

# POLITECNICO DI TORINO

Corso di Laurea Magistrale in Ingegneria Energetica e Nucleare

Tesi di Laurea Magistrale

**Analisi teorica-sperimentale di un impianto a pompa  
di calore a servizio dell'edificio "Ex Venchi Unica"**



**Relatore:**

Prof. Marco Badami

**Correlatore:**

Dott. Gabriele Fambri

**Candidata:**

Ludovica Masiello

Dicembre 2020



# Indice

<b>Indice delle figure</b> .....	<b><u>IV</u></b>
<b>Indice delle tabelle</b> .....	<b><u>IX</u></b>
<b>CAPITOLO 1 Introduzione</b> .....	<b>1</b>
<b>CAPITOLO 2 Contesto europeo e nazionale</b> .....	<b>6</b>
2.1    HORIZON 2020.....	6
2.2    Progetto PLANET .....	10
2.2.1    Descrizione.....	14
2.2.2    Obiettivi e attività .....	15
2.2.3    Consorzio .....	16
2.3    Sistema elettrico italiano.....	17
2.3.1    Cenni storici .....	17
2.3.2    La filiera del Sistema Elettrico Nazionale.....	18
2.3.3    Principali attori del settore elettrico: ARERA, GSE, GME, AU.....	20
2.3.4    La Borsa Elettrica .....	23
2.3.5    Risoluzione del mercato elettrico .....	28
2.3.6    MSD: Mercato dei Servizi di Dispacciamento .....	31
2.4    Riforma del dispacciamento .....	35
2.4.1    Inquadramento normativo-regolatorio europeo: .....	36
2.4.2    Inquadramento normativo-regolatorio italiano .....	37
2.4.3    Delibera 300/2017/R/EEL .....	39
2.4.4    Delibera 300/2017: regolazione economica.....	44
2.5    Regolamento Terna per creazione e gestione delle UVAM .....	47
2.5.1    Definizione UVAM.....	47
2.5.2    Requisiti UVAM .....	48
2.5.3    Servizi di dispacciamento abilitati .....	50
2.5.4    Dichiarazione dei dati tecnici e della Baseline.....	51
2.5.5    Presentazione e selezione delle offerte .....	53
2.5.6    Verifica del rispetto delle quantità accettate .....	54
2.5.7    Corrispettivi di mancato rispetto delle quantità accettate .....	55
2.5.8    Regolazione economica .....	58

<b>CAPITOLO 3 Caso studio: edificio pilota PLANET .....</b>	<b>61</b>
3.1 Descrizione edificio .....	61
3.2 Configurazione impianto ex-ante.....	64
3.2.1 Fabbisogno termico e ACS .....	67
3.2.2 Fabbisogno frigorifero .....	70
3.2.3 Fabbisogno energia elettrica .....	71
3.2.4 Terminali del sistema HVAC .....	71
3.2.4.1 Pavimento radiante .....	72
3.2.4.2 Radiatori .....	73
3.2.4.3 Ventilconvettori.....	74
3.2.4.4 UTA: Unità di Trattamento Aria.....	74
3.2.4.5 Accumulo di ACS.....	78
3.3 Analisi dei consumi ex-ante.....	79
3.3.1 Dati metereologici .....	79
3.3.2 Consumi di gas naturale .....	82
3.3.3 Consumi di elettricità .....	88
3.4 Configurazione impianto ex-post .....	93
3.4.1 Fabbisogno termico e di ACS .....	97
3.4.2 Fabbisogno frigorifero .....	98
3.4.3 Fabbisogno di energia elettrica .....	99
3.4.4 Terminali del sistema HVAC .....	99
3.5 Test e monitoraggio ex-post .....	99
3.5.1 Monitoraggio estivo .....	100
3.5.1.1 Test del 3 settembre.....	104
3.5.1.2 Test del 4 settembre.....	105
3.5.1.3 Test del 9 settembre.....	106
3.5.1.4 Test del 15 settembre.....	108
3.5.1.5 Test del 17 settembre.....	109
3.5.1.6 Conclusioni del monitoraggio.....	109
3.5.2 Monitoraggio invernale .....	111
3.5.2.1 Test 18-19 novembre 2020 .....	115
<b>CAPITOLO 4 Modello Matlab-Simulink dell'edificio Pilota .....</b>	<b>118</b>
4.1 Modello dell'edificio.....	120

