a 1200 s, ovvero 20 minuti.

Nel caso in cui il problema sia subito riconosciuto dal modello come non risolvibile (infeasible), se è necessario arrivare comunque a una soluzione, si può provvedere al rilassamento di alcuni vincoli (per esempio effettuando un cambiamento di setpoint di una macchina più rapido del dovuto, o un numero di accensioni giornaliere superiore al limite), sapendo però che questo tipo di operazione non può essere la consuetudine e che comporta una penalizzazione a livello di efficienza e/o di tempo di vita delle macchine.

Capitolo 4: Cenni allo stato dell'arte di algoritmi previsionali di serie storiche

Prevedere accuratamente il profilo di domanda termica e i prezzi elettrici è di vitale importanza per schedare la produzione di energia in modo ottimale. La complessità degli impianti e la moltitudine di misure acquisite rendono il processo di forecasting molto complesso, per questo il forecasting è oggi effettuato tramite algoritmi di machine learning. Un solo modello e un solo algoritmo non sono sufficienti a catturare la grande complessità del sistema, necessitando di appoggiarsi a una piattaforma automatizzata di forecasting che faccia uso di molteplici modelli e algoritmi, combinandoli insieme per raggiungere una previsione il più possibile aderente alla realtà.

La piattaforma di forecasting riceve in input alcune serie temporali storiche, e provvede in modo automatico a generare ciò che serve per costruire la previsione. Si distinguono:

- una serie principale, ovvero la variabile di cui si vuole effettuare il forecast (ad es. la domanda termica),
- le serie ausiliarie, cioè variabili utili a stabilire una correlazione con la serie principale (es. temperatura, umidità...).

Solitamente vengono considerate le serie storiche dei dati raccolti nei precedenti 3-4 anni: non è utile guardare più indietro poiché nel corso del tempo si verificano dei cambiamenti, come l'evoluzione della rete o i cambiamenti climatici, che rendono i dati del passato non rappresentativi delle condizioni presenti e future, inficiando così la previsione.

Per questi motivi si pone all'anno attuale 2024 un importante problema: le serie storiche in input al forecast raccolgono i dati su domanda termica e prezzi elettrici degli anni 2020-2023, interessati dal periodo covid e dalla crisi energetica, che rappresentano un'anomalia poiché hanno modificato drasticamente le abitudini delle persone, la domanda energetica e i prezzi del mercato. Questi dati potrebbero dunque risultare in previsioni per il futuro poco affidabili, ragion per cui è ulteriormente importante indagare l'impatto dei fattori di incertezza nel forecast, oggetto di questa tesi.

Una volta inseriti gli input, il processo di forecasting si sviluppa in 3 fasi:

- 1) Data cleaning
- 2) Creazione dei modelli
- 3) Previsione.

L'operazione di data cleaning consiste nella rimozione degli outliers e il riempimento di valori mancanti. Gli outliers sono spesso individuati con meccanismi di soglia,

rimossi e sostituiti con valori più coerenti. I missing values vengono aggiunti tramite algoritmi che vanno a generare dei valori compatibili con il trend osservato nella serie. Sono infatti richiesti dati equispaziati da un punto di vista temporale per un corretto funzionamento del processo degli algoritmi.

La creazione di modelli si avvale della serie principale e delle serie ausiliarie per generare un insieme di modelli diversi, ottenuti con algoritmi diversi di machine learning. Ogni modello viene valutato effettuando delle statistiche sulle sue prestazioni.

La fase finale di previsione riceve in input le misure ausiliarie effettive correlate agli intervalli temporali in cui si vuole fare il forecast per la serie principale. Successivamente vi è, a partire da queste misure ausiliarie, una selezione e combinazione dei diversi modelli per andare a costruire un unico output finale, che è il forecast della variabile principale desiderata.

Il forecast di serie temporali può essere svolto con due diverse classi di modelli:

- Modelli generici: utilizzano algoritmi classici che lavorano su dati tabellari e non si interessano alla parte temporale, ma guardano solo alle variabili ausiliarie istante per istante per trovare una funzione $y = f(x)$ che metta in relazione diretta la variabile principale con le variabili ausiliarie. Sono algoritmi semplici, che lavorano bene quando vi è una correlazione forte tra la serie principale e le serie ausiliarie. Alcuni esempi di questi algoritmi sono le regressioni lineari, Support Vector Machine, Decision Tree, Random Forest, XGBoost. Tuttavia per questi modelli è complicato catturare la stagionalità del fenomeno, o un pattern ricorrente nel tempo.
-
- Modelli autoregressivi: utilizzano algoritmi che lavorano nativamente su sequenze, i quali non considerano solo le variabili ausiliarie istantaneamente, ma ricevono in input anche degli attributi di lag (ritardo) che guardano nel passato della serie principale. In questo modo sono in grado di estrapolare un trend dai risultati precedenti, riuscendo a cercare, individuare e sfruttare pattern ricorrenti nel tempo. Ne sono un esempio le reti neurali ricorrenti (RNN, LSTM, GRU). Questi modelli solitamente hanno un'accuratezza più elevata, ma sono anche molto più complessi e quindi più costosi, sia da un punto di vista computazionale che economico.

Il profilo di domanda termica è caratterizzato da una forte stagionalità: nell'anno sono presenti tre stagioni principali ovvero inverno, mezza stagione, estate. In particolare, in inverno lo stesso profilo tende a ripetersi giornalmente all'interno della settimana, come si può osservare in Figura 10.

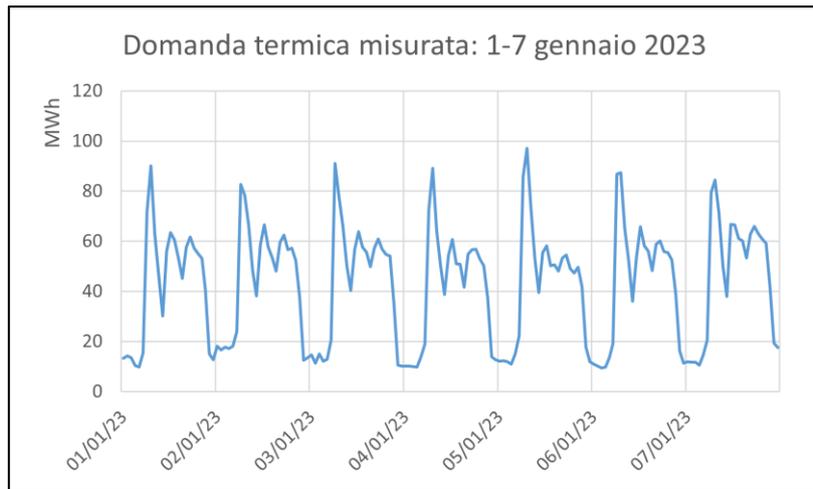


Figura 10: Esempio di profilo di domanda termica ricorrente nel tempo, mese di gennaio

Per quanto la domanda termica sia correlata all'andamento della temperatura esterna (serie ausiliaria), guardare allo stesso intervallo orario del giorno precedente, o allo stesso giorno della settimana precedente, o in generale all'andamento mensile può rivelarsi più utile per prevedere il valore orario della domanda in un determinato istante.

Anche nel caso dei prezzi del mercato elettrico si ritrova un profilo che tende a ripetersi con picchi e valli con cadenza giornaliera, ma senza essere particolarmente influenzato dai mesi dell'anno (esempio in Figura 11).

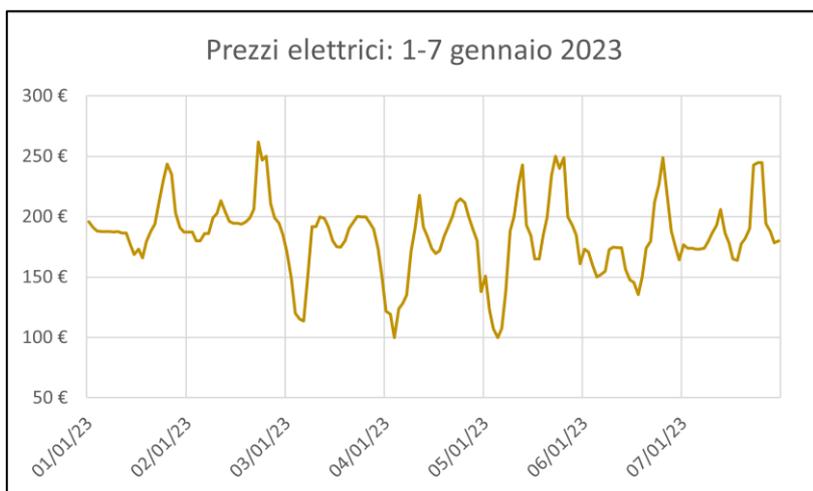


Figura 11: Esempio di pattern ricorrente nei prezzi elettrici

Per questo motivo gli algoritmi autoregressivi sono più congeniali a trattare il problema, senza però scartare a priori i modelli classici: la piattaforma di forecasting combina infatti diverse classi di modelli per raggiungere una previsione il più possibile accurata.

Capitolo 5: Calcolo ed analisi dell'errore previsionale sul profilo di domanda termica e sui prezzi elettrici

In questo capitolo si sono confrontate le serie della previsione (“forecast”¹⁰) e dei valori veri misurati (“measured”) relative alla previsione sulla domanda termica (dell’utenza 1) e sui prezzi elettrici registrate per l’anno 2023, a intervalli di 1 ora. È stato calcolato l’errore orario sul forecast, si sono individuati gli outliers e si è effettuato un processo di data cleaning. Si sono definiti alcuni indicatori di accuratezza del forecast e si è calcolato il valore di tali indicatori per le serie storiche considerate, scegliendo infine l’indicatore più rappresentativo per associare un’incertezza percentuale alle previsioni.

5.1 Domanda termica: forecast vs measured

La Figura 12 mostra a colpo d’occhio il profilo di domanda termica registrato nell’anno 2023. È evidente una domanda termica alta durante tutta la durata della stagione di riscaldamento, mentre questa domanda tende ad annullarsi nel periodo che va da metà aprile a metà ottobre. Nei mesi di marzo, aprile e ottobre, non essendo in piena stagione invernale, la domanda termica è più bassa.

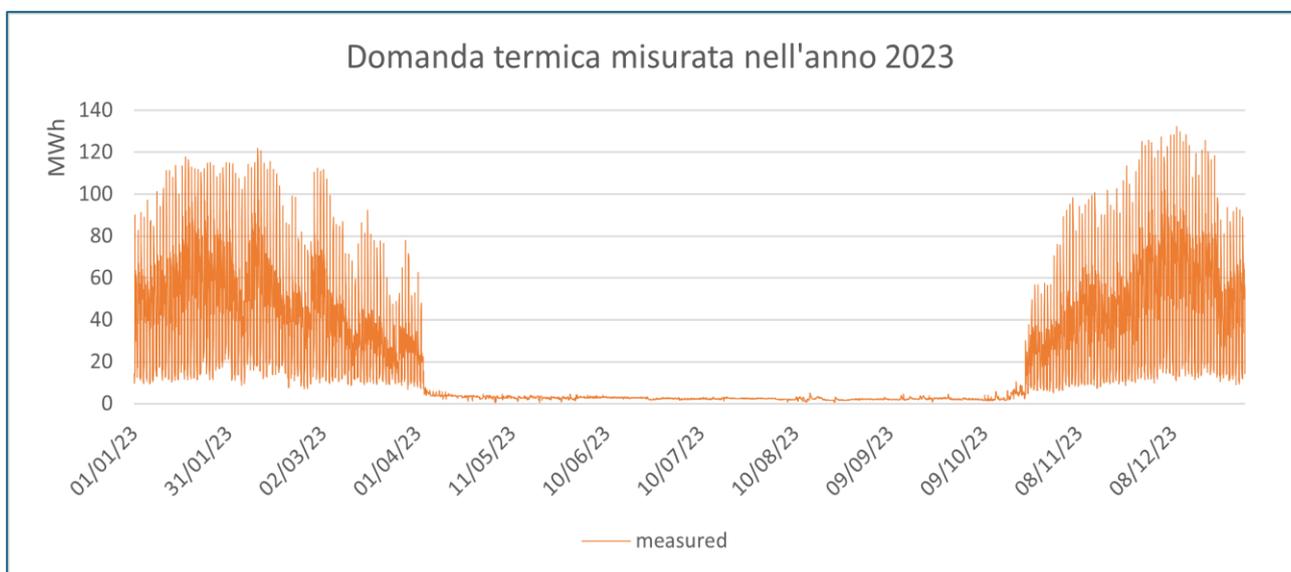


Figura 12: Domanda termica misurata nell'anno 2023

Si possono quindi individuare tre zone:

- Stagione invernale, con elevata domanda termica, da novembre a febbraio;

¹⁰ In questo caso, le serie forecast non sono state prodotte da Optit, ma da un fornitore esterno, per via di accordi specifici con il cliente finale.

- Mezza stagione, con domanda termica discreta, ma non elevata, nei mesi di marzo, aprile e ottobre;
- Stagione estiva, con domanda termica molto bassa, da maggio a settembre.

La Figura 13 mostra il peso relativo dei diversi mesi sul totale della domanda termica, avvalorando la suddivisione in tre periodi caratteristici dell'anno.

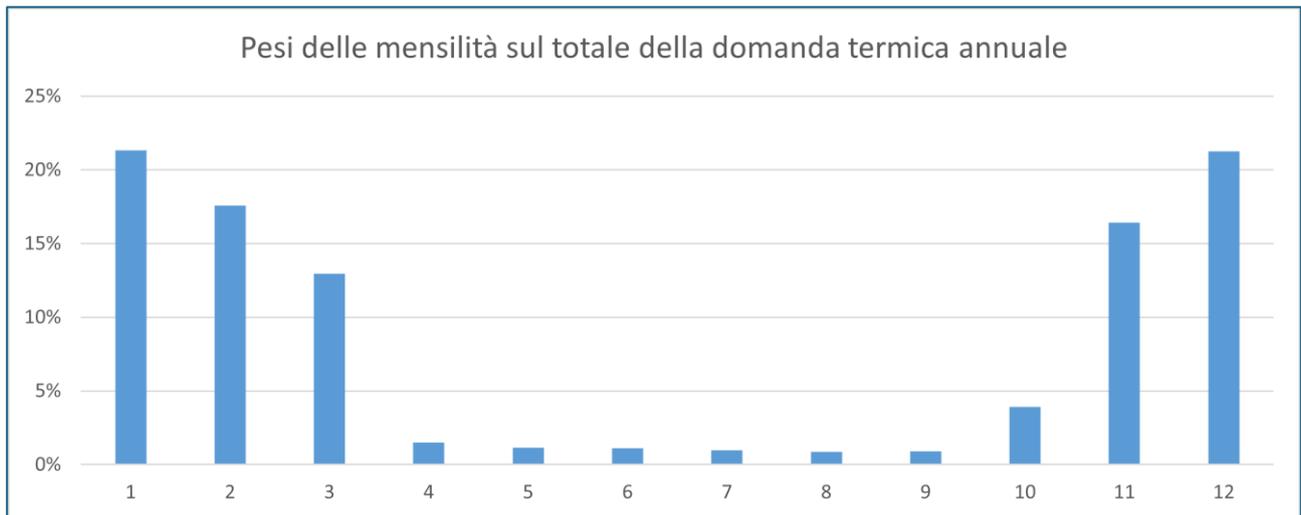


Figura 13: Percentuale della domanda termica annuale ripartita sui diversi mesi

Si prosegue con il calcolo dell'errore percentuale orario e giornaliero sul forecast della domanda termica, graficati in Figura 14:

$$Errore\%_{orario}_h = \frac{|forecast_h - measured_h|}{measured_h}$$

$$Errore\%_{giornaliero}_D = \frac{|\sum_{h \in D} forecast_h - \sum_{h \in D} measured_h|}{\sum_{h \in D} measured_h}$$

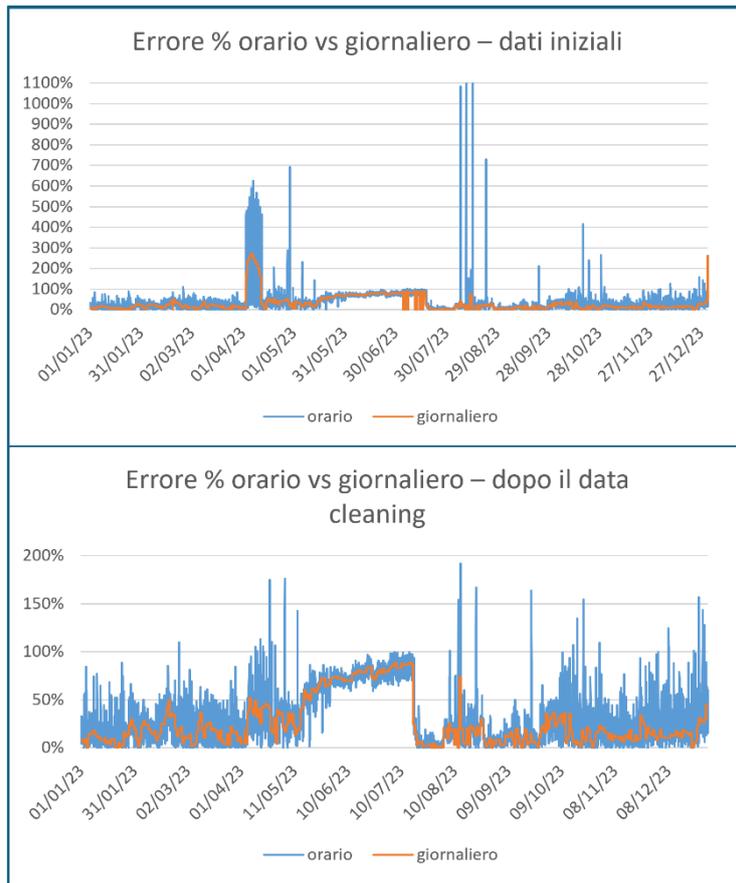


Figura 14: Errori previsionali orario e giornaliero prima e dopo il processo di data cleaning

Si osserva che l'errore sull'integrale giornaliero della previsione è molto inferiore all'errore orario, perché beneficia di meccanismi di compensazione. Si osservano anche errori orari e giornalieri sistematicamente alti nei mesi estivi: ciò è prevedibile poiché, essendo la domanda termica molto bassa, anche errori piccoli in valore assoluto hanno una rilevanza percentuale importante; si tratta però di rumore di fondo che può essere ignorato in quanto la vera importanza è quella della stagione di riscaldamento. Inoltre questo tipo di grafico permette di visualizzare rapidamente la presenza di alcuni outliers.

Per individuare metodicamente gli outliers, si sono filtrati i valori con errore orario al di sopra del 200%; e successivamente si è fatta attenzione anche a dati con errore orario maggiore del 100%. Questo procedimento ha permesso di individuare e rimuovere dati minori di zero (non è possibile avere una domanda termica negativa), valori misurati eccessivamente piccoli (per cui si è probabilmente verificato un errore nei sistemi di acquisizione della misura), valori che si ripetevano identici per lunghi intervalli (a causa di errori in fase di registrazione dei dati).

In questo modo, l'entità dei dati rimossi è risultata dell'ordine del 3%.

5.2 Definizione di KPI per la misura dell'errore previsionale

Al fine di associare un valore di incertezza al forecast, si possono definire diversi indicatori:

- MAPE: è la media degli errori % relativi ai valori attuali; è suscettibile ad errori percentuali elevati su valori piccoli.
- MdAPE: è la mediana degli errori relativi ai valori attuali; è più robusta del MAPE rispetto alla presenza di outlier.
- MAE: è l'errore assoluto medio, quantifica in termini assoluti l'errore.
- nMAE: è il MAE rapportato al valore medio della domanda; è più robusto del MAPE rispetto alla presenza di outlier.

Visto il diverso ordine di grandezza della domanda termica per i mesi dell'anno, si è scelto di calcolare per la domanda termica degli indicatori mensilizzati. Un valore annuale degli indicatori si può ottenere come media pesata sui valori mensili, utilizzando come peso la percentuale di domanda termica mensile calcolata precedentemente in Figura 13.

Si riportano di seguito in Figura 15, Figura 16, Figura 17 rispettivamente gli indicatori MAPE, MdAPE, nMAE calcolati sulla domanda termica per i diversi mesi.¹¹ Si osserva in tutti i casi un andamento simile delle curve, che presentano un picco (e quindi una maggiore incertezza) nei mesi estivi.

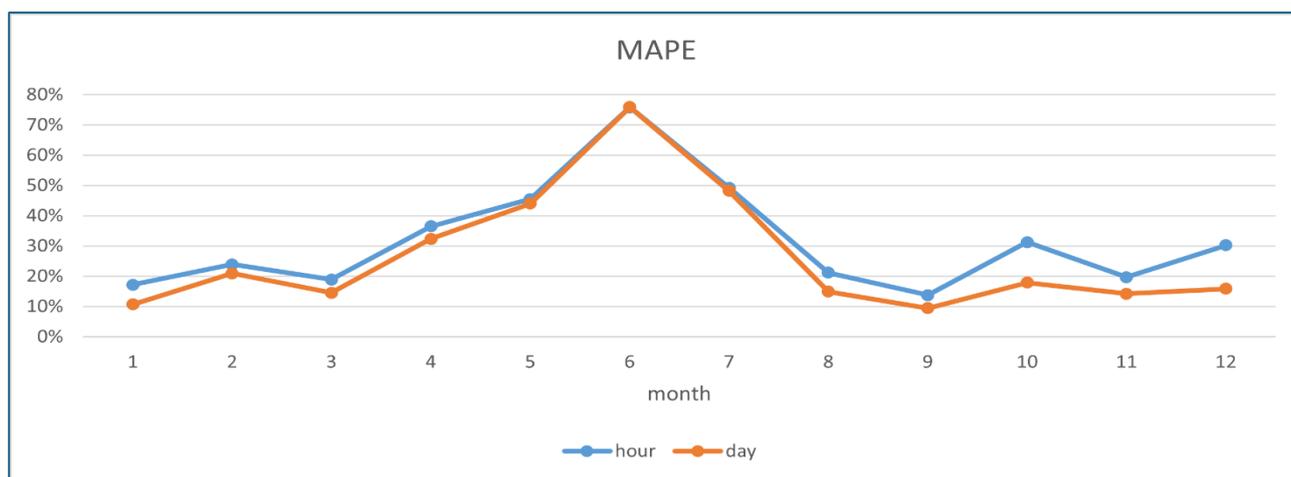


Figura 15: MAPE mensile sulla domanda termica

¹¹ Il forecast è effettuato sul totale di heat user 1 e 2, ed è ridistribuito tra le due utenze con criteri proporzionali stagionali. Questo può portare a delle storture quando si guarda il solo KPI di heat user 1. Il motivo alla base di questo procedimento è che il segnale a consuntivo della domanda 2 è molto "sporco" e poco affidabile.

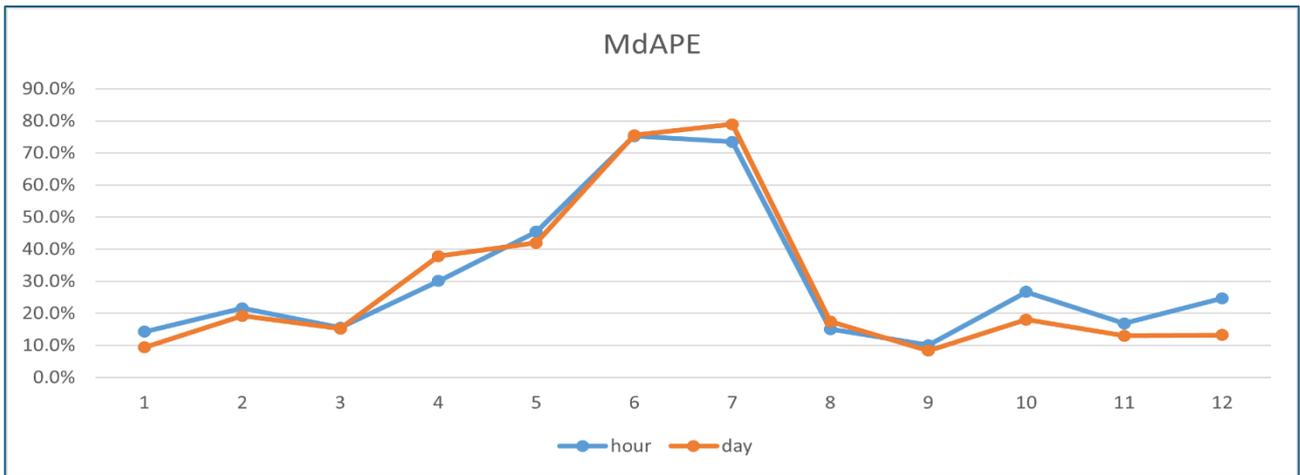


Figura 16: MdAPE mensile sulla domanda termica

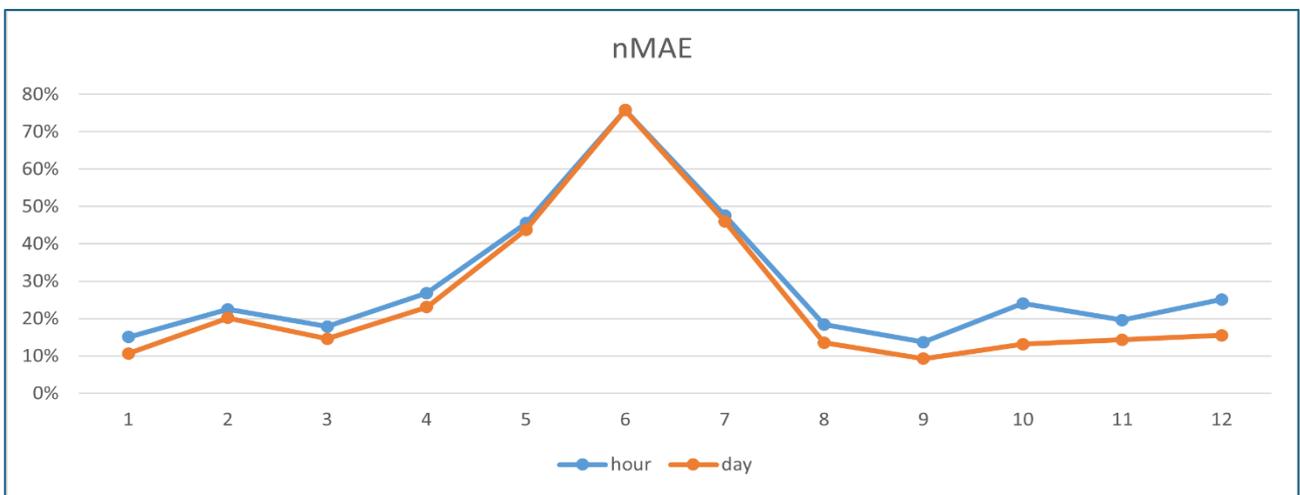


Figura 17: nMAE mensile sulla domanda termica

5.3 Prezzi elettrici: forecast vs measured

Le stesse analisi sono state ripetute per i prezzi del mercato elettrico “forecast” e “measured” dell’anno 2023.

Non si sono riscontrati andamenti diversificati in base alla stagione o ai mesi dell’anno (Figura 18), il profilo tende a ripetersi simile ogni giorno, ricalcando la tipica curva ad M dei consumi elettrici giornalieri, come mostrato in Figura 19. Per questo motivo si sono calcolati gli indicatori di accuratezza riferiti all’interno anno, senza distinguere per i mesi. I valori ottenuti sono riportati in Tabella 1.

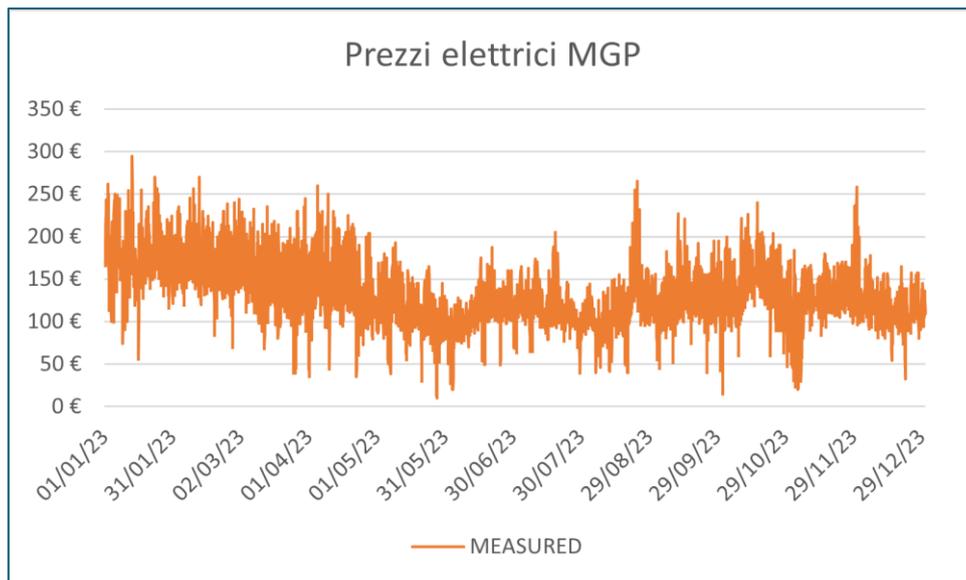


Figura 18: Prezzi elettrici MGP registrati nel 2023

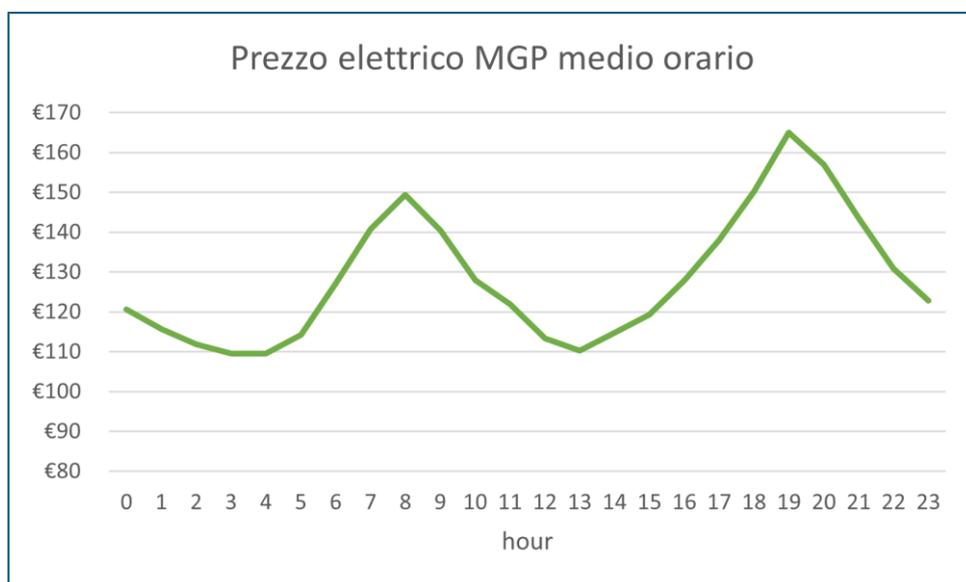


Figura 19: Prezzo elettrico orario medio, andamento a M

KPI	orario	giornaliero
MAPE	11.1%	7.2%
MdAPE	7.1%	5.2%
MAE	12.99 €	213.55 €
nMAE	10.1%	7.0%

Tabella 1: Indicatori di accuratezza del forecast calcolati sui prezzi elettrici MGP dell'anno 2023

Può essere interessante graficare in Figura 20 l'andamento di MAPE e nMAE nelle ore del giorno: si osserva un andamento a M rovesciata, con incertezza inferiore in corrispondenza dei picchi della curva dei prezzi, e leggermente superiore per le valli dei prezzi, poiché errori assoluti comparabili impattano di più a livello percentuale se il valore di riferimento è minore. L'indicatore nMAE appiana maggiormente picchi e

valli rispetto al MAPE, ma in generale i valori orari si mantengono tutti nell'intorno del 10%.

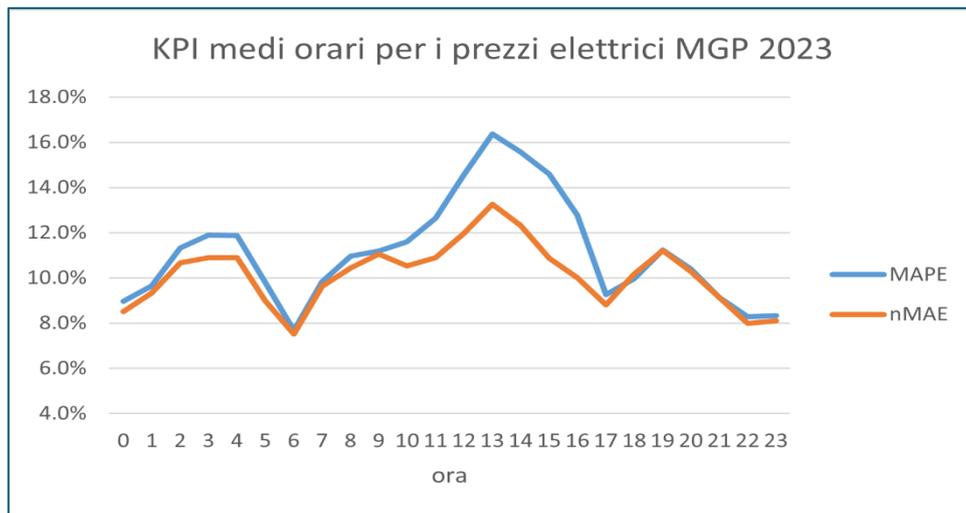


Figura 20: MAPE e nMAE orari per i prezzi elettrici MGP 2023

5.4 Incertezza associata al forecast

In conclusione l'indicatore di incertezza ritenuto più significativo e scelto per le analisi in questa tesi, risulta essere l'nMAE. Tale indicatore, infatti, si rivela più robusto nei confronti di outlier e rumore di fondo.

La Tabella 2 riassume i valori di incertezza calcolati e che saranno assegnati nelle settimane tipo alla domanda termica e ai prezzi elettrici attraverso l'nMAE.

nMAE	ST1	ST2	ST3	ST4
Domanda termica	15%	27%	48%	24%
Prezzi elettrici	10%	10%	10%	10%

Tabella 2: nMAE su domanda termica e prezzi elettrici nelle settimane tipo

Capitolo 6: Analisi delle soluzioni dello scenario “deterministico” di riferimento

Il capitolo 6 vuole analizzare nel dettaglio le soluzioni elaborate dal modello nelle quattro settimane tipo, nelle condizioni di riferimento, ovvero con domanda termica e prezzi elettrici non modificati, ottenuti da previsioni e considerati “esatti” per queste simulazioni. Queste soluzioni saranno la base per valutare il comportamento del modello in condizioni di domanda termica e prezzi elettrici superiori o inferiori, e domanda termica “flessibile” tra un valore minimo e un valore massimo. Tutti gli scenari modificati rispetto a quello deterministico di riferimento saranno esaminati nel capitolo 7.

6.1 Domanda termica nelle Settimane Tipo

Il profilo di domanda termica ha un comportamento molto diverso nelle 4 settimane tipo; la Figura 21 presenta i profili giornalieri tipici della domanda riferiti alle tre utenze termiche nelle ST.

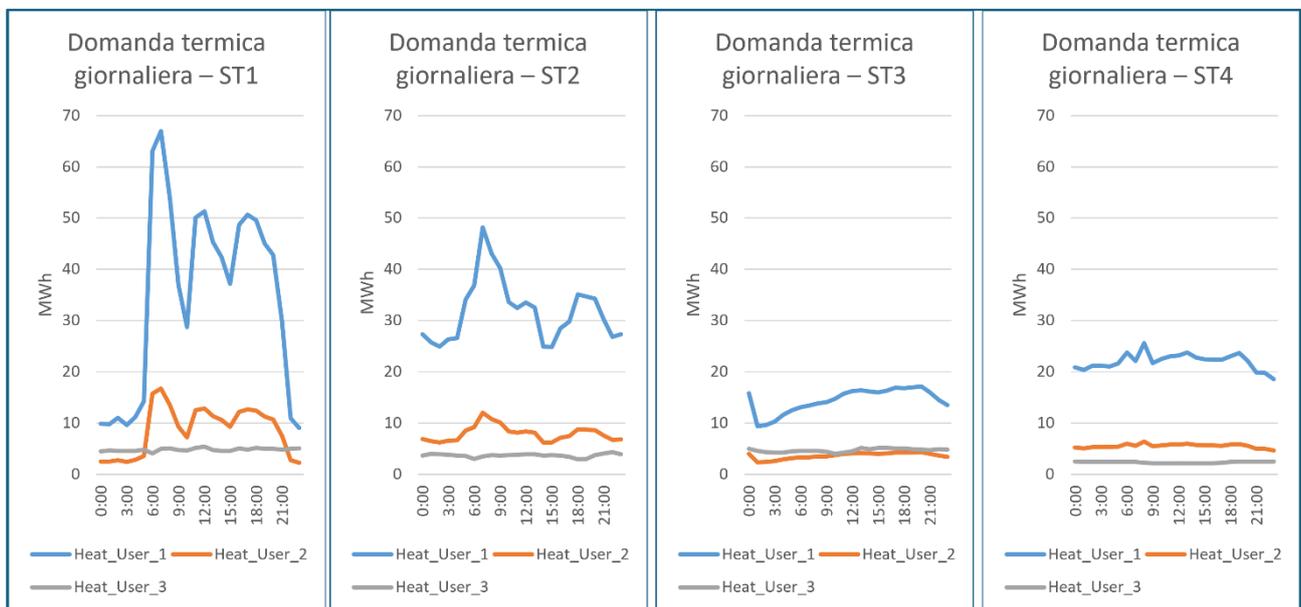


Figura 21: Profilo di domanda termica giornaliera nelle ST

Nella ST1, rappresentativa del mese di gennaio e dell’intera stagione invernale, si trova la domanda termica più elevata. In particolare, la domanda da parte dell’utenza 1 è molto superiore a quella delle utenze 2 e 3, e rappresenta il 70% della domanda totale. Le utenze 1 e 2 presentano un profilo di domanda tipico delle utenze residenziali: la

domanda si abbassa molto durante la notte, mentre presenta 3 importanti picchi durante il giorno, il più alto dei quali si colloca alle 7.00 del mattino.

L'utenza 3, di tipo industriale, mantiene invece un profilo costante durante tutte le ore del giorno, e costante durante l'anno.

Nella ST2, ovvero nel mese di aprile, andando verso la fine della stagione di riscaldamento, la domanda termica delle utenze residenziali è in diminuzione rispetto a ST1, è ancora visibile un pattern con domanda inferiore di notte e superiore di giorno, ma con picchi giornalieri meno definiti.

In ST3, nel pieno della stagione estiva, si ha esclusivamente il fabbisogno di ACS e calore industriale, di conseguenza la domanda si mantiene molto bassa.

Simile a ST3 è la situazione per ST4, che si colloca all'inizio della stagione di riscaldamento: la domanda non è immediatamente in salita, ma risente dell'inerzia legata al comportamento soggettivo degli utenti a inizio stagione; per questo motivo, è ancora marcata la somiglianza con la domanda estiva.

Infine, l'utenza elettrica fornita da plant2 presenta una domanda mediamente stabile nell'intorno dei 3,5 MWh.

È dunque atteso un dispacciamento molto diverso tra le ST, con asset di grossa taglia che dovranno attivarsi per far fronte ai picchi e ad una domanda in generale elevata in inverno, e invece un comportamento poco variabile e gestibile con asset di taglia inferiore in estate.

6.2 Analisi della soluzione di dispacciamento per la ST1 (1-7 gennaio)

Per avere una chiave di lettura delle soluzioni, si è svolta una valutazione preliminare approssimata del MOL specifico (€/MWh_t) nella settimana. Si sono confrontati tre tipi di asset: 2 CHP di plant1 che alimentano HP1 + HP2, la sorgente esterna di plant3, un boiler di plant2 (poiché il gas dalla sorgente 2 ha costi inferiori rispetto alla sorgente 1). Il confronto è avvenuto a parità di calore erogato, considerando i ricavi dalla vendita del calore, i ricavi dell'elettricità venduta al mercato al netto di quella assorbita dalle HP, i ricavi eventuali da TEE, i costi gas e i costi della CO₂, ma senza considerare la possibilità di utilizzare l'accumulo e senza considerare il contributo degli ausiliari, i quali assorbono elettricità e sono necessari al funzionamento dell'impianto. Si tratta di una stima approssimata, utile a visualizzare quali asset risultano più convenienti e da cui ci si può aspettare che venga coperto il base load: maggiore è il MOL specifico, maggiore la convenienza ad utilizzare la macchina.

Guardando ai risultati in Figura 22, gli asset più convenienti appaiono i CHP in abbinamento alle HP. Al secondo posto si trova la sorgente esterna, che ha costi molto diversi tra il giorno e la notte; l'asset meno conveniente risulta essere il boiler, tuttavia durante il giorno i suoi costi si avvicinano molto e sono confrontabili con quelli della sorgente esterna.

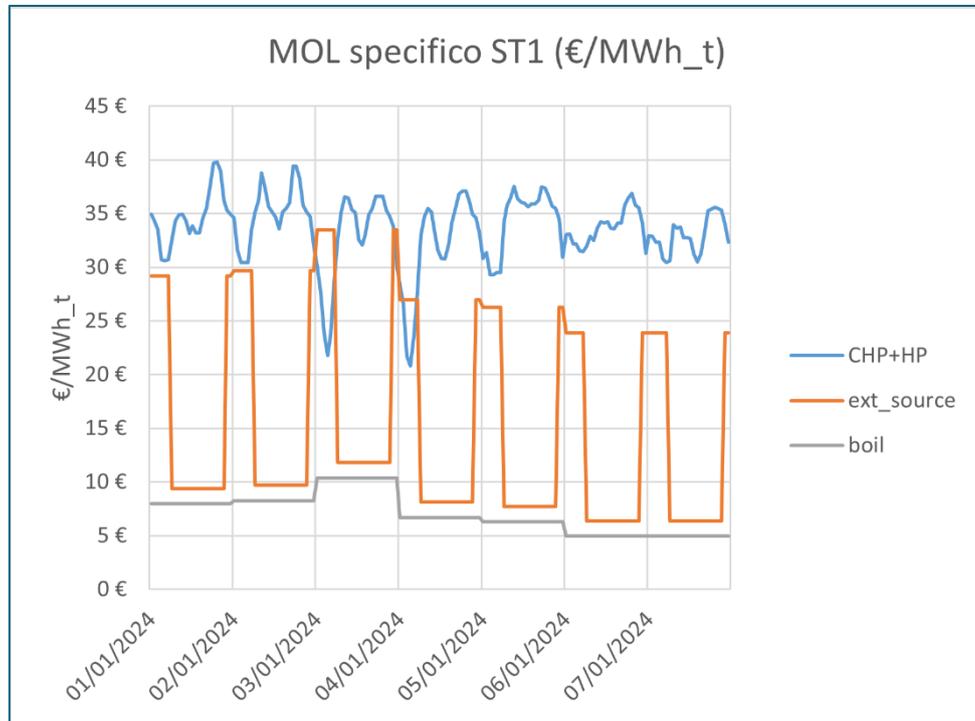


Figura 22: MOL specifico ST1

Si procede ora all'analisi della soluzione di dispacciamento proposta dal modello per ST1. La produzione termica totale oraria, suddivisa per categorie di generatori, è riportata in Figura 23, mentre la ripartizione percentuale della produzione termica totale settimanale tra le macchine è calcolata in Figura 24.

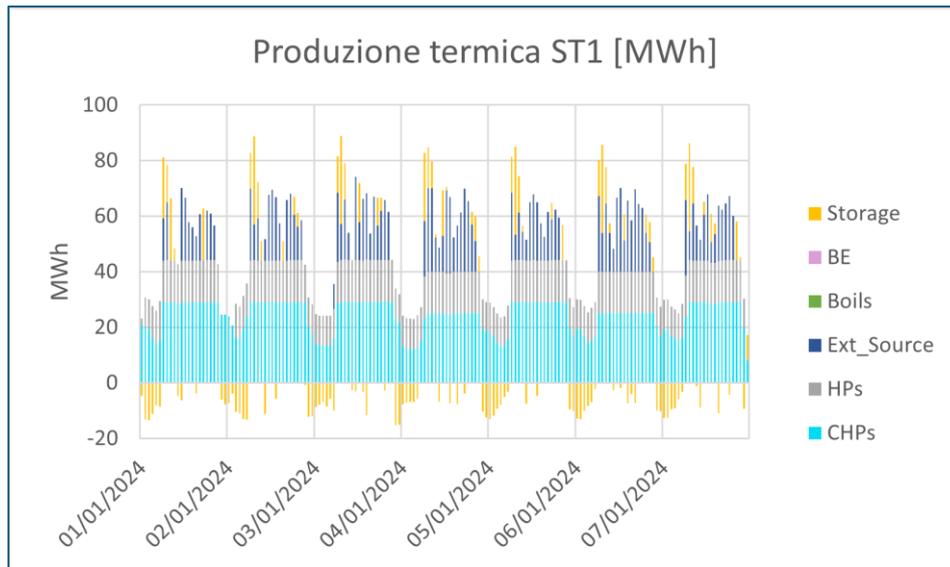


Figura 23: Produzione termica totale ST1

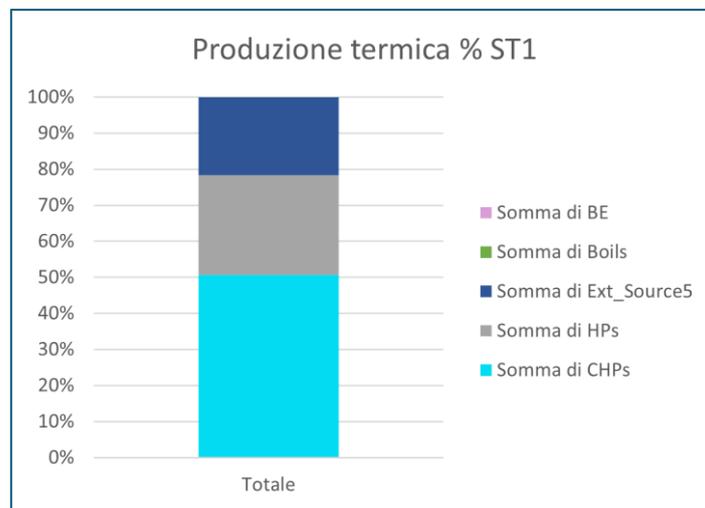


Figura 24: Ripartizione % della produzione termica in ST1

Cogeneratori e pompe di calore coprono il base load, pari a quasi l'80% della domanda totale, e il loro profilo di produzione è molto omogeneo, piatto durante il giorno e ridotto durante la notte, quando HP2 e un CHP vengono spenti, mentre i CHP rimasti attivi abbassano il proprio setpoint. Durante la notte, la produzione da CHP+HP è mantenuta sovrabbondante rispetto alla domanda, così da permettere di riempire gli accumuli termici. Gli accumuli vengono scaricati durante il giorno, e sono fondamentali per coprire i picchi, soprattutto quello più alto delle 7.00 del mattino.

Il restante fabbisogno termico è soddisfatto acquistando il calore dalla sorgente esterna in plant3. L'acquisto avviene solo durante il giorno, poiché la domanda termica è molto elevata e la capacità installata di CHP+HP è già stata saturata, e non è sufficiente a coprire l'intero fabbisogno. Non sorge infine la necessità di attivare i boiler.

La Figura 25 mostra le ore di funzionamento settimanali di ciascuna macchina, ed è un'ulteriore conferma del dispacciamento atteso: i CHP insieme alle HP sono gli asset

più economicamente convenienti e vengono utilizzati per un numero maggiore di ore, a copertura del base load. Una volta saturata la loro capacità, il secondo asset per convenienza è la sorgente esterna, che viene infatti sfruttata per coprire i carichi di picco.

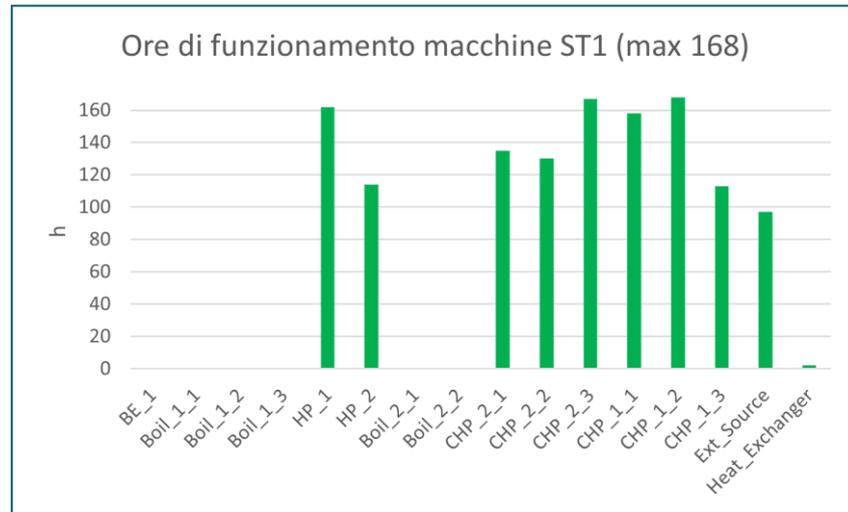


Figura 25: Ore di funzionamento macchine in ST1

A chiusura dell'analisi sono riportati in Figura 26 i riscontri economici della soluzione elaborata dal modello. Tra le voci di ricavo, la vendita di elettricità è molto significativa e contribuisce al 44%, mentre un contributo esiguo viene dai TEE, che incidono per il 3%. I costi sono dovuti principalmente a gas e CO2, l'acquisto di calore da plant3 impatta per il 13%, mentre sono trascurabili i costi di manutenzione e quelli per l'acquisto di elettricità da rete. Nonostante i ricavi siano dell'ordine dei 900 mila €, anche i costi hanno lo stesso ordine di grandezza, per cui il MOL finale risulta essere di circa 69 mila €.

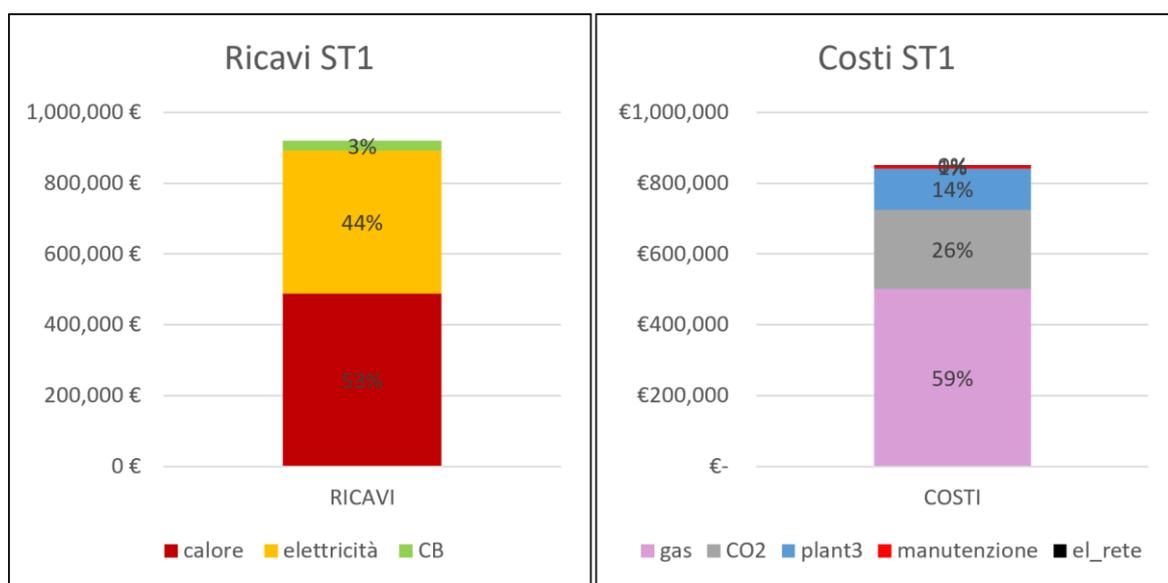


Figura 26: Costi e ricavi in ST1

MOL: 68,538 €

Avere coscienza dell'ordine di grandezza di costi e ricavi può essere utile a valutare l'impatto sul MOL di eventuali variazioni su alcune componenti, come potrebbero essere quelle sui prezzi elettrici, che saranno discusse in seguito.