4.1.1	Frazioni superficiali .....	122
4.1.2	Apporti solari .....	123
4.1.3	Apporti interni.....	125
4.1.4	Nodo involucro.....	126
4.1.5	Nodo divisori interni .....	128
4.1.6	Nodo aria interna .....	130
4.2	Modello dell'impianto .....	132
4.2.1	Configurazione ex-ante.....	133
4.2.2	Configurazione ex-post .....	135
4.3	Modello di flessibilità .....	141
4.4	Calibrazione del modello .....	145
4.4.1	Parametri del modello .....	145
4.4.2	Confronto tra risultati del modello e dati reali.....	149
4.5	Risultati del modello.....	151
4.6	Monitoraggio estivo .....	160
4.7	Monitoraggio invernale .....	162
4.8	Integrazione con il DSS PLANET.....	167
4.8.1	Modulo Time Synchronizer .....	170
4.8.2	Algoritmo di controllo.....	171
4.8.3	Modifiche del modello Simulink del pilota .....	172
<b>CAPITOLO 5 Conclusioni .....</b>		<b>174</b>
<b>CAPITOLO 6 - APPENDICE Delibera 111/06 .....</b>		<b>178</b>
6.1	Articolo 8: classificazione delle unità di produzione e consumo .....	178
6.2	Articolo 10: definizione dei punti di dispacciamento.....	180
6.3	Articolo 11: definizione del periodo rilevante.....	181
6.4	Articolo 40.3: prezzi di sbilanciamento .....	182
<b>Bibliografia.....</b>		<b>183</b>

# Indice delle figure

<b>Figura 1.</b> A sinistra: Emissioni globali di CO <sub>2</sub> del settore energetico per fonte utilizzata [3].A destra: Andamento delle emissioni globali di CO <sub>2</sub> dal 1990 al 2018 [3] [4].....	2
<b>Figura 2.</b> Stima della quota di energie rinnovabili sul totale dei consumi finali di energia del 2017 [5]. .....	3
<b>Figura 3.</b> Suddivisione del budget di H2020 tra i vari ambiti di attività [9]. .....	9
<b>Figura 4.</b> Consorzio PLANET. ....	16
<b>Figura 5.</b> Filiera elettrica italiana.....	18
<b>Figura 6.</b> Struttura della Borsa Elettrica.....	24
<b>Figura 7.</b> Distribuzione temporale dei mercati a pronti. ....	26
<b>Figura 8.</b> Diagramma dell'andamento in tempo reale, aggiornato ogni quindici minuti, del fabbisogno di energia elettrica previsto e realizzato [27]. ....	27
<b>Figura 9.</b> Determinazione del Prezzo di equilibrio [26]. ....	29
<b>Figura 10.</b> Assetto organizzativo del mercato elettrico in Italia [26].....	31
<b>Figura 11.</b> Inquadramento normativo-regolatorio europeo e italiano.....	35
<b>Figura 12.</b> Quadro normativo-regolatorio italiano della Riforma del Dispacciamento. ....	39
<b>Figura 13.</b> Timeline della Delibera 300/2017/R/EEL. ....	41
<b>Figura 14.</b> Esempi di UVAM [41]. ....	48
<b>Figura 15.</b> Esempio della definizione di tre fasce di funzionamento dell'UVAM [41]. ....	53
<b>Figura 16.</b> Schema riassuntivo della regolazione economica tra Terna, BSP e UdD. ....	60
<b>Figura 17.</b> Ubicazione dell'edificio pilota (da google maps). ....	62
<b>Figura 18.</b> Edificio pilota (da google maps).....	63
<b>Figura 20.</b> Schema semplificato della centrale di produzione nella configurazione ex-ante. ....	64
<b>Figura 21.</b> Schema delle dorsali di distribuzione dell'acqua calda prodotta dalle caldaie nella configurazione ex-ante. ....	65
<b>Figura 22.</b> Separatore idraulico.....	65
<b>Figura 23.</b> Schema delle dorsali di distribuzione dell'acqua refrigerata prodotta dai chiller nella configurazione ex-ante. ....	66
<b>Figura 24.</b> Dorsali di distribuzione dell'acqua refrigerata prodotta dai chiller nella configurazione ex-ante.....	66
<b>Figura 25.</b> Caldaia.....	68
<b>Figura 26.</b> Correzione della potenzialità utile della caldaia in funzione della temperatura di ritorno dell'acqua di riscaldamento [46].....	68
<b>Figura 27.</b> Accumulo di Acqua Calda Sanitaria.....	69
<b>Figura 28.</b> Chiller. ....	70
<b>Figura 29.</b> Regolazione della temperatura dell'acqua di alimentazione del pavimento radiante. ....	72
<b>Figura 30.</b> Regolazione della temperatura dell'acqua di alimentazione dei radiatori.....	73
<b>Figura 31.</b> Andamento dell'Humidex in alcuni giorni campione dell'anno 2018.....	82

<b>Figura 32.</b> Consumi annuali di gas per l'alimentazione delle caldaie dal 2016 al 2019.....	83
<b>Figura 33.</b> Consumi mensili di gas dal 2016 al 2019.....	83
<b>Figura 34.</b> Consumi di gas per solo riscaldamento e Gradi-Giorno di riscaldamento del mese di gennaio degli anni che vanno dal 2016 al 2019.....	85
<b>Figura 35.</b> Tendenza a regressione lineare dei consumi reali di gas dei mesi di riscaldamento in funzione dei Gradi-Giorno mensili per riscaldamento degli anni dal 2016 al 2019. ....	86
<b>Figura 36.</b> Consumi di gas giornalieri da gennaio 2016 a febbraio 2020, ricavati dall'analisi di regressione lineare consumi-GGrisc.....	86
<b>Figura 37.</b> Consumi di gas giornalieri di gennaio 2019, ricavati dall'analisi di regressione lineare consumi - GGrisc.....	87
<b>Figura 38.</b> Consumi di gas orari del 18 gennaio 2019, ricavati dall'analisi di regressione lineare consumi - GGrisc.....	87
<b>Figura 39.</b> Consumi di elettricità annuali dal 2017 al 2019.....	88
<b>Figura 40.</b> Consumi di elettricità annuali dal 2017 al 2019, suddivisi secondo le diverse fasce orarie. ....	89
<b>Figura 41.</b> Consumi mensili di elettricità degli anni dal 2017 al 2019. ....	90
<b>Figura 42.</b> Tendenza a regressione lineare dei consumi di elettricità presumibilmente dovuti esclusivamente al raffrescamento estivo dei mesi di giugno, luglio e agosto dal 2017 al 2019. ....	91
<b>Figura 43.</b> Tendenza a regressione lineare dei consumi di elettricità presumibilmente dovuti esclusivamente al raffrescamento estivo dei mesi di giugno, luglio e agosto del 2017 e del 2019. ....	91
<b>Figura 44.</b> Tendenza a regressione lineare dei consumi reali di elettricità dei mesi di riscaldamento in funzione della temperatura esterna media mensile dal 2016 al 2019. ..	92
<b>Figura 45.</b> Tendenza a regressione lineare dei consumi giornalieri reali di elettricità della stagione di riscaldamento in funzione della temperatura esterna media giornaliera da ottobre 2018 ad aprile 2020.....	92
<b>Figura 46.</b> Pompa di calore.....	94
<b>Figura 47.</b> Accumulatore inerziale.....	95
<b>Figura 48.</b> Schema semplificato della centrale di produzione nella configurazione ex-post. ....	95
<b>Figura 49.</b> Schema delle dorsali di distribuzione dell'acqua calda prodotta da caldaia e PdC nella configurazione ex-post. ....	96
<b>Figura 50.</b> Dorsali di distribuzione dell'acqua calda prodotta da caldaia e PdC nella configurazione ex-post. ....	97
<b>Figura 51.</b> Valvola miscelatrice a tre vie, a valle dell'accumulatore inerziale. ....	98
<b>Figura 52.</b> Potenza elettrica reale assorbita dalla pompa di calore tra il 2 e il 22 settembre. ....	100
<b>Figura 53.</b> Andamenti reali della temperatura interna nei vari ambienti dell'edificio tra il 4 e il 14 settembre.....	101