6.3 Analisi della soluzione di dispacciamento per la ST2 (1-7 aprile)

Da un'iniziale analisi approssimata del MOL specifico per ST2, emerge una spiccata convenienza nell'acquisto di calore da plant3, rispetto alla produzione da CHP+HP. Questo succede se non si considera il contributo degli ausiliari elettrici d'impianto, che in questo caso non possono più essere considerati trascurabili. Rendicontare anche la quota di elettricità richiesta dagli ausiliari può spostare la convenienza verso i CHP, che sono in grado di alimentarli senza bisogno di acquistare elettricità da rete. Invece, nel caso di produzione termica esclusivamente con i boiler, o di totale acquisto di calore dalla sorgente esterna, bisogna sostenere una spesa ulteriore per l'acquisto da rete dell'elettricità necessaria agli ausiliari. Nella realtà, boiler e sorgente esterna funzionano in parallelo ai CHP, così da non dover acquistare da rete, ma nell'analisi grossolana effettuata di seguito sono stati considerati gli asset separatamente, e non in combinazione tra loro. Associando un consumo elettrico degli ausiliari pari al 5% della domanda termica (percentuale ottenuta facendo una media settimanale sui consumi), si ritrovano le curve di Figura 27. In termini di convenienza economica, CHP+HP e sorgente esterna sono a tratti sovrapponibili, con un andamento altalenante per cui in alcuni momenti è più conveniente la prima soluzione, in altri momenti la seconda. Non bisogna inoltre dimenticare che una minima produzione da CHP è necessaria per fornire l'utenza elettrica di plant2, indipendentemente dal fatto che possano esserci soluzioni più convenienti per coprire la domanda termica.

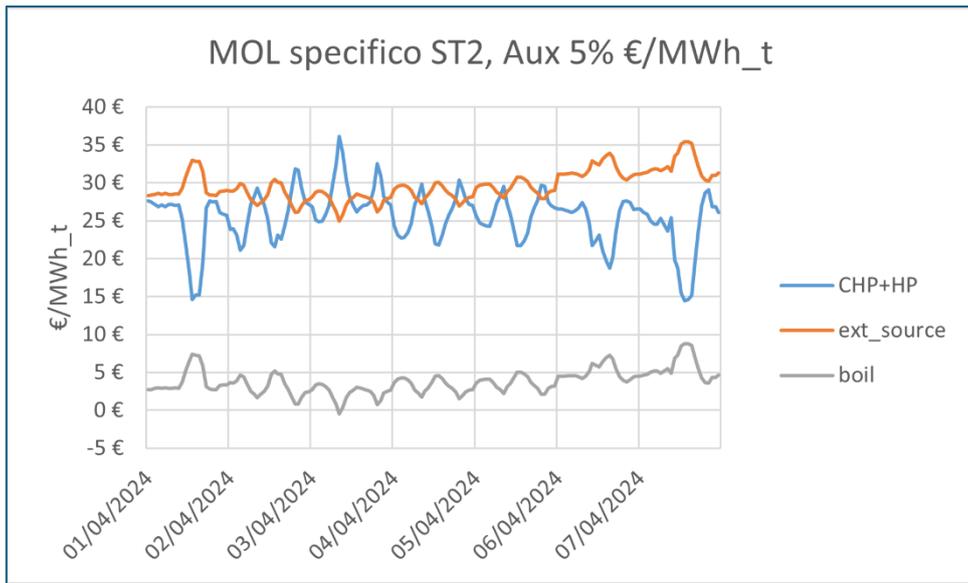


Figura 27: MOL specifico in ST2, considerando il consumo degli ausiliari

Alla luce di queste premesse, si procede nell'analisi della soluzione di dispacciamento per ST2, sintetizzata in Figura 28 e Figura 29.

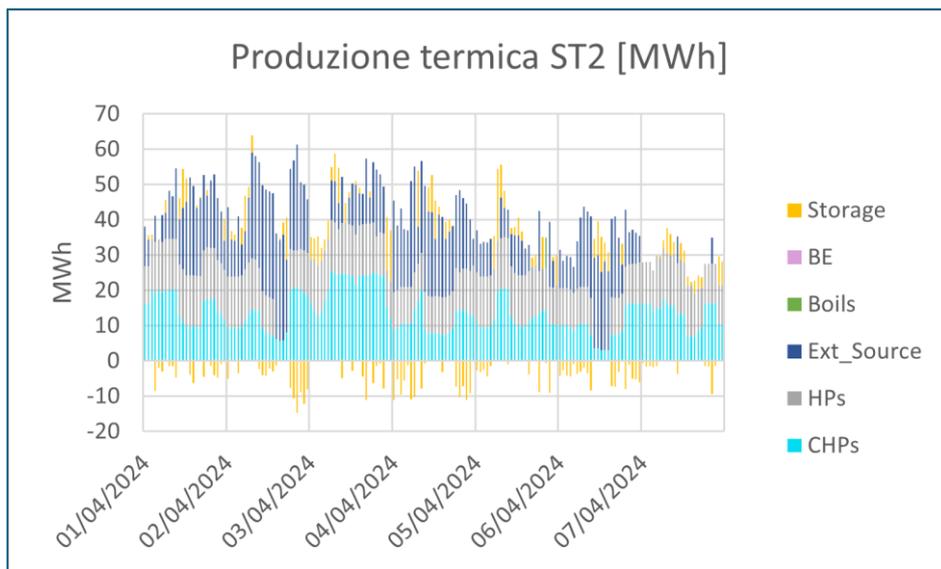


Figura 28: Modalità di produzione termica oraria in ST2

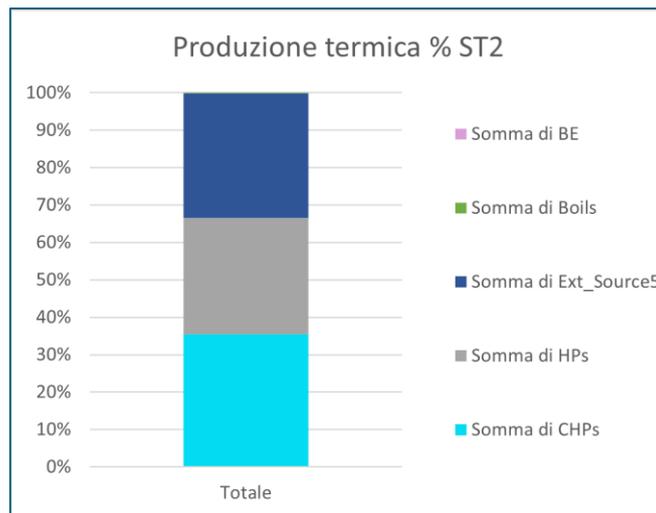


Figura 29: Ripartizione % della produzione termica in ST2

Il base load risulta ancora coperto da cogeneratori e pompe di calore (che soddisfano oltre il 65% della domanda termica), ma il profilo è molto frastagliato, e segue molto l'andamento dei prezzi elettrici: la produzione da CHP aumenta quando i prezzi di vendita sono più favorevoli, e diminuisce quando i prezzi scendono. La produzione da HP cresce e cala in parallelo a quella dei CHP, e ci sono due momenti, in corrispondenza di profitti molto bassi, dove le HP vengono entrambe spente. Come atteso, il contributo della sorgente esterna è molto importante, e va oltre il 30% della produzione termica. Durante i momenti di maggiore convenienza, l'acquisto da plant3 raggiunge la capacità massima di 30 MW. La fornitura dalla sorgente esterna si verifica indistintamente durante il giorno e durante la notte, ed è utilizzata a volte a copertura della domanda termica al posto dei CHP, i quali sono impiegati per ricaricare gli accumuli. Alla fine della settimana, nonostante sarebbe più conveniente acquistare il calore da plant3, la domanda termica si è abbassata e sono sufficienti HP+CHP a soddisfarla, dal momento che alcuni CHP devono rimanere sempre accesi per soddisfare le necessità elettriche.

Anche il grafico in Figura 30 delle ore di funzionamento di ciascuna macchina durante la settimana dà evidenza di un maggiore utilizzo della sorgente esterna e un minore impiego dei cogeneratori e di HP2 rispetto a quanto succedeva in ST1.

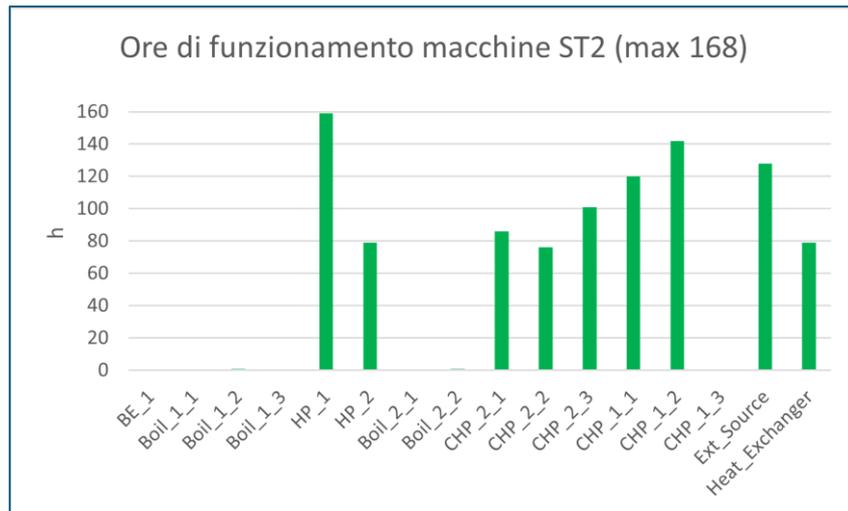


Figura 30: Ore di funzionamento delle macchine in ST2

Un minore utilizzo dei cogeneratori e prezzi elettrici bassi si traducono in una percentuale minore di ricavi dalla vendita di elettricità, con ricavi preponderanti dalla vendita del calore (Figura 31). Le voci di costo si ripartiscono invece tra loro con percentuali simili alla ST1, con un lieve aumento in % dei costi d'acquisto da plant3. Complessivamente, il profitto settimanale è molto superiore alla ST1, ed è pari a 103 mila €.

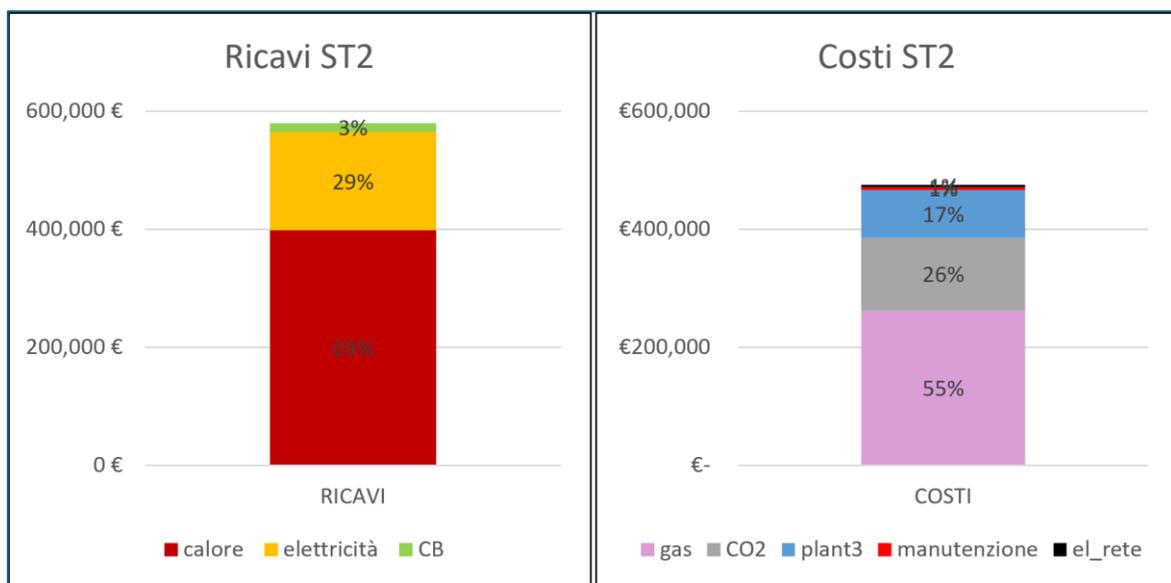


Figura 31: Costi e ricavi in ST2

MOL: 103,221 €

6.4 Analisi della soluzione di dispacciamento per la ST3 (24-30 luglio)

La ST3 è caratterizzata da una domanda termica molto bassa. Il gestore sfrutta la stagione estiva per eseguire la manutenzione programmata di HP1 e CHP_1_3, che in questa settimana sono quindi vincolati a rimanere spenti. Le valutazioni riguardo al MOL specifico sono state eseguite considerando quindi unicamente HP2 in abbinamento ai CHP. Dalla Figura 32 risulta ancora la maggior convenienza nell'impiego di CHP+HP, mentre l'acquisto di calore dalla sorgente esterna è ora la soluzione meno preferibile, a causa di costi più alti per plant3 e prezzi gas più bassi che rendono più favorevole l'impiego dei boiler di plant2.

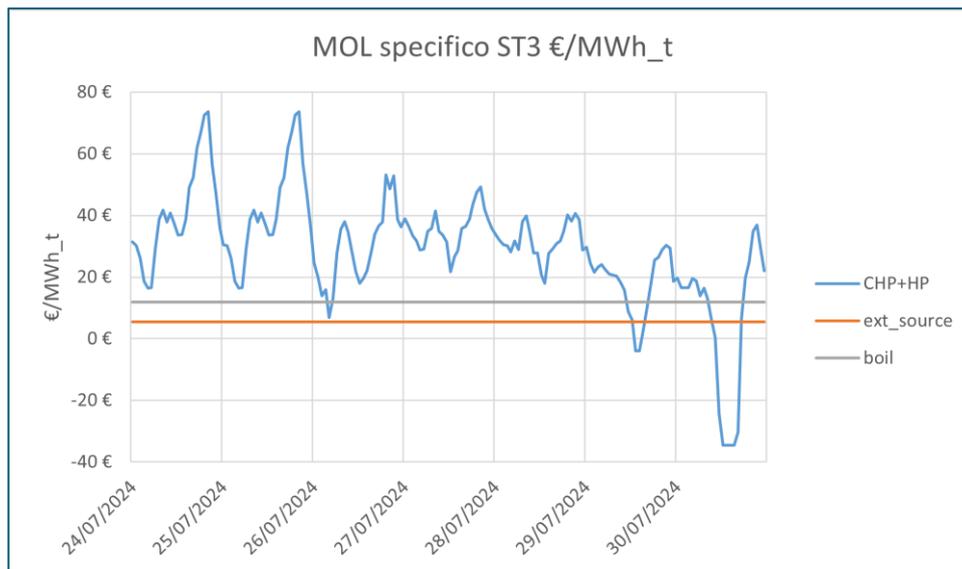


Figura 32: MOL specifico ST3

Come si può osservare dalla Figura 34, l'utilizzo dei CHP e di HP2, in abbinamento agli accumuli termici, è sufficiente a coprire quasi interamente la domanda termica della settimana, con due uniche ore in cui si rende necessario attivare i boiler (per un contributo complessivo dell'1%), ben visibili come due picchi in Figura 33. Essendo un sistema dove la domanda deve essere soddisfatta puntualmente, il boiler rappresenta la soluzione più flessibile per soddisfare la domanda termica senza dover modificare i setpoint di CHP e HP, le cui manovre richiedono più tempo e sono soggette a limiti di mantenimento di un determinato punto di lavoro per un certo intervallo temporale. Il boiler è esente da questi limiti, può inoltre essere comandato da remoto, e può essere acceso a qualunque setpoint anche per una singola ora. Il modello sceglie in questo caso di farlo lavorare vicino alla capacità massima, così da poter non solo rispondere alla domanda termica, ma anche ricaricare l'accumulo per coprire il fabbisogno nelle ore successive. Nell'ultimo giorno della settimana, in corrispondenza di una valle nel MOL dovuta a un abbassamento profondo dei prezzi elettrici, la produzione da CHP viene sensibilmente diminuita, e la domanda coperta grazie all'accumulo termico e al boiler. Non si verifica nessun acquisto di calore da plant3: nonostante sarebbe possibile impegnare plant3 per una sola ora di fornitura, viene preferito l'uso del boiler, che origina un profitto maggiore, come provato dalle precedenti analisi.

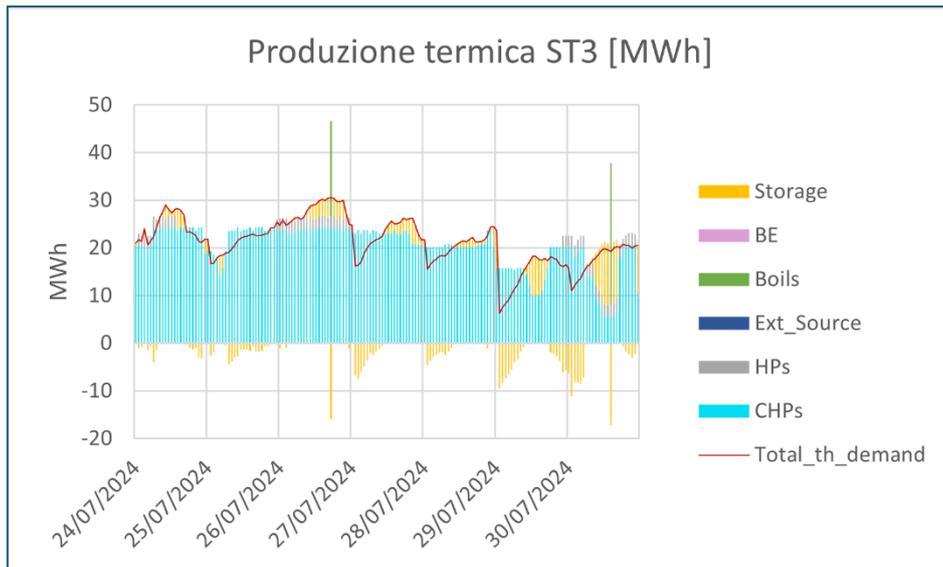


Figura 33: Modalità di produzione termica oraria in ST3

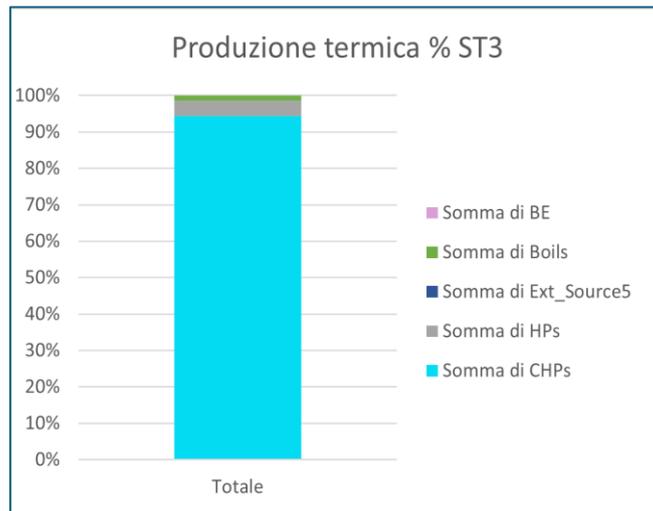


Figura 34: Ripartizione % della produzione termica ST3

Le ore di funzionamento delle macchine in Figura 35 fotografano una situazione in cui HP1 e CHP_1_3 sono spenti, mentre gli altri cogeneratori e HP2 sono attivi, ma non è necessario che lo siano sempre, in risposta a una domanda termica bassa.

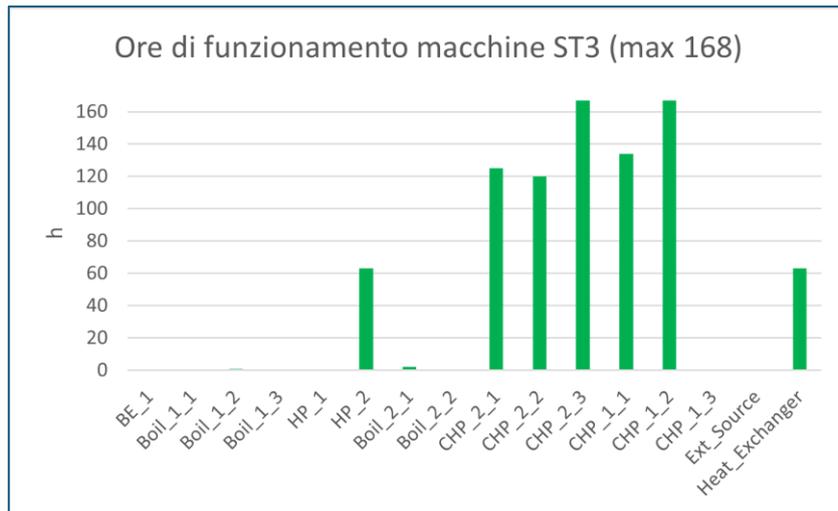


Figura 35: Ore di funzionamento delle macchine in ST3

In Figura 36 si osserva che per ST3 la componente di ricavo più importante deriva dalla vendita dell'elettricità (67%): il risultato è spiegabile con il fatto che si produce quasi tutto il calore da cogeneratori, i quali hanno un rendimento elettrico maggiore di quello termico, e i prezzi della vendita di elettricità sono superiori a quelli della vendita del calore. Inoltre, HP1 è spenta e l'energia elettrica che prima era assorbita da HP1 adesso può essere venduta tutta sul mercato. Il profitto complessivo settimanale è di circa 32 mila €.

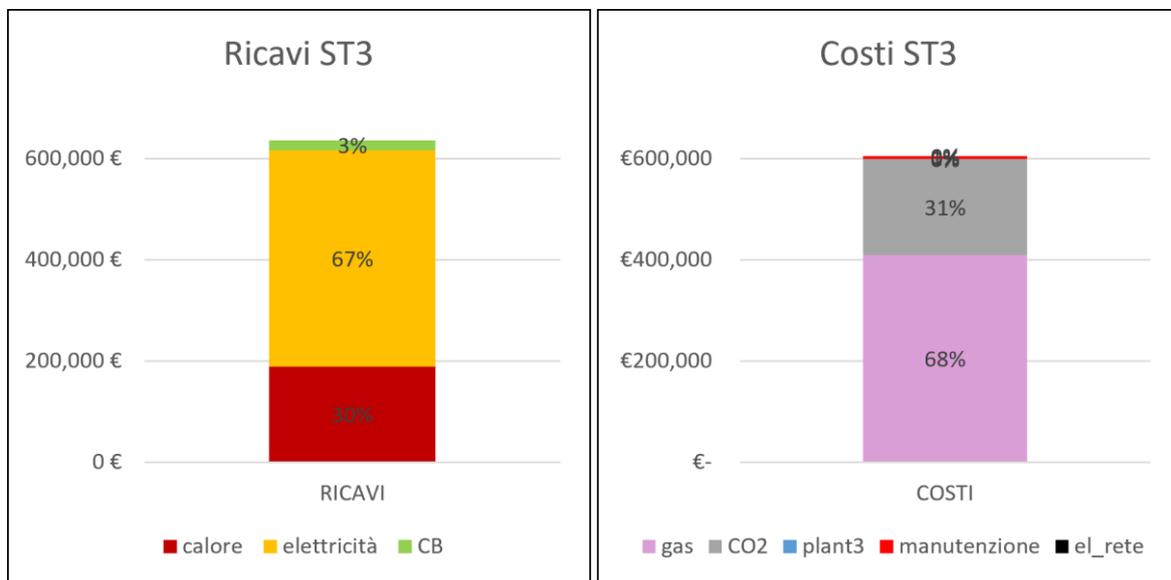


Figura 36: Costi e ricavi ST3

MOL: 32,422 €

6.5 Analisi della soluzione di dispacciamento per la ST4 (15-21 ottobre)

La ST4 presenta una situazione molto simile alla ST3: la domanda termica è ancora bassa, perché si è proprio all'inizio della stagione di riscaldamento; HP1 e CHP_1_3 sono spenti per manutenzione e l'analisi del MOL specifico in Figura 37 riporta di nuovo una condizione per cui, in ordine di maggior profitto, si trovano prima CHP+HP2, poi i boiler, e infine la sorgente esterna.

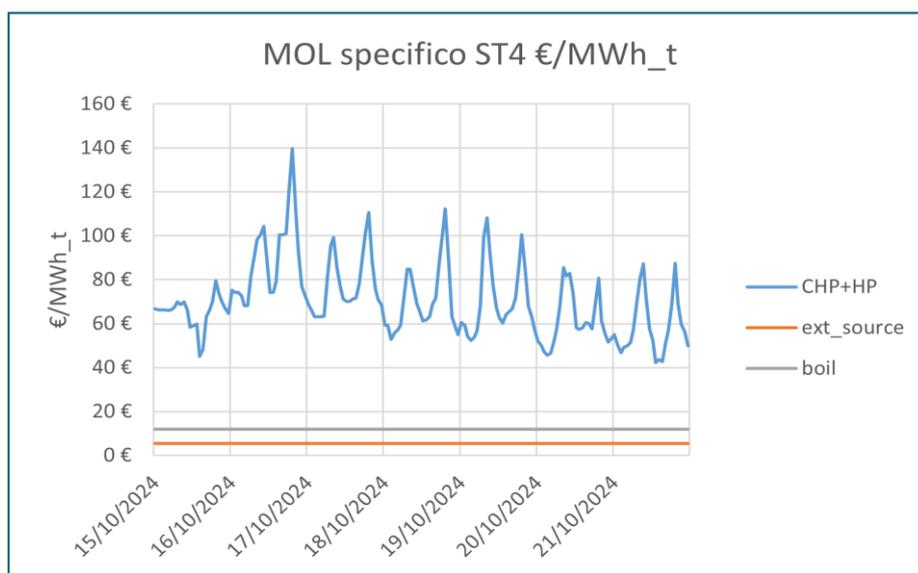


Figura 37: MOL specifico in ST4

Dalla Figura 38 si nota che nella prima metà della settimana la domanda termica è ancora molto bassa, come nella stagione estiva, e i soli CHP insieme agli accumuli sono in grado di soddisfarla. Da metà settimana si inizia a sentire l'influenza dell'inizio della stagione di riscaldamento, la domanda è in aumento, e si attiva stabilmente anche HP2. Occasionalmente si accendono anche i boiler, per coprire il fabbisogno e ricaricare gli storage.