<b>Figura 54.</b> Andamenti della temperatura esterna tra il 4 e il 14 settembre, rilevati dai sensori dei vari ambienti dell'edificio. ....	102
<b>Figura 55.</b> Confronto tra le temperature esterne rilevata dal sensore dell'"Uta sala piccola" e fornita dal gruppo Atmomet dell'Unito tra il 4 e il 14 settembre.....	102
<b>Figura 56.</b> Confronto tra la potenza elettrica reale assorbita dalla PdC e la temperatura esterna fornita da Unito tra il 2 e il 22 settembre. ....	104
<b>Figura 57.</b> Test del 3 settembre: potenza elettrica assorbita dalla PdC e temperatura esterna.....	105
<b>Figura 58.</b> Test del 4 settembre: potenza elettrica assorbita dalla PdC e temperatura esterna.....	106
<b>Figura 59.</b> Test del 9 settembre: potenza elettrica assorbita dalla PdC e temperatura esterna.....	107
<b>Figura 60.</b> Test del 9 settembre: temperatura interna degli ambienti monitorati. ....	107
<b>Figura 61.</b> Test del 15 settembre: potenza elettrica assorbita dalla PdC e temperatura esterna.....	108
<b>Figura 62.</b> Test del 15 settembre: potenza elettrica assorbita dalla PdC e temperatura esterna.....	109
<b>Figura 63.</b> Monitoraggio settembre: potenza elettrica assorbita dalla PdC e temperatura esterna tra il 19 e il 21 settembre 2020.....	110
<b>Figura 64.</b> Monitoraggio invernale: potenza elettrica assorbita dalla PdC tra i 23 e il 25 ottobre 2020. ....	112
<b>Figura 65.</b> Monitoraggio invernale: potenza elettrica assorbita dalla PdC tra il 29 e il 30 ottobre 2020. ....	112
<b>Figura 66.</b> Monitoraggio invernale: potenza elettrica assorbita dalla PdC tra il 6 e l'11 novembre 2020. ....	113
<b>Figura 67.</b> Monitoraggio invernale: potenza elettrica assorbita dalla PdC tra il 13 e l'18 novembre 2020. ....	113
<b>Figura 68.</b> Monitoraggio invernale: temperatura esterna e interna dei vari ambienti monitorati tra il 20 e il 29 ottobre 2020. ....	114
<b>Figura 69.</b> Test del 18-19 novembre 2020: potenza elettrica assorbita dalla PdC.....	115
<b>Figura 70.</b> Test del 18-19 novembre 2020: temperatura esterna e interna dei vari ambienti monitorati.....	116
<b>Figura 71.</b> Test del 18-19 novembre 2020: temperature di mandata dell'acqua dell'impianto dei circuiti a pavimenti radianti. ....	117
<b>Figura 72.</b> Maschera del modello Simulink nel caso ex-ante.....	119
<b>Figura 73.</b> Maschera del modello Simulink nel caso ex-post.....	120
<b>Figura 74.</b> Modello matematico dell'edificio. ....	120
<b>Figura 75.</b> Blocco Simulink "Edificio - Frazioni superficiali".....	123
<b>Figura 76.</b> Blocco Simulink "Edificio - Apporti solari". ....	125
<b>Figura 77.</b> Blocco Simulink "Edificio - Apporti interni". ....	126
<b>Figura 78.</b> Blocco Simulink "Edificio - Nodo involucro". ....	128
<b>Figura 79.</b> Blocco Simulink "Edificio - Nodo divisori interni".....	130

<b>Figura 80.</b> Blocco Simulink "Edificio – Nodo aria interna".....	132
<b>Figura 81.</b> Blocco Simulink "Impianto" ex-ante.....	133
<b>Figura 82.</b> Blocco Simulink "Impianto - Riscaldamento" ex-ante.....	134
<b>Figura 83.</b> Blocco Simulink "Impianto - Raffrescamento" ex-ante.....	134
<b>Figura 84.</b> Blocco Simulink "Impianto" ex-post.....	136
<b>Figura 85.</b> Blocco Simulink "Impianto - Riscaldamento" ex-post.....	136
<b>Figura 86.</b> Blocco Simulink "Impianto – Riscaldamento – PdC + Caldaie - giorno" ex-post. .....	137
<b>Figura 87.</b> Blocco Simulink "Impianto – Riscaldamento – PdC + Caldaie - giorno – Giorno infrasettimanale ".....	138
<b>Figura 88.</b> Blocco Simulink "Impianto – Riscaldamento – PdC + Caldaie - giorno – Giorno del fine settimana".....	139
<b>Figura 89.</b> Blocco Simulink "Impianto – Riscaldamento – Solo PdC - notte".....	139
<b>Figura 90.</b> Blocco Simulink " Impianto - Raffrescamento " ex-post.....	140
<b>Figura 91.</b> Blocco Simulink "Flessibilità".....	142
<b>Figura 92.</b> Blocco Simulink "Flessibilità - Base - Raffrescamento - Raffrescamento Inverso ".....	144
<b>Figura 93.</b> Blocco Simulink "Flessibilità - Base – Raffrescamento".....	144
<b>Figura 94.</b> Risultati del modello Simulink: profili di temperatura esterna e interna dell’anno 2019.....	152
<b>Figura 95.</b> Risultati del modello Simulink: profilo quartorario del fabbisogno energetico dell’edificio per l’anno 2019.....	152
<b>Figura 96.</b> Risultati del modello Simulink: profili quartorari di temperatura interna ed esterna in due settimane della stagione di riscaldamento dell’anno 2019.....	153
<b>Figura 97.</b> Risultati del modello Simulink: fabbisogno energetico quartorario in due settimane della stagione di riscaldamento dell’anno 2019.....	153
<b>Figura 98.</b> Risultati del modello Simulink: confronto tra il funzionamento dell’impianto ex- ante ed ex-post nella settimana 21-27 gennaio 2019.....	153
<b>Figura 99.</b> Risultati del modello Simulink: confronto tra il funzionamento dell’impianto ex- ante ed ex-post nella settimana 28 ottobre - 3 novembre 2019.....	154
<b>Figura 100.</b> Risultati del modello Simulink: profili quartorari di temperatura interna ed esterna (a sinistra) e di fabbisogno energetico (a destra) nella settimana 22 – 28 luglio 2019.....	154
<b>Figura 101.</b> Risultati del modello Simulink: confronto tra il funzionamento dell’impianto ex-ante ed ex-post nella settimana 22-28 luglio 2019.....	154
<b>Figura 102.</b> Potenza elettrica assorbita dalla PdC reale e calcolata tramite il modello Simulink tra il 5 e il 22 settembre 2020.....	160
<b>Figura 103.</b> Profilo della potenza elettrica reale assorbita dalla pompa di calore tra il 5 e il 22 settembre 2020 e corrispondente media mobile centrata.....	161
<b>Figura 104.</b> In alto confronto tra il profilo di assorbimento elettrico della PdC calcolato dal modello e ricavato tramite la media mobile centrata del reale, in basso temperatura esterna tra il 5 e il 22 settembre 2020.....	162

<b>Figura 105.</b> Potenza elettrica assorbita dalla PdC reale e calcolata tramite il modello Simulink tra il 23 e il 30 ottobre 2020. ....	163
<b>Figura 106.</b> Potenza elettrica assorbita dalla PdC reale e calcolata tramite il modello Simulink tra il 6 e il 19 novembre 2020. ....	163
<b>Figura 107.</b> Profilo della potenza elettrica reale assorbita dalla pompa di calore tra il 23 e il 30 ottobre 2020 e corrispondente media mobile centrata. ....	164
<b>Figura 108.</b> Profilo della potenza elettrica reale assorbita dalla pompa di calore tra il 6 e il 19 novembre 2020 e corrispondente media mobile centrata. ....	164
<b>Figura 109.</b> In alto confronto tra il profilo di assorbimento elettrico della PdC calcolato dal modello e ricavato tramite la media mobile centrata del reale tra il 6 e il 19 novembre 2020, in basso temperatura esterna. ....	165
<b>Figura 110.</b> Test del 18 e 19 novembre 2020: In alto confronto tra il profilo di assorbimento elettrico della PdC calcolato dal modello e ricavato tramite la media mobile centrata del reale, in basso temperatura esterna. ....	166
<b>Figura 111.</b> Struttura del DSS Planet. ....	169
<b>Figura 112.</b> Schema di integrazione del modello Matlab-Simulink dell’edificio pilota con il DSS Planet. ....	170
<b>Figura 113.</b> Ciclo della co-simulazione di ogni intervallo di tempo. ....	170
<b>Figura 114.</b> Modello dell’impianto ex-post modificato per integrazione con il DSS. ....	173
<b>Figura 115.</b> Blocco “Impianto ex-post – Integrazione con il DSS”. ....	173