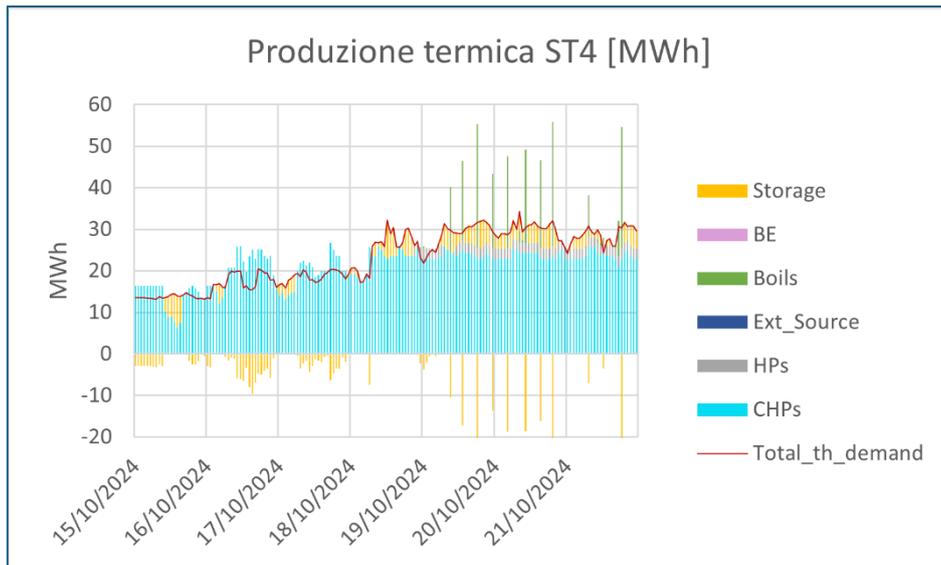


Figura 38: Produzione termica oraria in ST4

La quota parte dei boiler è in aumento rispetto a ST3, e pari al 6%, come visibile in Figura 39. La produzione termica è realizzata ancora quasi completamente da CHP, responsabili per il 90%.

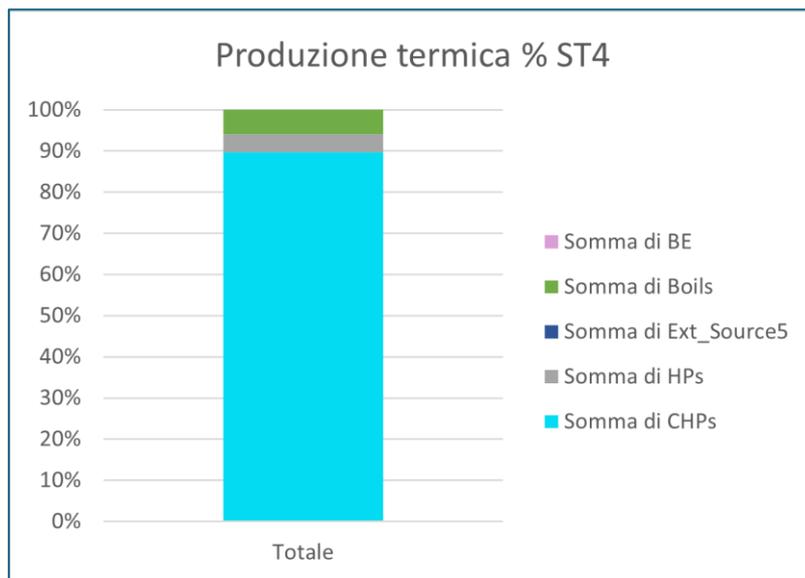


Figura 39: Ripartizione % della produzione termica in ST4

Anche le ore di funzionamento delle macchine in Figura 40 sono molto simili tra ST4 ed ST3, con un aumento delle ore di funzionamento dei CHP e dei boiler dovute a una domanda termica più elevata dalla seconda metà della settimana.

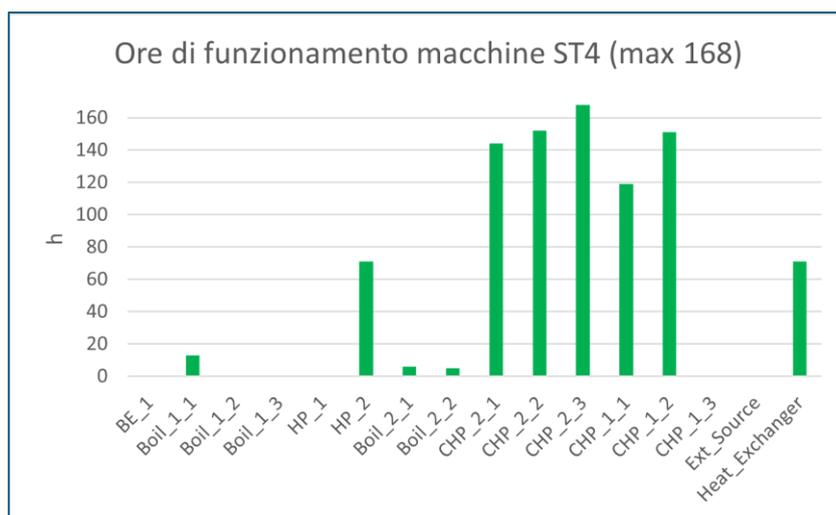


Figura 40: Ore di funzionamento delle macchine in ST4

Molto simile è anche la ripartizione % tra le componenti di costo e ricavo in Figura 41, con profitti derivanti principalmente dalla vendita di elettricità, per le stesse motivazioni già discusse per ST3. Molto diverso è invece il MOL di ST4, pari a circa 244 mila €, grazie a prezzi elettrici molto più alti rispetto alle altre settimane tipo.

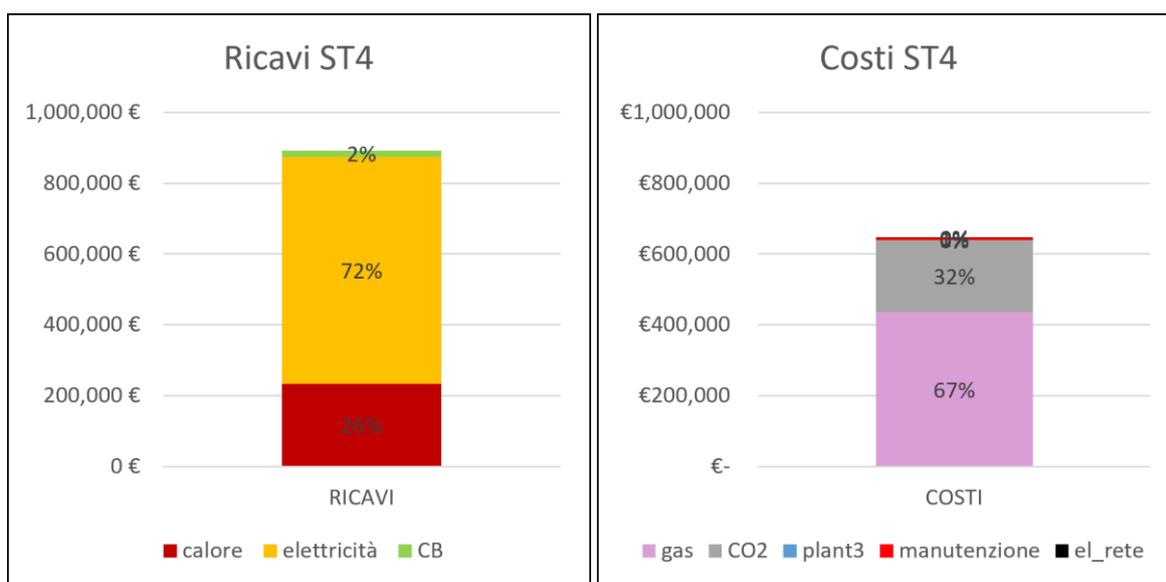


Figura 41: Costi e ricavi in ST4

MOL: 244,019 €

Capitolo 7: Analisi delle soluzioni negli scenari con input variati sulla domanda termica e i prezzi elettrici

In questo capitolo si presentano le soluzioni ottenute variando prima la domanda termica, e poi i prezzi elettrici in input al modello. Sono stati diminuiti e maggiorati i valori di riferimento per gli scenari “minimo” e “massimo” con le percentuali calcolate nel Capitolo 5 e riassunte in Tabella 3, mentre per lo scenario “flessibile” sulla domanda termica si è lasciata libertà al modello di assegnare un valore di domanda termica compresa tra massimo e minimo. La domanda termica e i prezzi elettrici sono stati variati separatamente: modificando un input, l’altro è stato mantenuto costante, pari al valore di riferimento.

Incertezza associata	ST1	ST2	ST3	ST4
Domanda termica (DT)	15%	27%	48%	24%
Prezzi elettrici (PE)	10%	10%	10%	10%

Tabella 3: Incertezza associata nelle ST a DT, PE

In appendice a fine capitolo, per una maggiore chiarezza e completezza, si sono riportate le tabelle con i dati utilizzati nello svolgimento dell’analisi.

7.1 Scenari “minimo” e “massimo” sulla domanda termica

In Figura 42, Figura 43, Figura 44, Figura 45 sono messe a confronto le soluzioni di dispacciamento per gli scenari minimo, di riferimento, e massimo sulla domanda termica, rispettivamente per ST1, ST2, ST3, ST4.

I confronti tra gli scenari a livello economico nelle diverse ST sono riportati in Tabella 8, Tabella 9, Tabella 10, Tabella 11.

In ST1, la produzione da CHP+HP che rimane la stessa a meno di piccole variazioni, soddisfacendo completamente la domanda e ricaricando gli accumuli durante la notte, e a copertura del base load di giorno, rimanendo nell’intorno dei 44 MW, in prossimità della soglia di saturazione della capacità. La variazione della domanda termica si riflette principalmente in una variazione della produzione di calore della sorgente esterna, che diminuisce nello scenario minimo e aumenta in quello massimo, arrivando talvolta anch’essa a saturazione (30 MW) e necessitando dell’intervento dei boiler come unica possibilità per coprire i picchi più alti di domanda, non essendo sufficienti neanche gli accumuli.

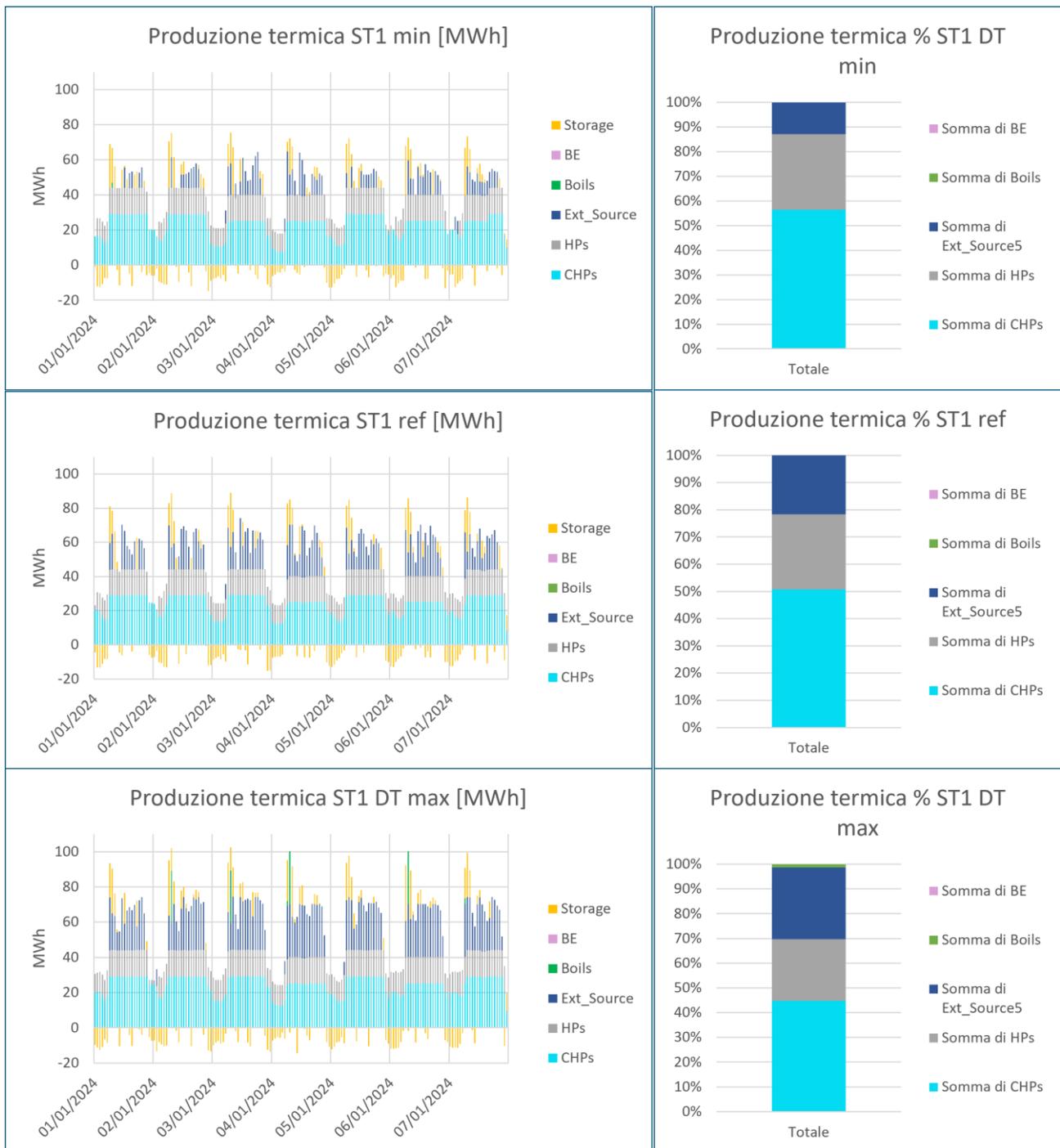


Figura 42: Confronto scenari min, ref, max sulla DT in ST1

La diminuzione della domanda termica comporta parallelamente una diminuzione sia dei costi che dei ricavi: infatti, sono necessari meno combustibile e meno acquisto di calore dalla sorgente esterna, ma è minore anche il calore venduto. Viceversa, quando la domanda termica aumenta, vi è un aumento sia dei costi che dei ricavi. Le variazioni dei costi e dei ricavi non sono però uguali alle variazioni della domanda termica, in quanto raccolgono diverse voci al loro interno. Ad esempio, se i ricavi derivanti dalla vendita del calore variano proporzionalmente alla domanda termica, la vendita di elettricità rimane invece molto simile, variando poco il comportamento degli asset

produttori e consumatori di energia elettrica. Ugualmente, tra le voci di costo, le spese per gas e CO2 rimangono simili, mentre variano molto i costi d'acquisto del calore da plant3. Per questi motivi, la variazione finale del MOL non è lineare e non è prevedibile, e si osserva un aumento dei profitti assoluti nello scenario minimo e una diminuzione nello scenario massimo. Andando a considerare il MOL specifico (€/MWh_t), si hanno variazioni molto importanti dell'ordine del 18%; si osserva che in ST1 il MOL specifico diminuisce all'aumentare della domanda termica. Questa tendenza si può spiegare con il fatto che, per soddisfare un fabbisogno più elevato, è necessario attivare asset con costi di produzione superiori, quali sono per questa settimana plant3 e i boiler. Quindi, mentre i ricavi dalla vendita di calore ed elettricità mantengono lo stesso prezzo in €/MWh, indipendentemente dal valore assoluto del calore e dell'elettricità venduti, i costi di produzione non sono in genere costanti, ma sono curve "a scaglioni", che aumentano in corrispondenza di alcune soglie di domanda termica.

ST1	Var Dom. termica	Var Costi	Var Ricavi	Var MOL	Var MOL specifico
Min	-15%	-11%	-10%	+1%	+19%
Max	+15%	+10%	+9%	-5%	-17%

Tabella 4: Confronti economici tra min, ref, max sulla DT in ST1

In ST2 si osserva per lo scenario minimo un massiccio acquisto di calore da plant3, pari al 55% di tutta la domanda. È la soluzione preferibile in quanto la domanda molto bassa non sempre permette l'accensione delle HP (che possono fornire solo l'utenza 1) e i prezzi elettrici sfavorevoli rendono sconveniente l'accensione dei soli CHP. Si verifica un acquisto superiore di elettricità da rete rispetto agli altri scenari, in quanto la produzione molto bassa da CHP non è sempre in grado di soddisfare il fabbisogno degli ausiliari. Quando la domanda sale, è possibile attivare HP, così una quota dell'elettricità prodotta dai CHP viene autoconsumata e si risente meno delle oscillazioni dei prezzi elettrici. Nello scenario massimo, permane un contributo di CHP+HP che copre oltre il 60% della domanda, mentre il rimanente è coperto da plant3 e i boiler, attivati alla capacità massima così che il calore in eccesso possa essere accumulato e venduto in seguito. I boiler si attivano in quei momenti in cui la produzione di CHP+HP è già al massimo, o quando i prezzi elettrici sono molto bassi. Il profilo di domanda termica più frastagliato e meno regolare di questa settimana rende necessario l'utilizzo di asset flessibili come i boiler e la sorgente esterna, poiché CHP e HP non potrebbero inseguire il fabbisogno con tempestività a causa dei limiti sui tempi operativi e di spegnimento. In alcuni casi, i boiler vengono attivati anche quando la sorgente esterna non ha ancora saturato la sua capacità massima: questo succede in quanto la soluzione non è riuscita a raggiungere la convergenza, fermandosi a un gap di ottimalità di circa il 3%. La soluzione ottenuta risulta in questo caso subottima. Tuttavia, la sub-ottimalità non inficia il base load coperto da CHP+HP, ma impatta

sulla gestione del carico di picco, che può essere eventualmente modificata dall'operatore nel momento della schedulazione, qualora siano evidenti alcune possibili migliorie.

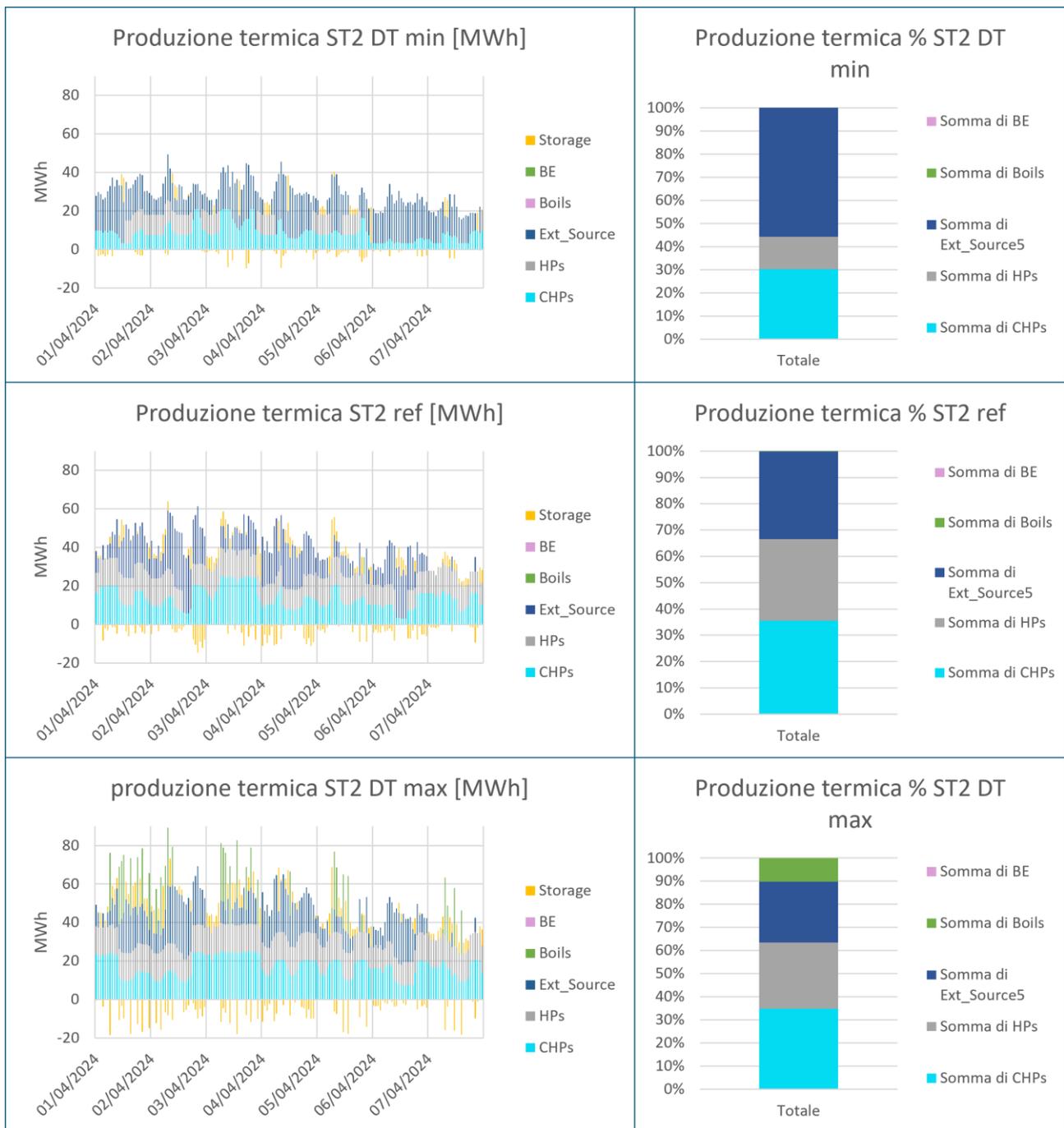


Figura 43: Confronto scenari min, ref, max sulla DT in ST2

In ST2, i ricavi dalla vendita di elettricità incidono per meno del 30% sui ricavi totali, dunque la variazione sui ricavi segue molto quello che accade ai ricavi sulla vendita di calore, i quali variano proporzionalmente alla domanda. Nello scenario massimo, l'aumento del MOL è meno della metà dell'aumento sulla domanda termica, e il MOL specifico diminuisce: questo è in parte dovuto alla sub-ottimalità della soluzione, in parte al profilo di domanda molto irregolare e ai prezzi elettrici molto altalenanti che

obbligano talvolta a ricorrere ad asset molto flessibili come i boiler, che però sono meno convenienti.

ST2	Var Dom. termica	Var Costi	Var Ricavi	Var MOL	Var MOL specifico
Min	-27%	-27%	-27%	-28%	-2%
Max	+27%	+31%	+28%	+12%	-12%

Tabella 5: Confronti economici tra min, ref, max sulla DT in ST2

Per ST3, la ricerca di una strategia ottimale di dispacciamento è semplificata, e le possibilità sono abbastanza limitate, essendo HP1 e CHP_1_3 spenti. Quando la domanda è minima, i CHP sono sufficienti a soddisfarla, insieme agli accumuli. HP2 viene accesa solo l'ultimo giorno in un momento di grande abbassamento dei prezzi elettrici perché risulta preferibile autoconsumare l'elettricità piuttosto che venderla. Nello scenario massimo i CHP funzionano fino alla saturazione, si attiva con continuità anche HP2, ma poi unica possibilità per far fronte alla domanda più elevata è utilizzare molto i boiler, che contribuiscono per oltre il 20% alla produzione termica.

Nello scenario minimo, le variazioni dei costi e ricavi sono collegate tutte ai CHP, seguono circa le stesse percentuali di variazione della domanda. Poiché il MOL della ST3 di riferimento era molto basso, una variazione negativa del 50% sui ricavi, contro una del 47% nei costi si riflette in un -68% del MOL. Nello scenario massimo, l'utilizzo dei boiler fa crescere meno i costi (perché i boiler hanno un rendimento termico superiore rispetto ai CHP), ma fa crescere meno anche i ricavi, perché i boiler non partecipano al mercato elettrico. La variazione dei ricavi non è sufficiente a compensare l'aumento dei costi e il MOL diminuisce del 44% (facendo riferimento a un valore del MOL molto basso, anche qualche migliaio di euro ha un impatto significativo). Anche il MOL specifico diminuisce in entrambi i casi: nello scenario minimo perché non viene utilizzata HP2, nello scenario massimo perché l'utilizzo del boiler, anche se necessario, è essere meno conveniente rispetto ai CHP (e resta comunque preferibile rispetto all'acquisto di calore da plant3).