# Indice delle tabelle

<b>Tabella 1.</b> Obiettivi dell'UE in materia di clima ed energia per il 2020 e il 2030. ....	3
<b>Tabella 2.</b> Filiera elettrica italiana [18].....	19
<b>Tabella 3.</b> Schema organizzativo del MPE [26]. ....	26
<b>Tabella 4.</b> Servizi di dispacciamento negoziati sul MSD. Nota: * servizi prestati esclusivamente da impianti di produzione. ....	33
<b>Tabella 5.</b> Requisiti di "Potenza massima abilitata" e "Potenza minima abilitata" delle UVAM.....	49
<b>Tabella 6.</b> Caratteristiche delle unità periferiche di monitoraggio delle UVAM. ....	50
<b>Tabella 7.</b> Servizi di dispacciamento per le UVAM: tipologie, modalità e tempistiche per la loro erogazione [41]. ....	51
<b>Tabella 8.</b> Remunerazione per gli Utenti del Dispacciamento delle offerte accettate nel MB [44]. ....	59
<b>Tabella 9.</b> Dati tecnici delle caldaie [46]. ....	67
<b>Tabella 10.</b> Dati tecnici del bollitore di ACS. ....	69
<b>Tabella 11.</b> Dati tecnici dei chiller. ....	70
<b>Tabella 12.</b> Distribuzione dei terminali del sistema HVAC nei vari ambienti dell'edificio. .	71
<b>Tabella 13.</b> Schema accensione pavimento radiante. ....	73
<b>Tabella 14.</b> Schema accensione radiatori.....	73
<b>Tabella 15.</b> Schema accensione ventilconvettori, riscaldamento.....	74
<b>Tabella 16.</b> Schema accensione ventilconvettori, raffrescamento.....	74
<b>Tabella 17.</b> Dati tecnici UTA 1. ....	75
<b>Tabella 18.</b> Dati tecnici UTA 2. ....	76
<b>Tabella 19.</b> Dati tecnici UTA 3. ....	77
<b>Tabella 20.</b> Dati tecnici UTA 4. ....	77
<b>Tabella 21.</b> Schema accensione UTA, riscaldamento e raffrescamento.....	78
<b>Tabella 22.</b> Caratteristiche dell'accumulo e della mandata di ACS.....	78
<b>Tabella 23.</b> Zone climatiche in Italia e rispettive stagioni di riscaldamento in funzione del valore dei $GG_{risc}$ [47] [48].....	80
<b>Tabella 24.</b> Soglie di disagio fisiologico definite in letteratura in funzione del valore dell'Humidex [50] .....	81
<b>Tabella 25.</b> Consumi reali di gas in Smc nei mesi di raffrescamento dal 2016 al 2019 e valore medio.....	84
<b>Tabella 26.</b> Distribuzione delle fasce orarie di fatturazione dell'energia elettrica.....	89
<b>Tabella 27.</b> Dati tecnici della pompa di calore [51].....	93
<b>Tabella 28.</b> Parametri di input e output del blocco "Edificio". ....	122
<b>Tabella 29.</b> Parametri di input e output del blocco "Edificio - Frazioni superficiali".....	123
<b>Tabella 30.</b> Parametri di input e output del blocco "Apporti solari".....	124
<b>Tabella 31.</b> Parametri del blocco "Apporti solari" definiti nella maschera. ....	124
<b>Tabella 32.</b> Parametri del blocco "Edificio - Apporti interni" definiti nella maschera.....	126

<b>Tabella 33.</b> Parametri di input e output del blocco “Edificio - Nodo involucro” .....	127
<b>Tabella 34.</b> Parametri del blocco “Edificio - Nodo involucro” definiti nella maschera. ...	127
<b>Tabella 35.</b> Parametri di input e output del blocco “Edificio - Nodo divisori interni” .....	129
<b>Tabella 36.</b> Parametri definiti nella maschera del blocco “Edificio - Nodo divisori interni” . .....	129
<b>Tabella 37.</b> Parametri di input e output del blocco “Edificio – Nodo aria interna” .....	131
<b>Tabella 38.</b> Parametri definiti nella maschera del blocco “Edificio – Nodo aria interna” .	131
<b>Tabella 39.</b> Parametri di input e output del blocco "Flessibilità" .....	141
<b>Tabella 40.</b> Parametri di input e output del blocco "Flessibilità - Base - Raffrescamento – Raffrescamento Inverso" .....	143
<b>Tabella 41.</b> Parametri del modello definiti nella maschera .....	145
<b>Tabella 42.</b> Parametri del modello definiti nello script di Matlab .....	147
<b>Tabella 43.</b> Profili di temperatura interna di setpoint nella stagione di riscaldamento. .	149
<b>Tabella 44.</b> Profili di temperatura interna di setpoint nella stagione di raffrescamento.	149
<b>Tabella 45.</b> Confronto tra consumi mensili di gas [Smc] reali per solo riscaldamento e calcolati dal modello ex-ante dell’anno 2019. ....	150
<b>Tabella 46.</b> Confronto tra consumi mensili di energia elettrica [kWh] reali per solo raffrescamento e calcolati dal modello ex-ante dell’anno 2019. ....	150
<b>Tabella 47.</b> Confronto tra i consumi di gas [Smc] calcolati dal modello Simulink nella configurazione ex-ante ed ex-post.....	155
<b>Tabella 48.</b> Consumi mensili di energia elettrica [kWh] di PdC e chiller calcolati tramite il modello Simulink in configurazione ex-post. ....	156
<b>Tabella 49.</b> Confronto tra i consumi di energia elettrica [kWh] per raffrescamento calcolati tramite il modello Simulink in configurazione ex-ante ed ex-post.....	156
<b>Tabella 50.</b> Analisi degli scenari di funzionamento della configurazione d’impianto ex-post modellizzato in Simulink: stagione di riscaldamento.....	157
<b>Tabella 51.</b> Analisi degli scenari di funzionamento della configurazione d’impianto ex-post modellizzato in Simulink: stagione di raffrescamento. ....	159

# CAPITOLO 1

## Introduzione

Negli ultimi anni il fenomeno dei cambiamenti climatici sta diventando sempre più evidente e preoccupante e per questa motivazione è sempre più al centro della discussione politica, a livello europeo e mondiale.

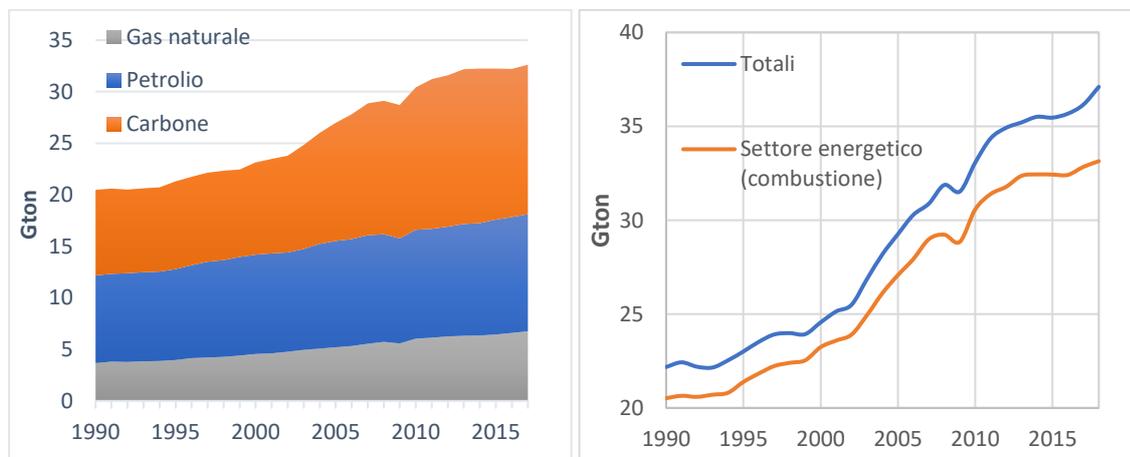
Quando si parla di cambiamenti climatici ci si riferisce in particolar modo al cosiddetto effetto serra e al surriscaldamento globale: il *Global Warming* di per sé non rappresenterebbe una problematica di preoccupazione mondiale se non fosse per gli effetti dannosi che potrebbe generare sull'ecosistema mondiale, come ad esempio lo scioglimento dei ghiacciai ed il conseguente innalzamento dei mari, oppure la maggior frequenza di fenomeni climatici estremi e di alluvioni. Le rilevazioni termiche fatte a partire dal 1850 circa hanno mostrato che l'attuale temperatura media mondiale è più alta di 0,85°C rispetto ai livelli della fine del XIX secolo, segno che il mutamento climatico negli ultimi secoli viaggia ad una velocità nettamente maggiore rispetto a quanto fatto nelle ere preistoriche: proprio per questo i più grandi esperti di clima a livello mondiale ritengono che quasi certamente le cause principali dell'aumento delle temperature osservato dalla metà del XX secolo siano riconducibili alle attività umane.

Gli scienziati hanno identificato il valore di incremento della temperatura media globale di 2°C rispetto all'era preindustriale come la soglia da non superare assolutamente, per evitare che il rischio che si verificano mutamenti ambientali pericolosi e potenzialmente catastrofici a livello mondiale aumenti drasticamente [1]: la comunità internazionale ha quindi riconosciuto la necessità di mantenere il surriscaldamento globale al di sotto dei 2°C.

L'emissione in atmosfera di sostanze climalteranti, i cosiddetti gas serra, è l'effetto dannoso delle attività umane; tra di essi è la CO<sub>2</sub> la più preoccupante: la sua concentrazione nell'atmosfera attualmente è maggiore del 40% rispetto al valore registrato agli inizi dell'era industriale ed è colpevole del 63% del riscaldamento globale causato dall'uomo [1].