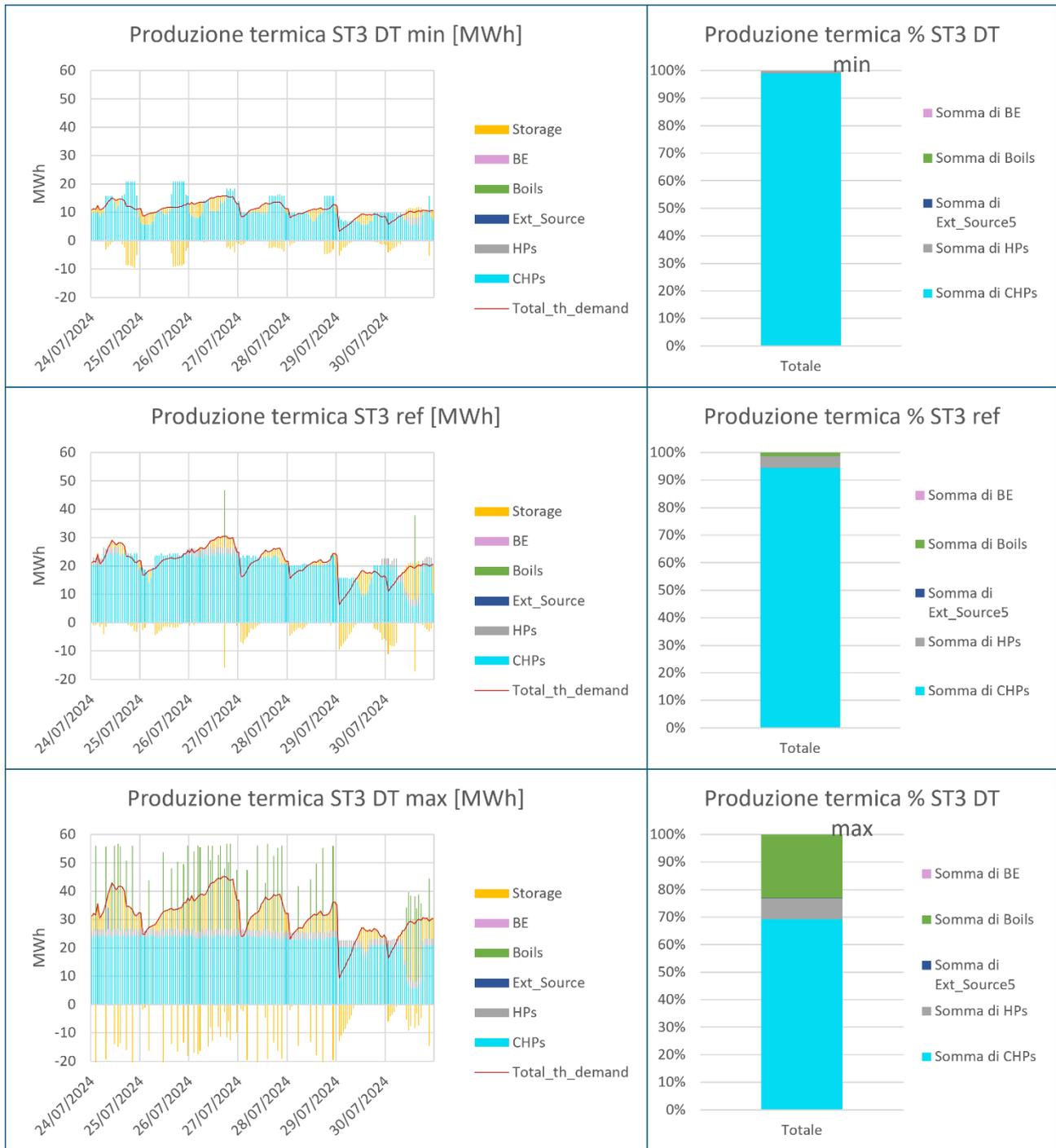


Figura 44: Confronto scenari min, ref, max sulla DT in ST3

ST3	Var Dom. termica	Var Costi	Var Ricavi	Var MOL	Var MOL specifico
Min	-48%	-47%	-50%	-68%	-39%
Max	+48%	+23%	+14%	-44%	-62%

Tabella 6: Confronti economici tra min, ref, max sulla DT in ST3

ST4 presenta una situazione molto simile a ST3: nello scenario minimo sono sufficienti i CHP, in quello massimo si accende a regime anche HP2, ed è necessario accendere i boiler quando i CHP+HP2 vengono saturati.

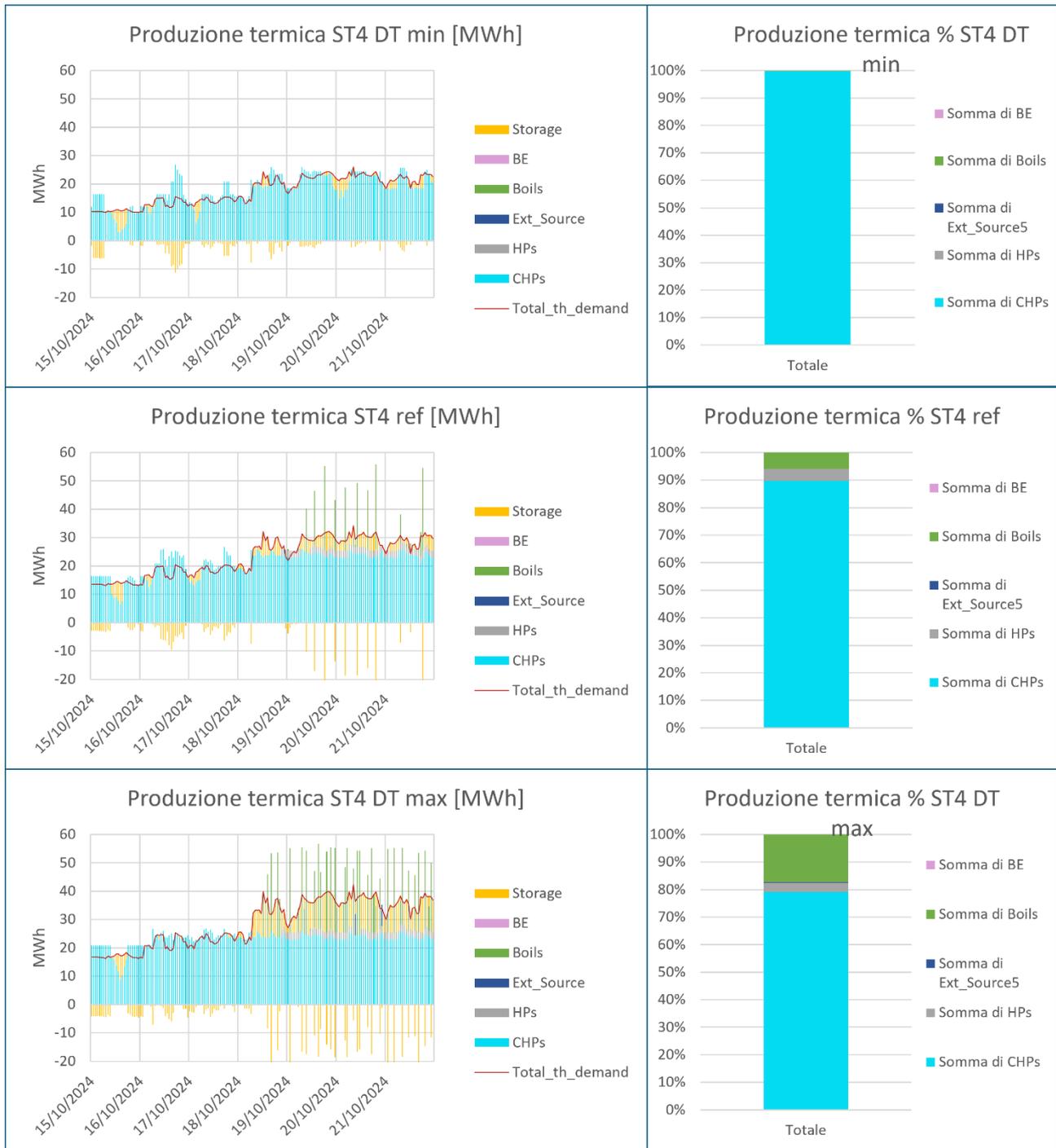


Figura 45: Confronto scenari min, ref, max sulla DT in ST4

Nello scenario minimo i costi diminuiscono, ma in misura minore rispetto alla diminuzione della domanda, in quanto il fatto di non utilizzare HP e boiler abbassa l'efficienza termica e richiede un consumo superiore di combustibile. Anche i ricavi diminuiscono, ma in misura minore rispetto alla DT, perché il fatto di non usare HP permette di vendere tutta l'elettricità autoprodotta (a meno di quella degli ausiliari) e aumentare in proporzione i ricavi elettrici. Nello scenario massimo i costi aumentano meno del 24% perché aumenta la produzione dei boiler che sono più efficienti termicamente rispetto ai CHP; anche i ricavi aumentano meno del 24%, perché i boiler

non producono elettricità. Il MOL specifico diminuisce all'aumentare della domanda perché, saturati CHP e HP2, bisogna usare i boiler in misura sempre più importante, ma questi hanno costi di produzione maggiori, che diminuiscono il MOL specifico.

ST4	Var Dom. termica	Var Costi	Var Ricavi	Var MOL	Var MOL specifico
Min	-24%	-16%	-16%	-17%	+10%
Max	+24%	+15%	+13%	+9%	-12%

Tabella 7: Confronti economici tra min, ref, max sulla DT in ST4

7.2 Scenario “flessibile” sulla domanda termica

Si riportano in Figura 46, Figura 48, Figura 50, Figura 52, i profili di domanda termica per le ST elaborati dallo scenario “flessibile”, insieme alla corrispondente domanda vera (di riferimento) e i profili limite minimo e massimo.

Le soluzioni di dispacciamento per scenario deterministico e rispettivo scenario flessibile sono confrontate in Figura 47, Figura 49, Figura 51, Figura 53.

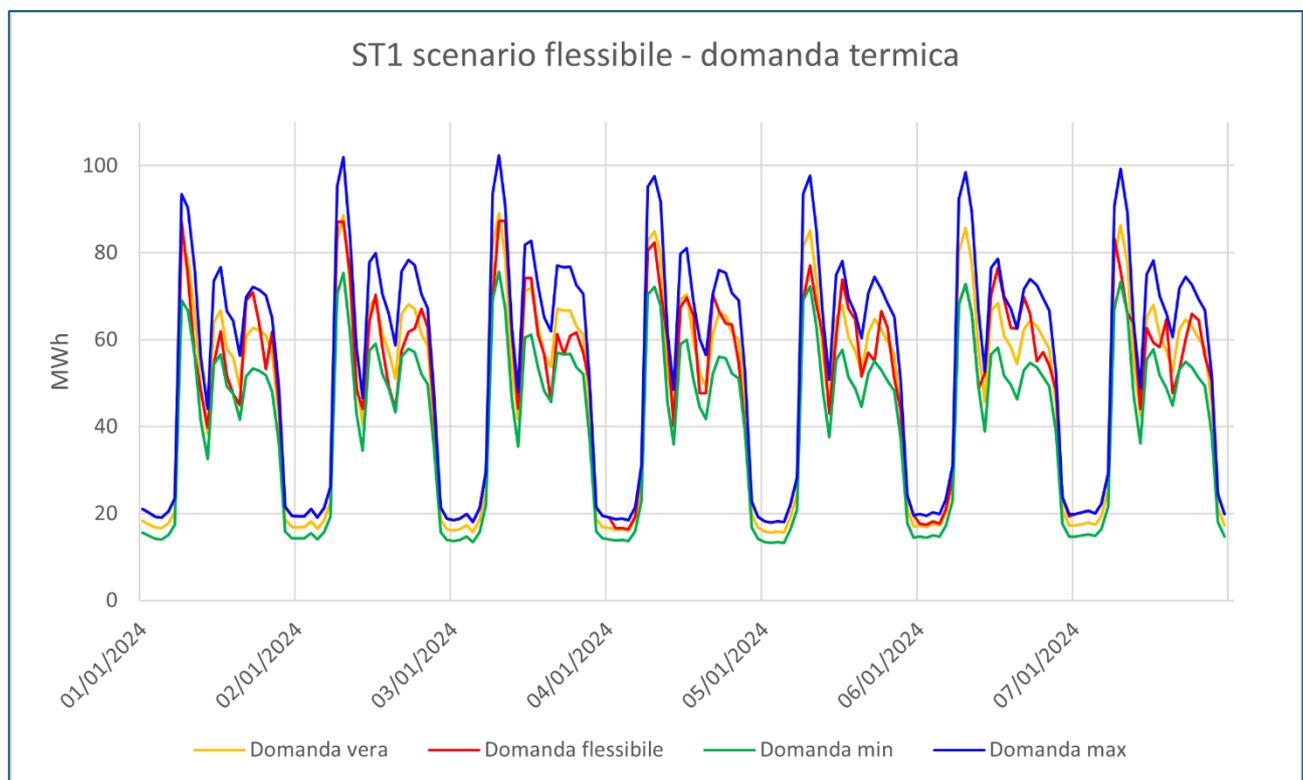


Figura 46: Domanda termica assegnata dallo scenario flessibile in ST1

Nel profilo di domanda termica elaborato dallo scenario flessibile per ST1 si ritrovano ancora i tre picchi giornalieri, e c'è molta similitudine con il profilo di domanda vera. Durante il giorno il profilo flessibile si colloca ugualmente nei pressi del massimo, del

minimo, o a metà tra i due, e non si osserva una particolare tendenza a ridurre la domanda nei picchi più alti, mentre durante la notte tende sistematicamente ad adagiarsi sul limite massimo di domanda termica.

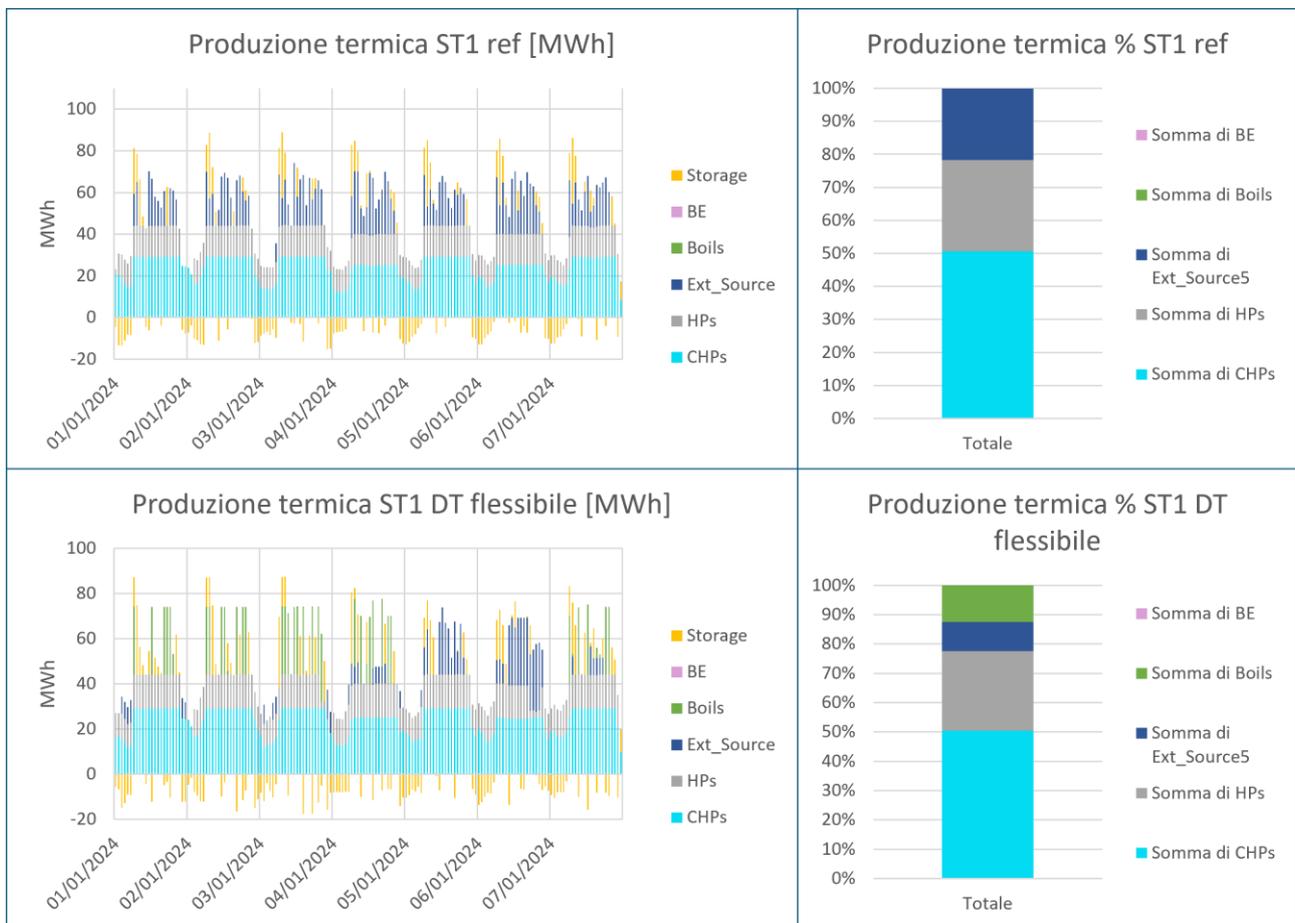


Figura 47: Confronto scenari ref e flessibile sulla DT in ST1

La soluzione di dispacciamento mantiene sostanzialmente il base load, con le stesse percentuali di copertura della domanda da parte di CHP e HP. L'unica differenza si ritrova nella copertura del carico di picco, che la soluzione flessibile sceglie di effettuare in parte con i boiler, diminuendo l'acquisto di calore da plant3. I costi di produzione di boiler e sorgente esterna sono però molto simili, e le due soluzioni risultano equivalenti entro il gap di ottimalità dell'1%.

Lo scenario flessibile punta ad essere migliorativo rispetto al deterministico, tuttavia in ST1 si registra una piccola diminuzione del MOL, pari all'1%, ma accettabile all'interno del gap di ottimalità.

Variatione MOL scenario flessibile ST1: -1%

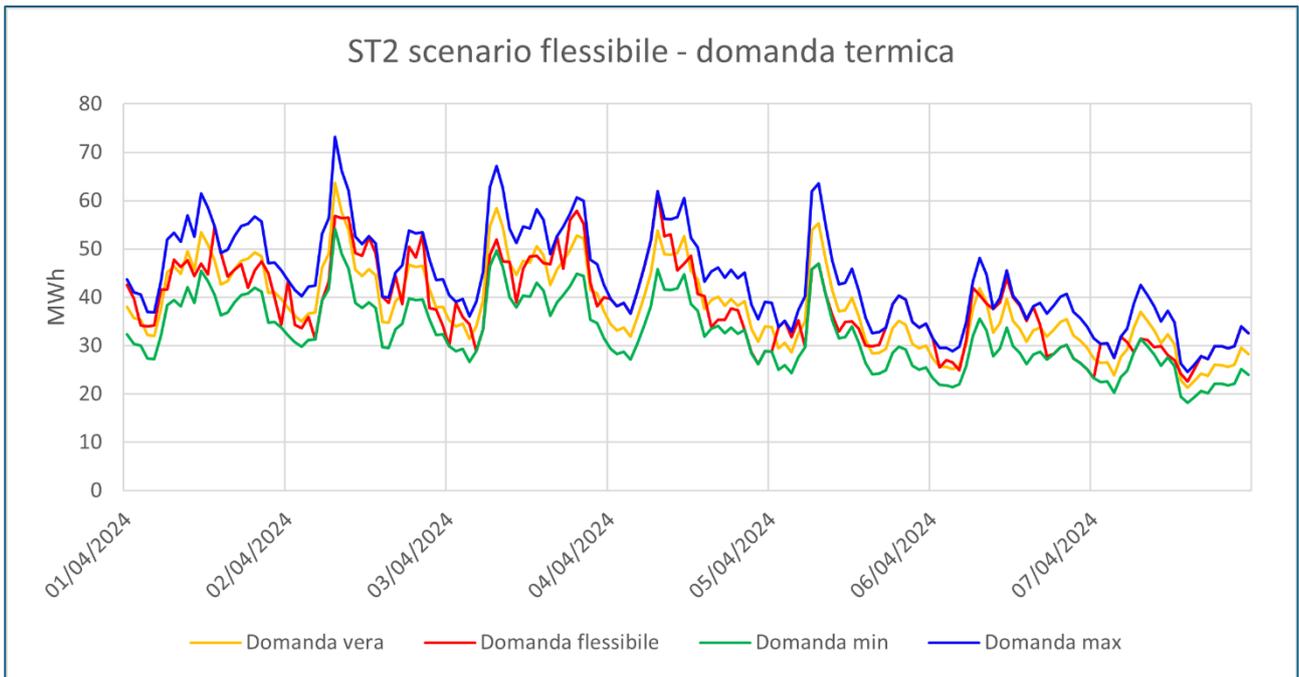


Figura 48: Domanda termica assegnata dallo scenario flessibile in ST2

Anche la forma del profilo flessibile in ST2 non è molto diversa da quella della domanda vera, e non si individuano trend in cui il profilo flessibile ricalchi sistematicamente il massimo o il minimo valore consentito.

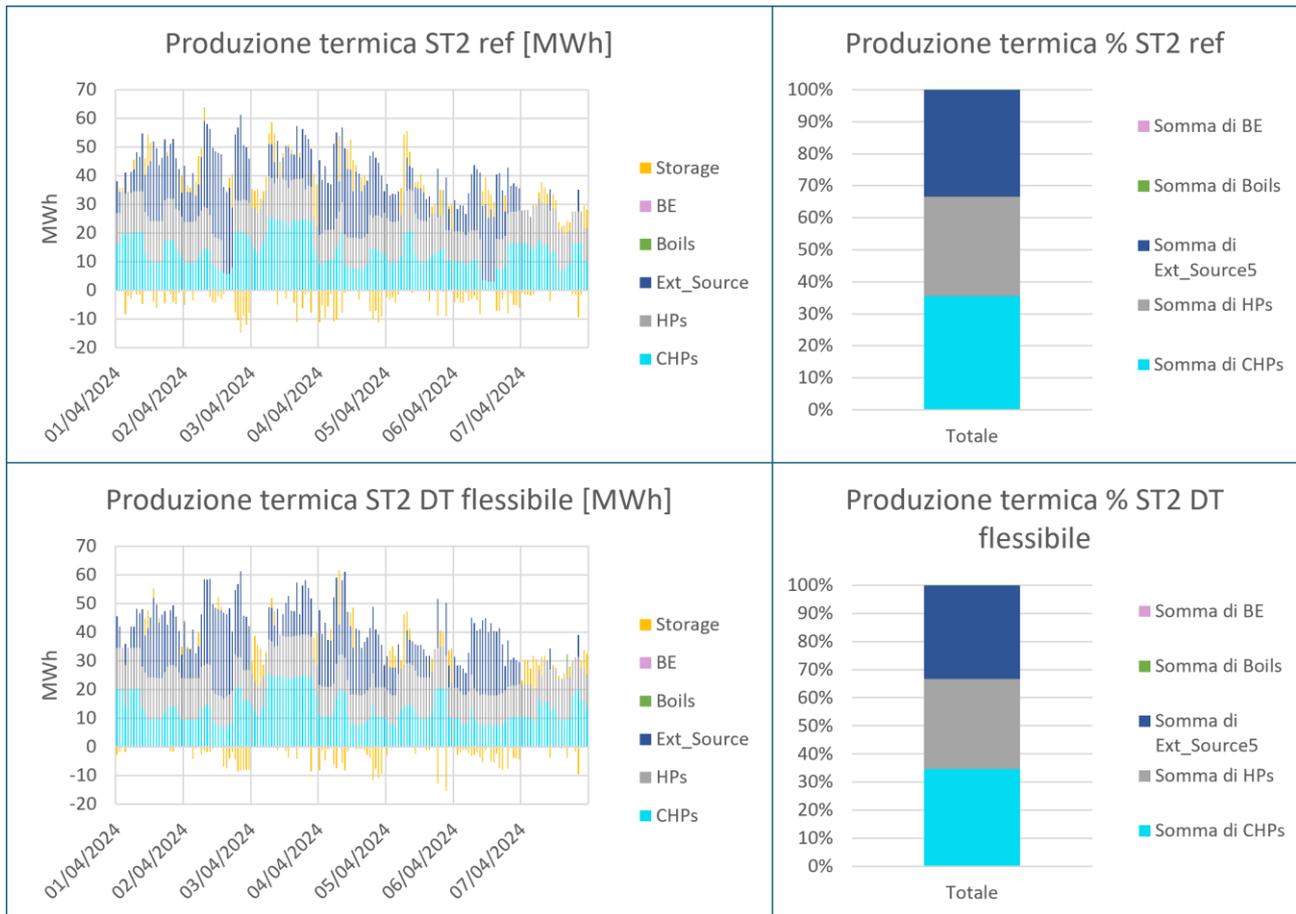


Figura 49: Confronto scenari ref e flessibile sulla DT in ST2

Anche in questo caso, il dispacciamento è poco variabile tra scenario flessibile e deterministico, e le quote di ripartizione della produzione termica tra CHP, HP e sorgente esterna hanno variazioni trascurabili. I profili di produzione di CHP e HP rimangono molto simili, con due unici momenti in cui si osserva che la soluzione flessibile mantiene accese le HP che invece venivano spente per dei brevi intervalli nello scenario deterministico. Da un punto di vista applicativo, mantenere accese le HP con continuità è una soluzione preferibile, perché non è necessario effettuare manovre di accensione e spegnimento, che possono essere onerose.

Il MOL registra con lo scenario flessibile un aumento del 3%, valore positivo ma ancora poco significativo.

Variazione MOL scenario flessibile ST2: +3%

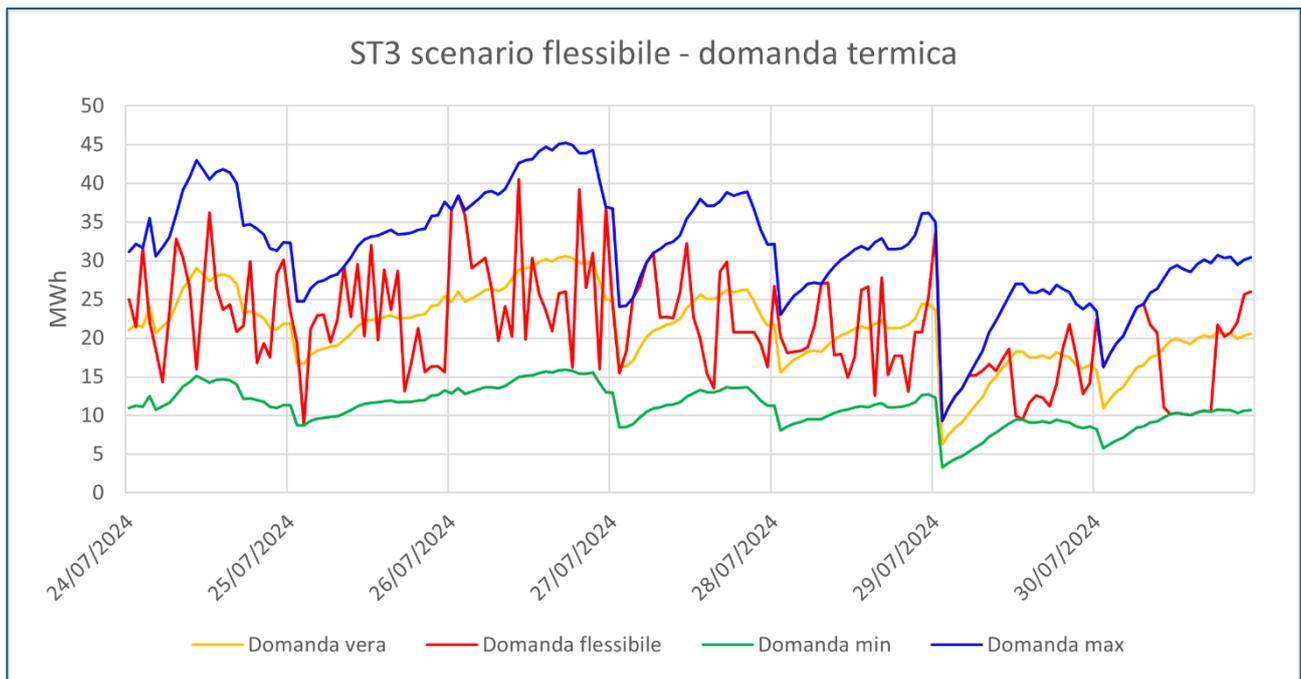


Figura 50: Domanda termica assegnata dallo scenario flessibile in ST3

In ST3 si osserva invece un profilo di domanda elaborato dallo scenario flessibile che si discosta molto da quello originale, in quanto molto frastagliato, con ampie e veloci oscillazioni tra limite minimo e massimo. In questo caso, il grande intervallo di variabilità consentito e il profilo abbastanza regolare e poco pendente della domanda deterministica non riescono a costringere il profilo flessibile entro una forma ben definita, come invece accadeva nelle ST1 e 2. Lo scenario flessibile stabilisce i valori di domanda termica con forti oscillazioni, comportando così un problema di applicabilità reale della soluzione, in quanto sorgono grandi difficoltà di regolazione della rete a seguito di una fornitura così fluttuante.

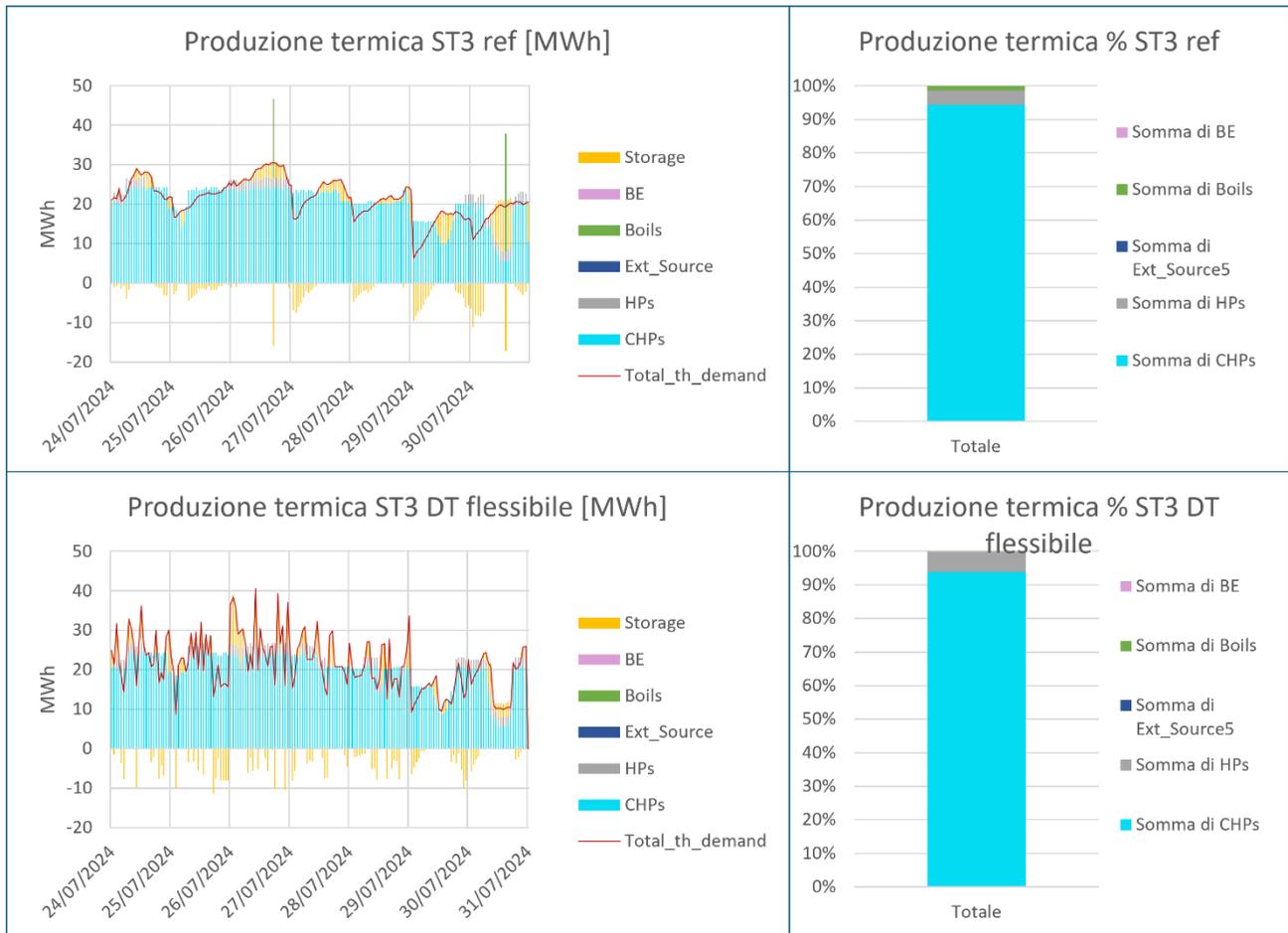


Figura 51: Confronto scenari ref e flessibile sulla DT in ST3

Il dispacciamento della soluzione flessibile incrementa del 45% la produzione termica di HP2, tuttavia l'impatto sulla produzione termica totale è pari a qualche punto percentuale. Grazie alla gestione efficiente degli accumuli e alla modifica della domanda, la soluzione flessibile non necessita dell'accensione dei boiler. Inoltre, la domanda termica viene diminuita nei due momenti a fine settimana con prezzi elettrici molto bassi, così da poter limitare al minimo la produzione da CHP, senza fare ricorso ai boiler.

La gestione diversa di HP2 e dei boiler permessa dallo scenario flessibile porta a un aumento del 7% del MOL. Purtroppo però, questa soluzione non risulta applicabile, a causa delle elevate fluttuazioni sul profilo di domanda, che rendono preferibile un profilo più regolare come quello deterministico.

Variazione MOL scenario flessibile ST3: +7%

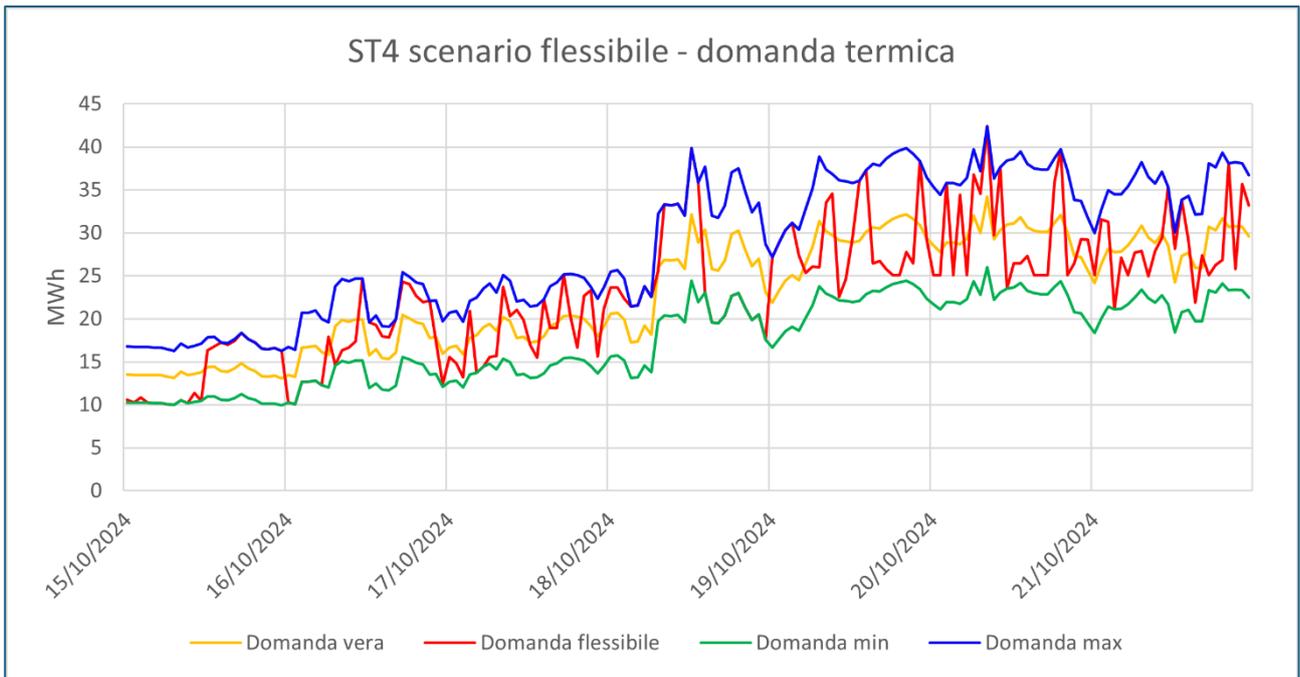


Figura 52: Domanda termica assegnata dallo scenario flessibile in ST4

Anche in ST4 si ritrova una curva di domanda assegnata nello scenario flessibile più frastagliata rispetto all'originale, ponendo gli stessi problemi di applicabilità della soluzione già discussi per ST3.

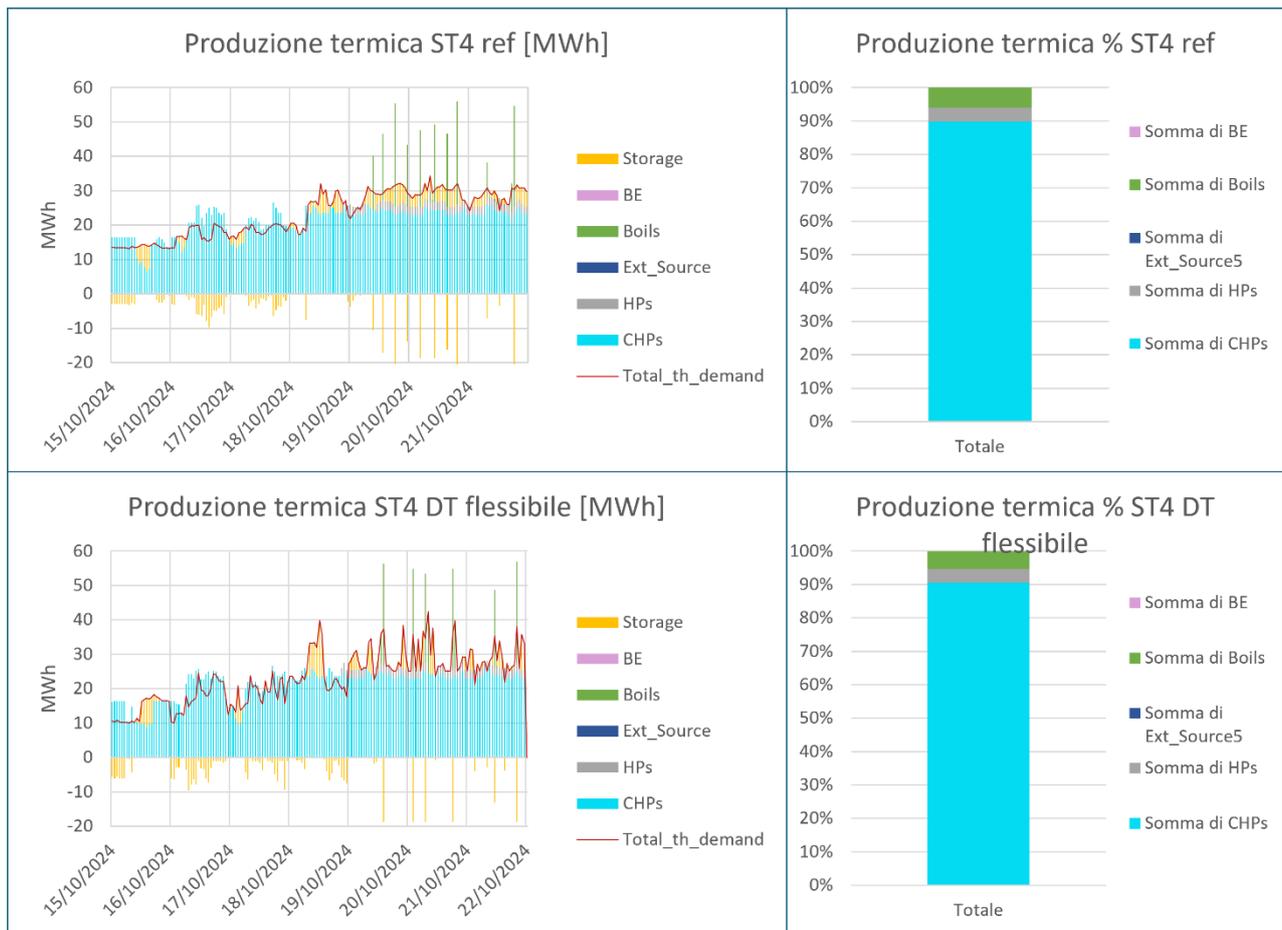


Figura 53: Confronto scenari ref e flessibile sulla DT in ST4

Nonostante la modifica del profilo di domanda, le modalità di dispacciamento rimangono le stesse rispetto alla soluzione deterministica, con la stessa ripartizione percentuale tra gli asset della produzione termica; inoltre non si riesce a evitare il ricorso ai boiler.

Il MOL aumenta dell'1%, valore trascurabile e non distinguibile da una variazione della soluzione possibile entro il gap di ottimalità.

Variatione MOL scenario flessibile ST4: +1%

7.3 Scenari “minimo” e “massimo” sui prezzi elettrici

A seguito di una variazione del 10% applicata ai prezzi elettrici di vendita e d'acquisto, si confrontano per ST1,2,3,4 in Figura 54, Figura 55, Figura 56, Figura 57, le soluzioni di dispacciamento per gli scenari minimo e massimo, rispetto allo scenario di riferimento.

Le variazioni % sulla produzione termica da HP e CHP, sui costi, sui ricavi elettrici e sul MOL rispetto allo scenario di riferimento sono calcolate per le varie ST in Tabella

8, Tabella 9, Tabella 10, Tabella 11. Si sono considerate le variazioni sui ricavi elettrici e non le variazioni sui ricavi complessivi in quanto, rimanendo invariata la domanda termica, i ricavi dalla vendita di calore rimangono in valore assoluto gli stessi in tutti e tre gli scenari, mentre i ricavi da TEE incidono in misura trascurabile sui ricavi complessivi, e una loro eventuale piccola variazione non sarebbe apprezzabile.

Guardando a ST1, si osserva che nello scenario minimo la produzione da CHP diminuisce significativamente, e aumenta il ricorso a boiler e alla sorgente esterna.

Nello scenario massimo la copertura del base load da CHP+HP rimane all'incirca la stessa, ma sono diversamente distribuite le quote di produzione tra CHP e HP. La produzione da CHP aumenta, poiché si cerca di produrre più elettricità possibile per venderla, mentre la produzione da HP diminuisce, perché si preferisce vendere l'elettricità piuttosto che autoconsumarla. Il carico di picco è ripartito tra sorgente esterna e boiler, che di giorno hanno costi marginali molto simili, e dunque la scelta tra uno e l'altro risulta equivalente all'interno del gap di ottimalità.



Figura 54: Confronto scenari min, ref, max sui PE in ST1

Nello scenario minimo, i costi diminuiscono lievemente, perché usare maggiormente i boiler e meno i CHP permette di risparmiare combustibile, a parità di calore prodotto, dal momento che il rendimento termico dei boiler è molto superiore. I ricavi elettrici diminuiscono molto: ciò è in parte legato alla diminuzione dei prezzi, e in parte al diverso dispacciamento con una produzione ridotta da CHP. Le variazioni su costi e ricavi vengono molto amplificate nella variazione finale del MOL, che diminuisce del 64%. Infatti, partendo da un valore del MOL piccolo se confrontato con l'entità di costi e ricavi (MOL di circa 68 mila €, costi e ricavi dell'ordine dei 900 mila €), una

variazione del 22% nei ricavi risulta molto più impattante a livello percentuale nel MOL.

Nello scenario massimo, l'aumento di produzione termica da CHP e la diminuzione di quella da HP fanno aumentare i costi di combustibile, ma fa aumentare in misura maggiore i ricavi, così che l'effetto sul MOL è quello di un aumento del 52%.

ST1	Var Prod. HP	Var Prod. CHP	Var Costi	Var Ricavi Elettrici	Var MOL
Min	-3%	-10%	-5%	-22%	-64%
Max	-20%	+8%	+8%	+25%	+52%

Tabella 8: Confronti economici tra min, ref, max sui PE in ST1

In ST2 si verifica qualcosa di molto simile a ST1: la quota del base load da CHP+HP rimane la stessa, ma è ripartita diversamente tra CHP e HP. Lo scenario minimo diminuisce la produzione da CHP e aumenta la produzione di HP, perché un maggiore autoconsumo di elettricità permette di risentire meno della diminuzione dei prezzi elettrici del mercato. Lo scenario massimo sceglie di nuovo di ridurre la produzione da HP e aumentare quella da CHP, così da poter vendere maggiore energia elettrica sul mercato.

Nello scenario minimo, i costi diminuiscono in piccola percentuale mentre i ricavi diminuiscono in maniera molto più importante. La diminuzione del MOL (-14%) è però meno importante rispetto a ST1: in prima battuta questo è dovuto al fatto che si partiva da un valore assoluto del MOL più elevato, anche in proporzione ai valori di costi e ricavi (MOL di circa 100 mila €, costi e ricavi dell'ordine di 550 mila €); in seconda battuta perché i ricavi elettrici hanno un peso minore in ST2, in quanto è maggiore l'acquisto di calore dalla sorgente esterna (oltre il 30% della produzione termica totale), il quale non coinvolge il mercato elettrico. Nello scenario massimo, per i motivi già citati, anche se i ricavi elettrici aumentano del 32%, la crescita del MOL si ferma al 17%.

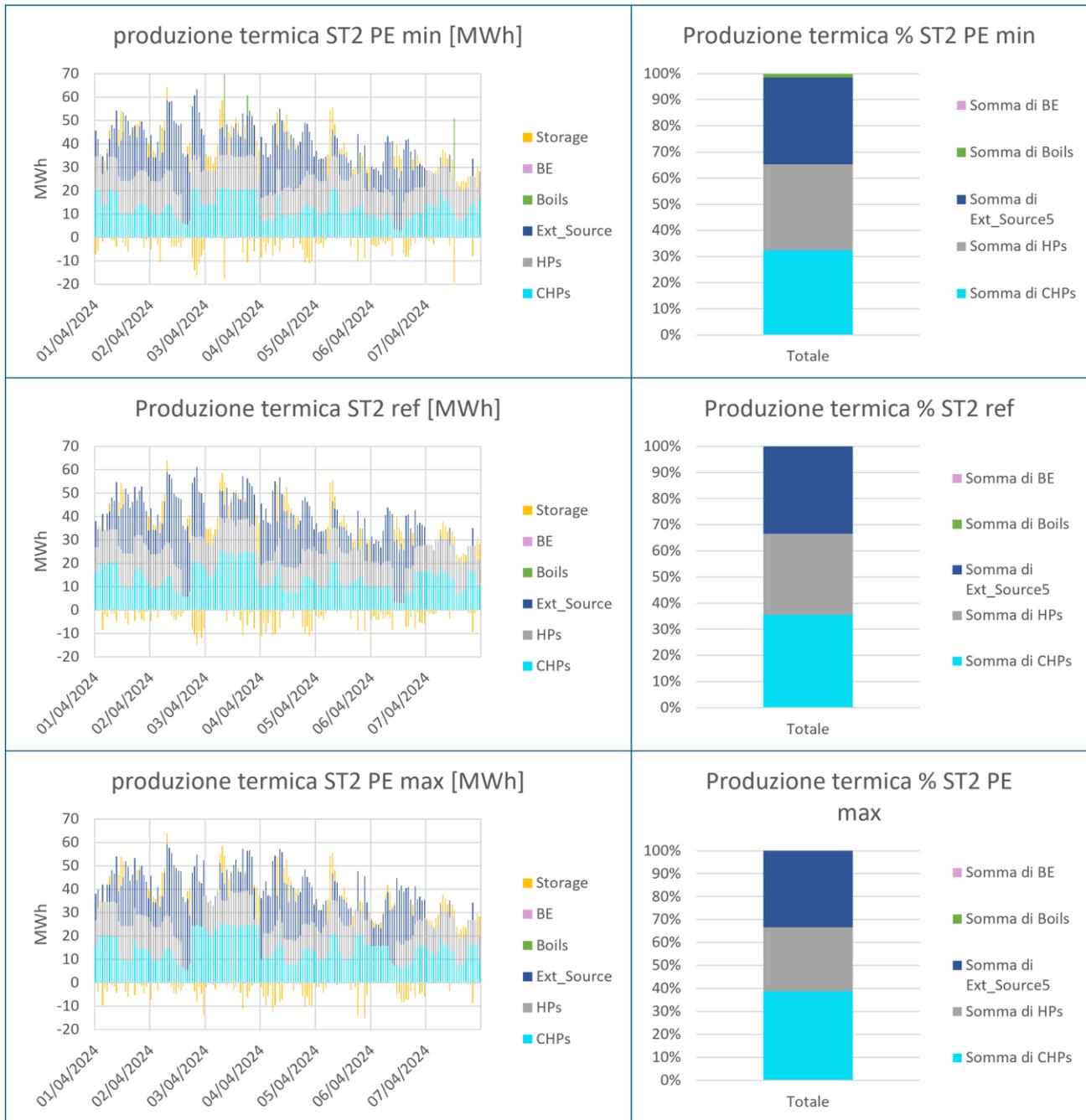


Figura 55: Confronto scenari min, ref, max sui PE in ST2

ST2	Var HP	Prod. Var CHP	Prod. Var Costi	Var Ricavi Elettrici	Var MOL
Min	+6%	-8%	-5%	-26%	-14%
Max	-10%	+9%	+7%	+32%	+17%

Tabella 9: Confronti economici tra min, ref, max sui PE in ST2

Anche in ST3 si osservano le stesse variazioni qualitative nella strategia di dispacciamento: la produzione da HP viene aumentata nello scenario minimo e diminuita nello scenario massimo, mentre il contrario avviene con i CHP, i quali producono di meno rispetto allo scenario di riferimento quando i prezzi elettrici sono più bassi, e producono di più quando i prezzi elettrici aumentano. Essendo HP2

utilizzata per poche ore nello scenario di riferimento, c'è molto margine di manovra per aumentarne e diminuirne la produzione, per questo si registra una diminuzione del 116% nello scenario minimo.

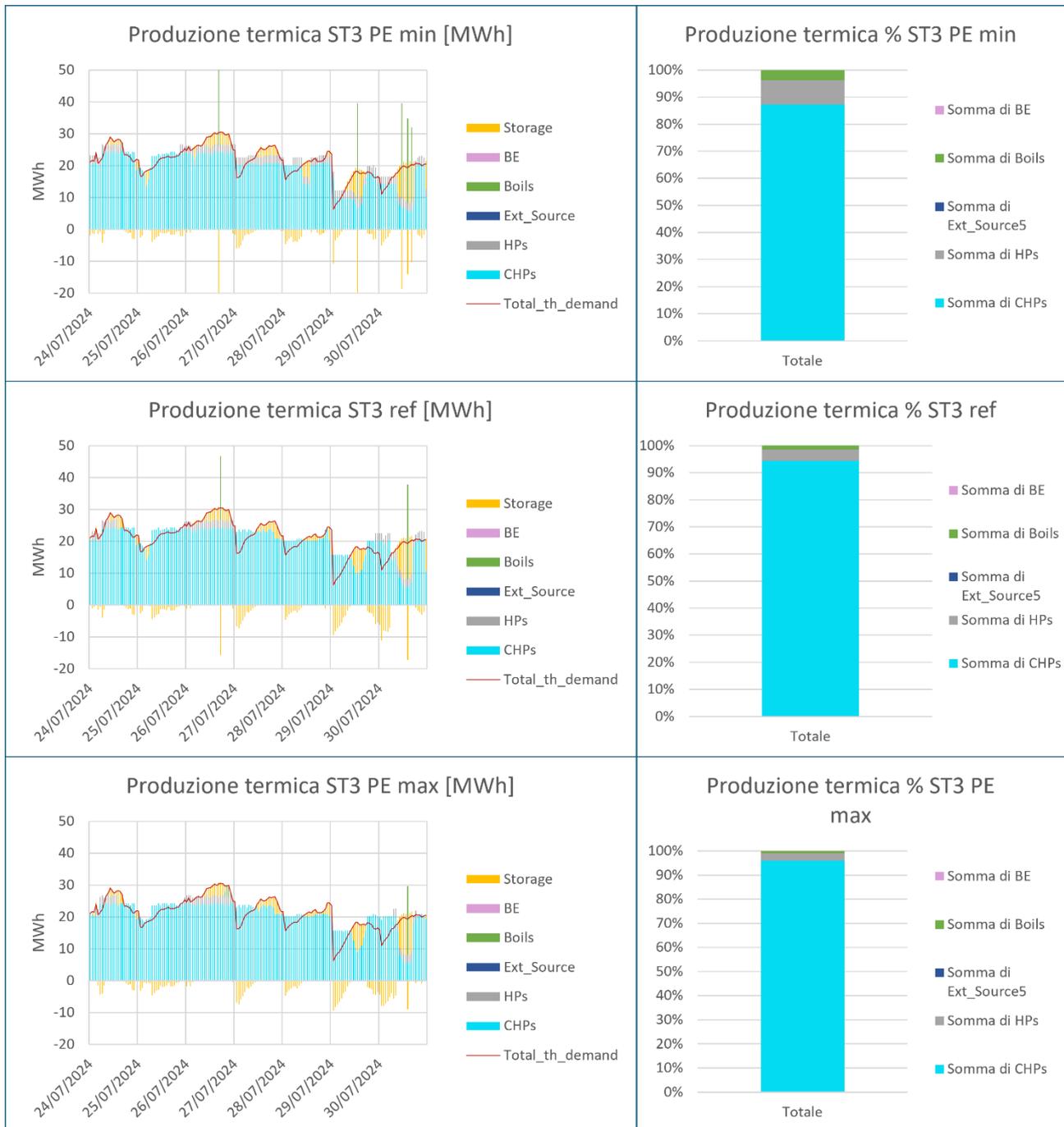


Figura 56: Confronto scenari min, ref, max sui PE in ST3

Essendo che quasi tutta la produzione viene effettuata tramite CHP, e l'assorbimento di elettricità da parte di HP2 è piccolo rispetto a quello di HP1 (che è spenta), le variazioni sui ricavi elettrici ricalcano abbastanza le variazioni sui prezzi, avvicinandosi di più alla percentuale del 10% rispetto alle settimane precedenti. Il MOL, che era in valore assoluto il minore tra tutte le settimane, e piccolo rispetto ai

valori di costi e ricavi (32 mila € contro costi e ricavi intorno ai 600 mila €), ha variazioni positive e negative che superano il 100%.

ST3	Var Prod. HP	Var Prod. CHP	Var Costi	Var Ricavi Elettrici	Var MOL
Min	+116%	-6%	-6%	-17%	-125%
Max	-26%	+2%	+2%	+12%	+132%

Tabella 10: Confronti economici tra min, ref, max sui PE in ST3

Infine, in ST4 si osserva un dispacciamento quasi invariato nei tre scenari in quanto, per soddisfare la domanda soprattutto a fine settimana, i CHP+HP devono arrivare a saturazione, e non è possibile modificare in maniera significativa la produzione, dove l'unica opzione sarebbe aumentare il contributo dei boiler, operazione che rimane comunque sconveniente rispetto all'utilizzo di CHP+HP, nonostante l'abbassamento dei prezzi nello scenario minimo. HP2, che si attiva solo nella seconda metà della settimana, quando la domanda cresce, rappresenta comunque un contributo esiguo alla produzione termica, inferiore al 5%. Quindi, anche se si registra nello scenario massimo una diminuzione del 26% della produzione da HP, l'impatto sulla produzione termica totale è comunque trascurabile. La produzione da CHP, necessaria a soddisfare la domanda termica e unica soluzione possibile diversa dai boiler, non varia.

Per questi motivi non si osservano sostanziali variazioni nei costi, e le variazioni sui ricavi elettrici corrispondono al 10%, ovvero all'aumento/diminuzione dei prezzi. Essendo in ST4 i ricavi elettrici la voce di ricavo più importante (oltre il 70%) e grande in valore assoluto (circa 640 mila € di ricavi elettrici, con un MOL di riferimento di circa 245 mila €), e rimanendo invariate le altre voci di costo e ricavo, una variazione del 10% sui ricavi elettrici si riporta come una variazione del 26% nel MOL.

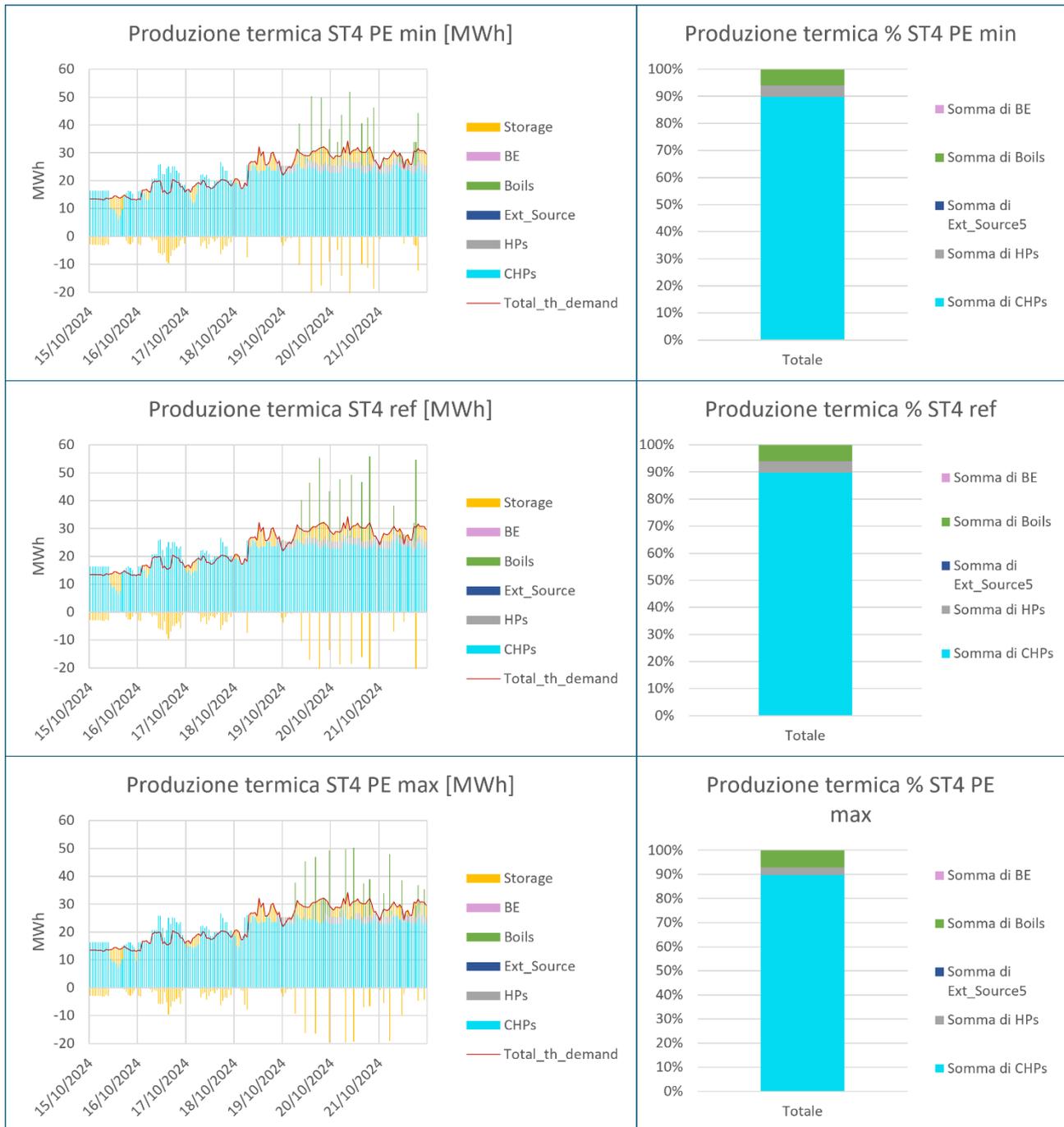


Figura 57: Confronto scenari min, ref, max sui PE in ST4

ST4	Var HP	Prod.	Var CHP	Prod.	Var Costi	Var Ricavi Elettrici	Var MOL
Min	0%	0%	0%	0%	-0.4%	-10%	-26%
Max	-28%	0%	0%	0%	+1%	+10%	+26%

Tabella 11: Confronti economici tra min, ref, max sui PE in ST4

7.4 Dati di dettaglio degli scenari calcolati nell'analisi

Si allegano Tabella 12, Tabella 13, Tabella 14, Tabella 15, Tabella 16, Tabella 17, Tabella 18, Tabella 19, contenenti per le ST i valori assoluti di MOL, calore totale fornito, MOL specifico, costi, ricavi, produzione termica da HP, da CHP e da sorgente esterna, utilizzati per calcolare le variazioni presentate durante l'analisi degli scenari variati sulla domanda termica.

Si riportano inoltre in Tabella 20, Tabella 21, Tabella 22, Tabella 23 le ripartizioni percentuali tra le diverse voci di costo e ricavo per gli scenari minimo, di riferimento, massimo e flessibile sulla DT.

I valori di MOL, calore totale fornito, MOL specifico, costi, ricavi elettrici, produzione termica da HP, da CHP e le ripartizioni percentuali tra le diverse voci di costo e ricavo per gli scenari variati sui prezzi elettrici sono riportati in Tabella 24, Tabella 25, Tabella 26, Tabella 27, Tabella 28, Tabella 29, Tabella 30, Tabella 31, Tabella 32, Tabella 33, Tabella 34.

Tablelle per gli scenari variati sulla domanda termica

MOL - DT	min	ref	max	flex
ST1	69,170 €	68,538 €	65,096 €	67,560 €
ST2	73,865 €	103,221 €	115,690 €	106,622 €
ST3	10,239 €	32,422 €	18,008 €	34,559 €
ST4	203,458 €	244,019 €	264,783 €	246,965 €

Tabella 12: MOL, scenari DT

Tot calore – DT [MWh]	min	ref	max	flex
ST1	6,823	8,027	9,231	8,027
ST2	4,685	6,418	8,151	6,418
ST3	1,865	3,586	5,308	3,586
ST4	2,954	3,887	4,820	3,887

Tabella 13: Totale calore fornito, scenari DT

MOL specifico – DT [€/MWh]	min	ref	max	flex
ST1	10.14 €	8.54 €	7.05 €	8.42 €
ST2	15.77 €	16.08 €	14.19 €	16.61 €
ST3	5.49 €	9.04 €	3.39 €	9.64 €
ST4	68.87 €	62.78 €	54.94 €	63.54 €

Tabella 14: MOL specifico, scenari DT

COSTI - DT	min	ref	max	flex
ST1	758,987 €	851,013 €	933,814 €	853,456 €
ST2	346,077 €	475,747 €	623,215 €	469,624 €

ST3	322,240 €	605,448 €	742,033 €	599,070 €
ST4	544,990 €	647,864 €	746,911 €	653,349 €

Tabella 15: Costi, scenari DT

RICAVI - DT	min	ref	max	flex
ST1	828,157 €	919,551 €	998,910 €	921,016 €
ST2	419,942 €	578,968 €	738,905 €	576,246 €
ST3	332,479 €	637,870 €	760,041 €	633,629 €
ST4	748,448 €	891,883 €	1,011,694 €	900,314 €

Tabella 16: Ricavi, scenari DT

Prod. HP – DT [MWh]	min	ref	max	flex
ST1	2,105.12	2,225.57	2,300.75	2,179.71
ST2	658.49	2,015.96	2,352.64	2,083.37
ST3	19.63	152.31	404.31	221.66
ST4	-	170.40	160.80	160.80

Tabella 17: produzione termica da HP, scenari DT

Prod. CHP – DT [MWh]	min	ref	max	flex
ST1	3,862.63	4,082.62	4,154.21	4,071.56
ST2	1,410.64	2,300.93	2,869.39	2,262.86
ST3	1,864.14	3,422.10	3,714.96	3,397.33
ST4	3,029.77	3,545.12	3,873.15	3,585.72

Tabella 18: Produzione termica da CHP, scenari DT

Prod. Ext_source – DT [MWh]	min	ref	max	flex
ST1	878.73	1,749.19	2,685.24	794.92
ST2	2,616.04	2,156.51	2,156.51	2,156.51
ST3	-	-	7.50	-
ST4	-	-	15.00	-

Tabella 19: Produzione termica da sorgente esterna, scenari DT

ST1 - DT	min	ref	max	flex
Voci di costo				
Gas	62.8%	58.9%	55.2%	63.9%
CO2	28.0%	26.4%	24.7%	28.9%
Manutenzione	1.1%	1.0%	1.0%	1.0%
El. Rete	0.5%	0.1%	0%	0.2%

Acquisto da plant3	7.6%	13.7%	19.1%	6.0%
Voci di ricavo				
Vendita calore	50.1%	53.0%	56.2%	53.3%
Vendita elettricità	46.6%	43.9%	40.9%	43.6%
CB	3.3%	3.1%	2.9%	3.1%

Tabella 20: Ripartizione % di costi e ricavi, scenari DT ST1

ST2 - DT	min	ref	max	flex
Voci di costo				
Gas	46.4%	55.1%	58.0%	55.4%
CO2	21.8%	26.0%	28.0%	25.9%
Manutenzione	0.8%	1.1%	1.0%	1.1%
El. Rete	3.0%	0.9%	0.1%	0.5%
Acquisto da plant3	28.0%	16.9%	12.9%	17.2%
Voci di ricavo				
Vendita calore	69.3%	68.6%	68.5%	69.7%
Vendita elettricità	28.7%	28.8%	28.9%	27.6%
CB	2.0%	2.6%	2.6%	2.7%

Tabella 21: Ripartizione % di costi e ricavi, scenari DT ST2

ST3-DT	min	ref	max	flex
Voci di costo				
Gas	67.9%	67.6%	67.4%	67.6%
CO2	30.9%	31.4%	31.6%	31.4%
Manutenzione	1.2%	1.0%	0.9%	1.0%
El. Rete	0%	0%	0%	0%
Acquisto da plant3	0%	0%	0%	0%

Voci di ricavo				
Vendita calore	29.6%	29.7%	36.8%	29.8%
Vendita elettricità	67.1%	67.3%	60.3%	67.1%
CB	3.3%	3.0%	2.9%	3.1%

Tabella 22: Ripartizione % di costi e ricavi, scenari DT ST3

ST4 - DT	min	ref	max	flex
Voci di costo				
Gas	66.4%	67.2%	67.4%	67.3%
CO2	31.3%	31.6%	31.6%	31.5%
Manutenzione	0.7%	0.8%	0.9%	0.9%
El. Rete	1.5%	0.4%	0%	0.4%
Acquisto da plant3	0%	0%	0.1%	0%
Voci di ricavo				
Vendita calore	23.7%	26.1%	28.5%	25.9%
Vendita elettricità	74.6%	71.9%	69.3%	72.0%
CB	1.7%	2.0%	2.2%	2.1%

Tabella 23: Ripartizione % di costi e ricavi, scenari DT ST4

Tabelle per gli scenari variati sui prezzi elettrici

MOL - PE	min	ref	max
ST1	24,569 €	68,538 €	104,263 €
ST2	88,613 €	103,221 €	120,523 €
ST3	- 8,157 €	32,422 €	75,236 €
ST4	180,568 €	244,019 €	306,786 €

Tabella 24: MOL, scenari PE

Tot calore - PE [MWh]	min	ref	max
ST1	8,027	8,027	8,027
ST2	6,418	6,418	6,418
ST3	3,586	3,586	3,586
ST4	3,887	3,887	3,887

Tabella 25: Totale calore fornito, scenari PE

MOL specifico - PE [€/MWh]	min	ref	max
ST1	3.06 €	8.54 €	12.99 €
ST2	13.81 €	16.08 €	18.78 €
ST3	-2.27 €	9.04 €	20.98 €
ST4	46.45 €	62.78 €	78.93 €

Tabella 26: MOL specifico, scenari PE

Costi - PE	min	ref	max
ST1	810,560 €	851,013 €	918,882 €
ST2	450,315 €	475,747 €	509,234 €
ST3	571,608 €	605,448 €	615,543 €
ST4	645,236 €	647,864 €	652,948 €

Tabella 27: Costi, scenari PE

Ricavi elettrici- PE	min	ref	max
ST1	314,598 €	401,776 €	504,193 €
ST2	117,897 €	160,239 €	211,249 €
ST3	355,046 €	429,632 €	482,524 €
ST4	574,518 €	638,321 €	705,029 €

Tabella 28: Ricavi elettrici, scenari PE

Prod. HP - PE [MWh]	min	ref	max
ST1	2,157.70	2,225.57	1,780.21
ST2	2,129.51	2,015.96	1,815.21
ST3	328.39	152.31	113.47
ST4	170.40	170.40	122.40

Tabella 29: Produzione termica da HP, scenari PE

Prod. CHP - PE [MWh]	min	ref	max
ST1	3,666.69	4,082.62	4,392.48
ST2	2,108.59	2,300.93	2,504.01
ST3	3,199.86	3,422.10	3,477.69
ST4	3,544.99	3,545.12	3,545.82

Tabella 30: Produzione termica da CHP, scenari PE

ST1 - PE	min	ref	max
Voci di costo			
Gas	62.7%	58.9%	64.0%
CO2	28.3%	26.4%	29.0%

Manutenzione	1.0%	1.0%	0.9%
El. Rete	0.5%	0.1%	0.1%
Acquisto da plant3	7.4%	13.7%	5.9%
Voci di ricavo			
Vendita calore	58.4%	53.0%	47.8%
Vendita elettricità	38.3%	43.9%	49.4%
CB	3.2%	3.1%	2.8%

Tabella 31: Ripartizione % di costi e ricavi, scenari PE ST1

ST2 - PE	min	ref	max
Voci di costo			
Gas	54.6%	55.1%	55.9%
CO2	25.2%	26.0%	26.6%
Manutenzione	1.2%	1.1%	1.0%
El. Rete	1.0%	0.9%	0.6%
Acquisto da plant3	17.9%	16.9%	15.8%
Voci di ricavo			
Vendita calore	73.8%	68.6%	63.1%
Vendita elettricità	23.3%	28.8%	34.4%
CB	3.0%	2.6%	2.5%

Tabella 32: Ripartizione % di costi e ricavi, scenari PE ST2

ST3 - PE	min	ref	max
Voci di costo			
Gas	67.7%	67.6%	67.6%
CO2	31.2%	31.4%	31.4%
Manutenzione	1.1%	1.0%	1.0%
El. Rete	0%	0%	0%
Acquisto da plant3	0%	0%	0%
Voci di ricavo			
Vendita calore	33.6%	29.7%	27.4%

Vendita elettricità	62.9%	67.3%	69.8%
CB	3.5%	3.0%	2.9%

Tabella 33: Ripartizione % di costi e ricavi, scenari PE ST3

ST4 - PE	min	ref	max
Voci di costo			
Gas	67.5%	67.2%	67.1%
CO2	31.6%	31.6%	31.5%
Manutenzione	0.9%	0.8%	0.8%
El. Rete	0%	0.4%	0%
Acquisto da plant3	0%	0%	0%
Voci di ricavo			
Vendita calore	28.2%	26.1%	24.3%
Vendita elettricità	69.6%	71.9%	73.9%
CB	2.2%	2.0%	1.9%

Tabella 34: Ripartizione % di costi e ricavi, scenari PE ST4

Capitolo 8: Risultati finali dell'analisi

A seguito dell'analisi effettuata per i diversi scenari, perturbando gli input su domanda termica e prezzi elettrici, si procede a valutare la resilienza delle soluzioni iniziali, e dunque la bontà e robustezza dell'ottimizzazione fatta da EPM sul dispacciamento. Si ricercano inoltre possibili correlazioni tra il profilo di domanda termica assegnato dal modello nello scenario "flessibile" e altre variabili del problema (ora del giorno, prezzi elettrici, domanda termica deterministica), e si discute dell'applicabilità di tali soluzioni per effettuare un peak shaving sulla domanda termica. Infine, si propongono alcune raccomandazioni che sorgono considerando le informazioni ottenute da questa analisi, per mitigare gli effetti dell'incertezza.

8.1 Resilienza delle soluzioni alla variazione degli input

Si quantifica di seguito la variazione delle soluzioni in seguito alla modifica dell'input di domanda termica. Si riportano in Tabella 35, Tabella 36, Tabella 37, Tabella 38, le ore di funzionamento totali, la loro variazione e la variazione della produzione termica di HP e CHP. Si sono scelti questi indicatori per valutare la resilienza della soluzione, in quanto sono proprio queste macchine quelle responsabili del base load, che vanno schedate con anticipo e che partecipano al mercato elettrico. Una variazione del dispacciamento per queste macchine è molto più impattante rispetto a una variazione di asset più flessibili, che possono essere attivati con tempestività, come ad esempio i boiler.

ore HP (DT)	ST1	var ST1	ST2	var ST2	ST3	var ST3	ST4	var ST4
min	268	-3%	62	-74%	8	-87%	0	-100%
ref	276		238		63		71	
max	289	5%	311	31%	168	167%	67	-6%
flex	277	0%	241	1%	92	46%	67	-6%

Tabella 35: Variazione ore di funzionamento HP, scenari DT

Var Prod. HP (DT) [MWh]	var ST1	var ST2	var ST3	var ST4
min	-5%	-67%	-87%	-100%
max	3%	17%	165%	-6%
flex	-2%	3%	46%	-6%

Tabella 36: Variazione della produzione termica da HP, scenari DT

ore CHP (DT)	ST1	var ST1	ST2	var ST2	ST3	var ST3	ST4	var ST4
--------------	-----	---------	-----	---------	-----	---------	-----	---------

min	800	-8%	330	-37%	404	-43%	619	-16%
ref	871		525		713		734	
max	879	1%	644	23%	776	9%	802	9%
flex	864	-1%	512	-2%	701	-2%	743	1%

Tabella 37: Variazione delle ore di funzionamento dei CHP, scenari DT

Var Prod. CHP (DT) [MWh]	var ST1	var ST2	var ST3	var ST4
min	-5%	-39%	-46%	-15%
max	2%	25%	9%	9%
flex	0%	-2%	-1%	1%

Tabella 38: Variazione della produzione termica da CHP, scenari DT

Si osservano diversi comportamenti delle soluzioni al variare della domanda termica. La variazione nel dispacciamento risulta tanto maggiore quanto più è elevata l'incertezza iniziale associata, infatti le variazioni maggiori si registrano in ST2 e ST3, a cui è stata rispettivamente assegnata un'incertezza del 27 e 48%. Le variazioni minori si registrano in ST1, dove, anche a fronte di una variazione della domanda del 15%, la copertura del base load da parte di CHP+HP non varia più del 5%. Questo risultato è importante, in quanto ST1 è la settimana rappresentativa della stagione invernale, con la maggiore domanda termica, e dove entra in gioco il maggior numero di asset, per cui ci sarebbe una possibilità di maggiore variabilità.

Sia in ST1 (a causa della domanda molto elevata), sia in ST4 (a causa dello spegnimento per manutenzione di HP1 e un CHP), insorgono fenomeni di saturazione della capacità di CHP e HP, per cui se la domanda aumenta non rimane altra possibilità che attivare i boiler o acquistare il calore dall'esterno.

Le variazioni nelle ore e nella produzione termica di HP e CHP per lo scenario flessibile sono quasi sempre tra 1 e 3%, quindi trascurabili, a prova del fatto che la soluzione deterministica era robusta, e piccole fluttuazioni sulla domanda termica, che abbiano una compensazione nel totale giornaliero, non vanno ad impattare in maniera significativa sul dispacciamento, né sul MOL. L'unica variazione maggiore delle altre si verifica in ST3, con un aumento della produzione da HP del 46%: tuttavia, ST3 è la settimana meno rilevante tra tutte, poiché rappresenta la stagione estiva, con domanda molto bassa. Inoltre, in questa settimana il margine di incertezza era il più elevato di tutti, pari al 48%, con possibilità di una variazione maggiore nel dispacciamento; si è infine osservato un profilo di domanda creato dal modello molto fluttuante e non applicabile nella realtà.

Var MOL (DT)	ST1	ST2	ST3	ST4
min	1%	-28%	-68%	-17%
max	-5%	12%	-44%	9%
flex	-1%	3%	7%	1%

Tabella 39: Variazione del MOL, scenari DT

Var MOL specifico (DT) [€/MWh]	ST1	ST2	ST3	ST4
min	19%	-2%	-39%	10%
max	-17%	-12%	-62%	-12%
flex	-1%	3%	7%	1%

Tabella 40: Variazione del MOL specifico, scenari DT

Osservando le variazioni del MOL e del MOL specifico in Tabella 39 e Tabella 40, si osserva come queste non siano lineari rispetto alla variazione della domanda. Un aumento o una diminuzione della domanda termica possono portare ad attraversare dei valori “soglia” di domanda per cui non è più possibile l’attivazione di alcune macchine a causa di una domanda troppo bassa, oppure la capacità delle macchine è saturata in caso di domanda troppo alta: in entrambi i casi questo obbliga all’impiego di asset con costi di produzione che possono essere superiori, motivo per cui il MOL o il MOL specifico spesso diminuiscono.

Si procede con lo stesso tipo di valutazioni per le soluzioni ottenute variando l’input dei prezzi elettrici. Si riportano in Tabella 41, Tabella 42, Tabella 43, Tabella 44, le ore di funzionamento totali, la loro variazione e la variazione della produzione termica di HP e CHP.

ore HP (PE)	ST1	var ST1	ST2	var ST2	ST3	var ST3	ST4	var ST4
min	274	-1%	264	11%	136	116%	71	0%
ref	276		238		63		71	
max	244	-12%	216	-9%	47	-25%	51	-28%

Tabella 41: variazione delle ore di funzionamento di HP, scenari PE

Var Prod. HP (PE) [MWh]	var ST1	var ST2	var ST3	var ST4
min	-3%	6%	116%	0%
max	-20%	-10%	-26%	-28%

Tabella 42: variazione della produzione termica da HP, scenari PE

ore CHP (PE)	ST1	var ST1	ST2	var ST2	ST3	var ST3	ST4	var ST4
min	777	-11%	490	-7%	666	-7%	739	1%
ref	871		525		713		734	
max	928	7%	557	6%	719	1%	732	0%

Tabella 43: Variazione delle ore di funzionamento dei CHP, scenari PE

Var Prod. CHP (PE) [MWh]	var ST1	var ST2	var ST3	var ST4
min	-10%	-8%	-6%	0%

max	8%	9%	2%	0%
-----	----	----	----	----

Tabella 44: Variazione della produzione termica da CHP, scenari PE

Al variare dei prezzi elettrici, si osserva sistematicamente un aumento della produzione da HP e una diminuzione da CHP con i prezzi più bassi, e invece, all'opposto, una diminuzione dell'utilizzo di HP contro un aumento dei CHP con i prezzi più alti, in modo da poter vendere meno elettricità al mercato quando questa è pagata di meno, e venderne di più quando il prezzo cresce. Nelle settimane con domanda termica maggiore (ST1, ST2, seconda metà di ST4) non c'è grande margine per aumentare la produzione da HP, poiché le macchine lavorano già vicino al massimo per soddisfare la domanda. Si registrano invece diminuzioni più importanti, dell'ordine del 20%, quando i prezzi elettrici salgono. Le variazioni nella produzione da CHP, sia in positivo che in negativo, si collocano intorno al 10% per ST1 ed ST2, mentre sono molto ridotte per ST3 ed ST4, le quali necessitano dei CHP per soddisfare il fabbisogno termico, essendo HP1 e CHP_1_3 spenti per manutenzione programmata.

La Tabella 45 riassume le variazioni del MOL al variare dei prezzi elettrici nelle diverse ST. Nonostante la variazione applicata ai prezzi sia la stessa (10%), la variazione sul MOL è molto più marcata e strettamente non lineare. È tanto più significativa quanto più il dispacciamento settimanale si appoggia a CHP e HP, mentre è più contenuta nel caso in cui ci sia un contributo superiore di plant3 o dei boiler al dispacciamento, come avviene in ST2 ed ST4.

Var MOL (PE)	ST1	ST2	ST3	ST4
min	-64%	-14%	-125%	-26%
max	52%	17%	132%	26%

Tabella 45: Variazione del MOL, scenari PE

Nel complesso, sia le variazioni nel dispacciamento di CHP e HP, che le variazioni del MOL, risultano superiori nel caso di variazione dei prezzi elettrici, rispetto al caso di variazione della domanda termica.

8.2 Ricerca di correlazioni nello scenario flessibile

Si sono ricercati allo scenario flessibile sulla domanda termica dei meccanismi sistematici con cui il modello potrebbe avere scelto di assegnare il profilo di domanda termica, sapendo che la soluzione risultante è una soluzione di dispacciamento ottima. Si sono quindi studiate le correlazioni eventualmente presenti tra le seguenti variabili:

- La differenza assoluta tra la domanda assegnata dalla soluzione flessibile e la domanda deterministica, indicata come "delta";

- La differenza “delta” rapportata alla differenza massima possibile, indicata con “delta%”;
- L’ora del giorno;
- I prezzi elettrici;
- La domanda termica deterministica;
- La variazione percentuale della domanda termica;
- La variazione percentuale dei prezzi elettrici.

Si vuole infatti indagare se la soluzione flessibile adotti strategie di peak shaving, scegliendo di fornire più (o meno) calore in alcuni momenti della giornata, in momenti di bassa domanda termica, in corrispondenza di prezzi elettrici più alti, o in corrispondenza di picchi e valli ripide nella domanda deterministica o nei prezzi elettrici, per diminuire l’entità delle variazioni nella fornitura.

Si sono considerati i dati delle 4 settimane insieme, per avere un maggiore dataset; si considerano significative correlazioni a partire da un intorno di 0.5 in valore assoluto.

Le correlazioni tra le variabili considerate sono esposte in Tabella 46¹².

	Ora	Delta	Prezzi el.	Dom. det.	Delta%	Var. % dom. det.	Var. % prezzi el.
Ora	1.00						
Delta	-0.15	1.00					
Prezzi elettrici	0.15	-0.03	1.00				
Domanda deterministica	0.14	-0.20	-0.16	1.00			
Delta%	-0.13	0.92	-0.09	-0.22	1.00		
Variazione % domanda det.	-0.16	-0.08	-0.03	0.29	-0.08	1.00	
Variazione % prezzi el.	0.03	-0.03	0.07	0.02	-0.02	0.05	1.00

Tabella 46: Studio delle correlazioni nello scenario flessibile sulla DT

Non emergono correlazioni significative tra nessuna delle variabili considerate: ciò significa che non si riscontrano dei pattern nelle modalità in cui il modello risponde alla disponibilità di flessibilità, non emergendo chiare indicazioni su benefici

¹² La correlazione è una misura che indica la relazione lineare tra due variabili: una correlazione vicina a 1 indica che due variabili sono tra loro fortemente dipendenti, mentre una correlazione vicina a 0 indica che le due variabili sono tra loro indipendenti. Se la correlazione è positiva, all’aumento della prima variabile corrisponde un aumento della seconda; se la correlazione è negativa, quando una variabile aumenta, allora l’altra tende a diminuire. La correlazione di una variabile con se stessa è sempre pari a 1.

significativi di effettuare peak shaving (almeno in queste casistiche specifiche). Non risulta inoltre esserci correlazione tra domanda termica, e la sua variazione, e i prezzi elettrici: sono infatti due grandezze indipendenti tra loro.

La mancanza di correlazione tra la differenza delta% e le altre variabili si può visualizzare anche attraverso gli scatter plot in Figura 58, Figura 59, Figura 60, i quali riportano anche la suddivisione tra le ST. Non si evincono comportamenti diversi tra le ST, e la distribuzione delle variazioni delta% risulta uniforme rispetto a tutte le variabili considerate, in tutte le settimane.

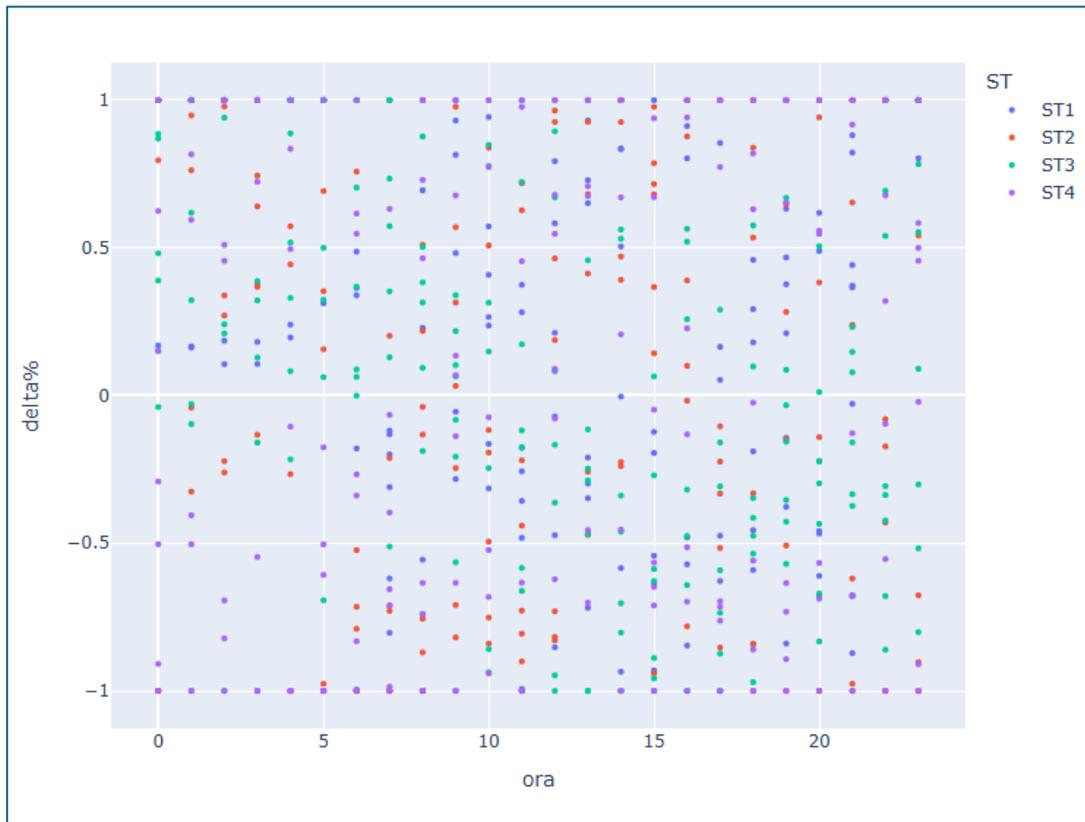


Figura 58: Scatter plot, ora - delta%

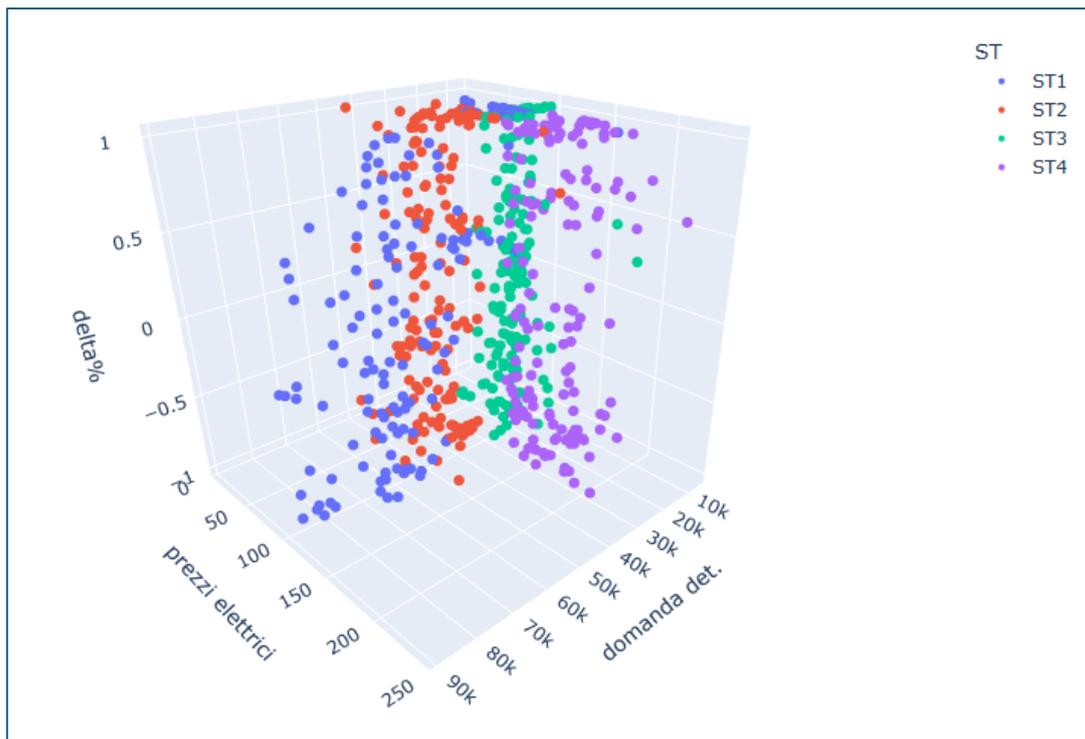


Figura 59: Scatter plot 3D, domanda det. - prezzi elettrici - delta%

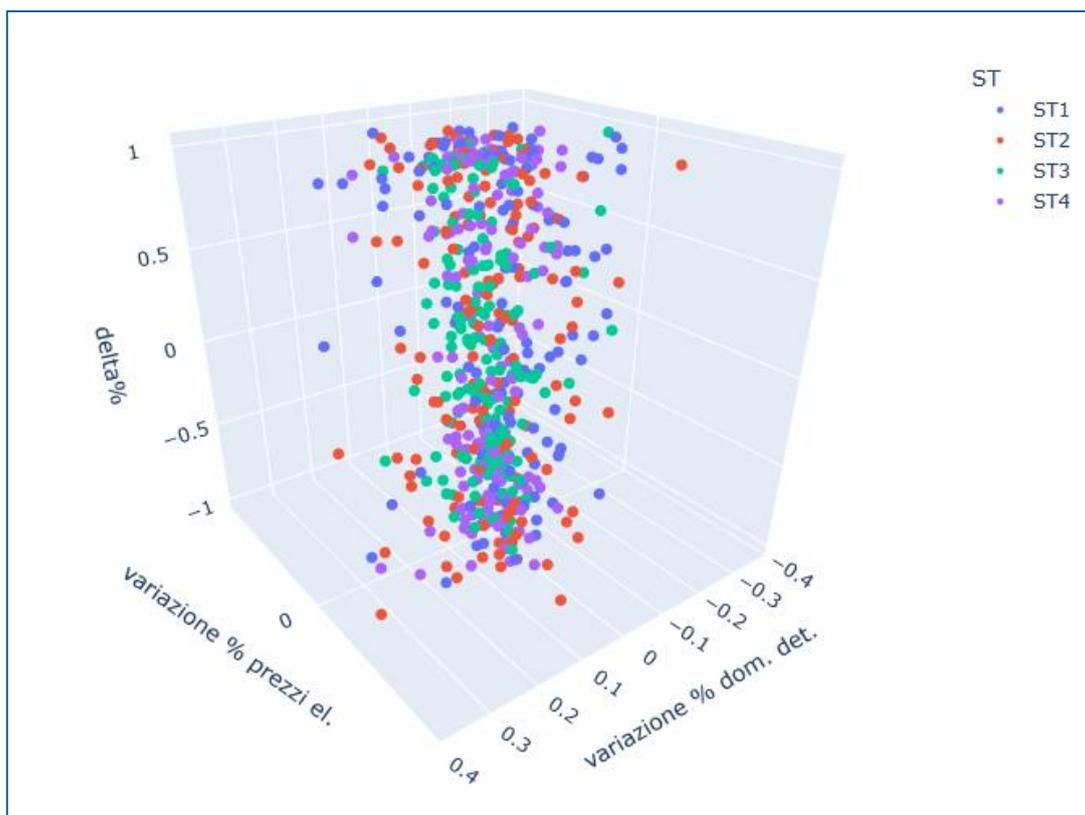


Figura 60: Scatter plot 3D, variazione % domanda det. - variazione % prezzi elettrici - delta%

Si può quindi concludere che l'assegnazione della domanda termica sulla singola ora nello scenario flessibile non è legata a regole sistematiche: il sistema molto complesso, la poca flessibilità di alcuni asset, l'insorgere di fenomeni di saturazione, lo

spegnimento forzato di alcune macchine, e l'indipendenza tra le variabili di prezzi elettrici e domanda termica rendono difficile stabilire una modalità univocamente valida per assegnare la domanda.

8.3 Considerazioni finali

Le soluzioni di dispacciamento di riferimento si sono dimostrate resilienti rispetto a variazioni della domanda termica: CHP e HP, gli asset responsabili del base load e partecipanti al mercato elettrico, hanno riscontrato piccole variazioni nella propria produzione termica, in quanto le variazioni della domanda si sono spesso tradotte in variazioni sugli asset a copertura del carico di picco, ovvero sorgente esterna e boiler, i quali possiedono una maggiore flessibilità e possono essere attivati velocemente in caso di necessità. La soluzione è tanto più robusta quanto minore è la variazione sulla domanda termica: un'incertezza oraria del 15%, applicata a ST1, in periodo invernale di elevata domanda, non modifica in modo significativo sulla produzione termica degli asset utilizzati per il base load. La maggiore incertezza si è registrata nel periodo estivo, caratterizzato però da una domanda molto bassa e da una limitata disponibilità di macchine, che rende più facile la decisione sulla strategia di dispacciamento.

Le mezze stagioni, ovvero i mesi di aprile e ottobre, sono caratterizzate da un profilo di domanda poco prevedibile, a volte molto vicino a soglie di domanda termica critiche per l'accensione o lo spegnimento delle HP. Sono momenti da attenzionare, con previsioni il più possibile accurate, in quanto proprio in questi periodi si registrano i potenziali impatti maggiori.

Le soluzioni si sono invece dimostrate più variabili modificando gli input dei prezzi elettrici, con impatti importanti sui profitti finali, spesso fortemente non lineari rispetto alla variazione dei prezzi, tanto più impattanti quanto minore è il margine tra ricavi e costi. L'indicazione generale ottenuta dal modello, è una convenienza ad autoconsumare quanta più elettricità possibile nei momenti di prezzi bassi, e venderne il più possibile quando questi salgono. Oltre a una maggiore accuratezza delle previsioni, per tutelarsi dalle oscillazioni dei prezzi elettrici potrebbe essere utile investire in tecnologie per l'accumulo elettrico, e sfruttare in futuro l'idrogeno verde come vettore energetico. Questo permetterebbe di risentire in misura minore di oscillazioni nei prezzi, derivanti dall'impiego superiore di fonti rinnovabili non programmabili, o da difficoltà nell'approvvigionamento delle materie prime per cause di natura geopolitica.

La diversificazione degli asset e delle fonti energetiche conferisce maggiore flessibilità all'impianto, ed è fondamentale per reagire ad imprevisti. La complessità dell'impianto

e la moltitudine di variabili in gioco, rende più che mai necessario affidarsi a modelli matematici per produrre soluzioni di dispacciamento ottimizzate. Disporre di questi modelli può inoltre essere utile a scegliere i periodi più convenienti per la manutenzione programmata delle macchine, in modo che la strategia di dispacciamento ne risenta nella misura minore possibile.

Riguardo allo scenario flessibile sulla domanda termica, non sempre il profilo di domanda prodotto risulta applicabile nella realtà, poiché molto altalenante e di difficile gestione da parte della rete e degli operatori. La creazione di tali profili non è risultata correlata a nessuna specifica variabile, né associata a precise regole. Per raggiungere l'obiettivo del peak shaving, si potrebbe pensare di inserire nel modello delle funzioni per creare un profilo di domanda quanto più lineare e regolare. Tuttavia, aumentare la complessità del modello rilassando i vincoli deterministici e implementando ulteriori funzioni, potrebbe appesantire eccessivamente il modello, rallentando la ricerca della soluzione ottima. Infatti, le tempistiche computazionali necessarie al raggiungimento di una soluzione ottima devono essere compatibili con le tempistiche operative reali. Inoltre, lo scenario flessibile ha generato soluzioni molto simili a quelle deterministiche di riferimento, con profitti aggiuntivi limitati, o talvolta inferiori a quelli iniziali, a prova del fatto che la soluzione iniziale è robusta nei confronti di un'incertezza soggetta a meccanismi compensatori giornalieri.

Capitolo 9: Conclusioni

Il presente lavoro di tesi ha preso in esame un impianto cogenerativo a servizio di una rete di teleriscaldamento, il cui dispacciamento è schedato tramite una soluzione ottimizzata elaborata da un modello matematico sviluppato dall'azienda Optit S.r.l..

Le macchine fisiche vengono modellate come oggetti matematici, e sono caratterizzate da una serie di vincoli; è poi necessario fornire al modello diversi input, tra cui le previsioni del profilo di domanda termica e dei prezzi elettrici MGP, considerate esatte, quindi il modello risolve in modo deterministico il problema di unit commitment in un intervallo temporale prefissato. Poiché ogni previsione è affetta da incertezza, si è valutato l'impatto di perturbazioni sulla domanda termica e sui prezzi elettrici, per testare la resilienza delle soluzioni iniziali alle variazioni degli input, e quindi la robustezza dell'ottimizzazione.

Si sono scelte 4 settimane tipo durante l'anno, rappresentative delle diverse stagioni, e si sono analizzate le soluzioni proposte dal modello, considerando le previsioni su domanda e prezzi come "esatte", e prendendo queste soluzioni come riferimento per le analisi successive.

In seguito si sono variati gli input su domanda e prezzi, creando alcuni scenari in sottostima e in sovrastima, modificando gli input iniziali con percentuali diverse per le varie settimane, ottenute da un confronto tra le previsioni effettuate e i valori misurati per l'anno 2023. Si è anche creato uno scenario "flessibile" in cui si è allentato il vincolo deterministico sulla domanda termica, permettendo al modello di assegnare una domanda compresa tra un limite minimo e massimo, con il vincolo che il calore totale giornaliero fornito fosse equivalente a quello iniziale; si è valutata attraverso lo scenario flessibile la possibilità di effettuare del peak shaving sulla domanda termica, per ottimizzare quanto più la gestione dei flussi di calore.

Le soluzioni si sono rivelate robuste rispetto a perturbazioni della domanda termica, in particolare entro un'incertezza del 15% sui valori orari di domanda: si sono registrate variazioni limitate nel funzionamento di cogeneratori e pompe di calore, asset di maggiore interesse in quanto adibiti alla copertura del base load e partecipanti al mercato elettrico, dove si vogliono evitare costi di sbilanciamento. Nelle mezze stagioni si rivela fondamentale effettuare una previsione accurata della domanda, che si trova nell'intorno di soglie critiche, le quali possono consentire o non consentire l'accensione delle pompe di calore, e comportare quindi cambiamenti significativi nel dispacciamento.

Le soluzioni dello scenario flessibile presentano variazioni trascurabili sia in termini di dispacciamento dell'energia, che nei profitti. Inoltre, in alcuni casi i profili di

domanda termica generati si sono rivelati molto irregolari e non applicabili nella realtà, per motivi di stabilità di rete. In questo caso dunque, una maggiore complessità del modello non porta a miglioramenti tali da giustificare lo sviluppo.

Le soluzioni si sono invece rivelate più sensibili a variazioni sui prezzi elettrici, modificando le quote di produzione di CHP e HP, ma mantenendo invariata la loro somma. A seguito di variazioni dei prezzi del 10%, la variazione sul profitto finale si è rivelata molto più marcata.

Diversificare le tecnologie e le fonti produttive, programmare correttamente i periodi di manutenzione e investire in tecnologie di accumulo elettrico potrebbe mitigare gli effetti dell'incertezza, in vista di un futuro caratterizzato da un contributo maggiore delle fonti rinnovabili (non programmabili) nel parco elettrico e da una possibile superiore instabilità geopolitica.

Bibliografia

DECRETO LEGISLATIVO 8 febbraio 2007, n. 20: *Attuazione della direttiva 2004/8/CE sulla promozione della cogenerazione basata su una domanda di calore utile nel mercato interno dell'energia, nonché modifica alla direttiva 92/42/CEE. In vigore dal 7/03/2007*

DIRETTIVA 2004/8/CE DEL PARLAMENTO EUROPEO E DEL CONSIGLIO dell'11 febbraio 2004 *sulla promozione della cogenerazione basata su una domanda di calore utile nel mercato interno dell'energia e che modifica la direttiva 92/42/CEE*

Decreto ministeriale 5 settembre 2011 - *Regime di sostegno per la cogenerazione ad alto rendimento*

DIRETTIVA (UE) 2018/2001 DEL PARLAMENTO EUROPEO E DEL CONSIGLIO dell'11 dicembre 2018 *sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili*

DECRETO LEGISLATIVO 4 luglio 2014, n. 102: *Attuazione della direttiva 2012/27/UE sull'efficienza energetica, che modifica le direttive 2009/125/CE e 2010/30/UE e abroga le direttive 2004/8/CE e 2006/32/CE*

Dominik Rutz, Carlo Winterscheid, Thomas Pauschinger, Sebastian Grimm, Tobias Roth, Borna, Doračić, Gillian Dyer, Thomas A. Østergaard, Reto Hummelshøj (2019). *Upgrading the performance of district heating networks. Technical and non-technical approaches. A Handbook*. WIP Renewable Energies, Munich, Germany .

GSE (2022). *Nota teleriscaldamento e teleraffrescamento 2022*.

Presentazione commerciale di Optit, *OPTIT – ANALYTICS AND OPTIMIZATION FOR THE ENERGY SECTOR*.

Caterina Tamburini, Presentazione commerciale di Optit (2022), *CHP Systems Optimization in presence of time binding constraints*.

Cornell University, *Applied Machine Learning - CS 5785 (Open Online Version)*.

Ringraziamenti

Al termine di questo lavoro di tesi e di questo percorso, desidero ringraziare tutte le persone che lo hanno reso possibile.

Ringrazio l'Ing. Stefano Morgione per avermi seguita durante questo progetto, insieme a Caterina Tamburini e con il contributo di Simone Graziani. Ringrazio per le competenze che ho potuto acquisire durante la mia permanenza in Optit, importanti per la mia crescita professionale e personale. Un saluto va a tutto l'ufficio di Optit della sede di Bologna, per la calorosa accoglienza e le simpatiche pause pranzo.

Inoltre ringrazio sentitamente la mia relatrice, la Professoressa Maria Alessandra Ancona, per la pazienza e la gentilezza dimostratemi in ogni fase del lavoro.

Un grazie speciale all'Università di Bologna e a tutta la città di Bologna, che mi hanno regalato due anni ricchi di esperienze, di gioia e di bellezza.

Grazie a chi, per tutti questi anni, mi ha permesso di studiare in serenità, offrendomi supporto costante: a mia madre, attenta e premurosa, e mio padre, onesto e con un grande cuore. Grazie per tutti i sacrifici che avete fatto da sempre per far sì che non mi mancasse mai nulla, e grazie per i piccoli gesti quotidiani: accompagnarmi in stazione, bagnare i miei fiori, prepararmi da mangiare per il rientro a Bologna.

Grazie a mia sorella Celeste, per essere sempre dalla mia parte. Alle zie e alla nonna Lillia per la compagnia nelle domeniche pomeriggio prima di riprendere il treno, e ai nonni Bruno e Milena per i nostri immancabili brindisi con il succo di albicocca.

Alle mie coinquiline, Flavia, Sara, Lidiana e Raffaella: vi ringrazio per la nostra divertente quotidianità, siete state in questi anni la mia famiglia, e rientrare a casa a fine giornata è sempre stato un sollievo.

Ai miei compagni di università: Flavia, Anna D., Gabriella, Gianmarco, Erica, MeryJ, Anna S., Sofia, Gianluca, Lorenzo, Pasquale e Martina. Grazie per aver condiviso insieme questo percorso intenso, non solo come colleghi, ma come amici.

Ad Arianna e Leonardo, per l'estate trascorsa insieme a Bologna: la vostra amicizia ha reso più leggeri quei mesi caldissimi.

Grazie a Lucrezia, amica ritrovata e diventata presenza costante, per tutto quanto abbiamo condiviso: i sabati di AC, le programmazioni, i campeggi, i viaggi e soprattutto il kit del pellegrino.

Grazie all'Azione Cattolica di Concordia-Pordenone, dove ho trovato pace, accompagnamento e tanti nuovi amici.

Grazie a Elisa, per l'amicizia profonda nata dal primo giorno di liceo (forse non proprio il primo, facciamo il terzo), che resiste al tempo e alla distanza; ne abbiamo fatta di strada da quel giorno.

A Vittorio, per avermi aperto le porte di casa, per essere il mio chef di fiducia e non solo.

Grazie alla Comunità delle Sorelle, per avermi sempre accolta con il sorriso, facendomi sentire a casa. Da quando vi ho conosciute sono cambiate tante cose nella mia vita, anche grazie a voi.

Grazie ad Anna, una pagina intera non basterebbe per dire tutto. Amica, Sorella e guida in tutti i momenti della mia vita, quelli più difficili e quelli più belli. Ti voglio bene, tanto.

Infine, grazie a fra Andrew. Questa mia avventura a Bologna inizia con te a Dubai e finisce da te a Istanbul. Tutto è partito da una domanda semplice: "Sei felice di quello che stai studiando?". Rispondere a quella domanda con sincerità mi ha portato lontano. Grazie per avermi insegnato ad essere, prima di tutto, felice. Adesso posso finalmente risponderti: sì, sono molto felice.