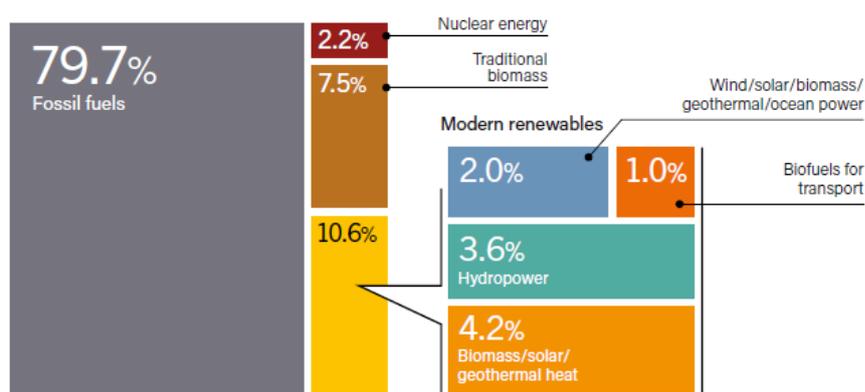
Secondo il rapporto pubblicato dall'IEA (*International Energy Agency*) nel 2019 [2], di anno in anno l'emissione in atmosfera di CO<sub>2</sub> aumenta accanto alla crescita demografica, economica e del fabbisogno energetico mondiale, ed in questo contesto il settore energetico svolge un ruolo cruciale: attualmente circa il 60% del totale di anidride carbonica immessa in atmosfera proviene dalla combustione dei fuels utilizzati per la produzione di elettricità e calore, e più in particolare è il carbone che fornisce il maggior contributo.

Nel 2018 il consumo mondiale di energia è aumentato del 2,3%, un ritmo doppio rispetto alla media dell'ultimo decennio, e la CO<sub>2</sub> generata dal settore energetico è aumentata dell'1,7%, raggiungendo il nuovo massimo storico a 33,1 miliardi di tonnellate. In base ai trend degli ultimi anni quindi è evidente che con la crescita demografica e l'incremento del fabbisogno energetico mondiale, le emissioni di CO<sub>2</sub> non possono che aumentare.



**Figura 1.** A sinistra: Emissioni globali di CO<sub>2</sub> del settore energetico per fonte utilizzata [3]. A destra: Andamento delle emissioni globali di CO<sub>2</sub> dal 1990 al 2018 [3] [4].

Per perseguire l'obiettivo di mantenere il surriscaldamento globale al di sotto dei 2°C le parole chiave sono due: *Efficienza Energetica* e *Fonti Energetiche Rinnovabili*.



**Figura 2.** Stima della quota di energie rinnovabili sul totale dei consumi finali di energia del 2017 [5].

A seguito della presa di coscienza che è l'uomo il principale responsabile dell'effetto serra e di tutte le conseguenze che ne derivano, molte delle sostanze climalteranti sono state bandite a livello mondiale dai settori industriale e di produzione dell'energia, tramite i Protocolli di Montreal e di Kyoto. Per il periodo successivo al Protocollo di Kyoto (2013), l'Unione Europea ha stabilito dei target, che sono in continuo aggiornamento, da rispettare nel breve/medio termine: si parla del *Pacchetto Clima-Energia 20-20-20* [6], del *Quadro 2030 per il clima e l'energia* [7] e della *Strategia a lungo termine per il 2050* [8].

**Tabella 1.** Obiettivi dell'UE in materia di clima ed energia per il 2020 e il 2030.

Obiettivi dell'UE entro il	2020	2030
Riduzione dell'emissione dei gas serra rispetto al 1990 [%]	20	40
Copertura del fabbisogno energetico da fonti rinnovabili [%]	20	32
Miglioramento dell'efficienza energetica [%]	20	32,5

Per il 2050 l'Unione Europea mira alla neutralità climatica e alla riduzione delle emissioni di gas serra tra l'80 % e il 100 % rispetto al 1990: l'ultimo valore rappresenta il raggiungimento di un'economia a impatto zero sul clima.

Il conseguimento di tali obiettivi richiede necessariamente una revisione del sistema energetico che, oltre ad essere caratterizzato da un profilo a basse emissioni di carbonio e da fonti alternative ai combustibili fossili, sia dotato di sicurezza e accessibilità economica. A questo proposito l'UE istituisce i Programmi Quadro, che sono lo strumento con cui finanzia e incentiva la ricerca e l'innovazione negli ambiti di maggiore interesse. Il programma quadro attualmente attivo è Horizon 2020. All'interno di H2020 si sviluppa il progetto PLANET, il cui scopo principale è progettare e implementare soluzioni e tecnologie per facilitare la piena integrazione delle RES nella rete elettrica europea.

L'integrazione delle fonti energetiche rinnovabili (Renewable energy sources – RES) nella rete elettrica è di fondamentale importanza per ridurre la rilevanza della produzione centralizzata di energia da fonti fossili e per potenziare il passaggio ad una produzione distribuita di energia.

Il lavoro di questa tesi si inserisce nel contesto descritto. L'analisi si focalizza su un edificio pubblico sito in Torino, pilota del progetto PLANET, per cui è stata prevista la riqualificazione dell'impianto di produzione energetica tramite l'integrazione di una pompa di calore alimentata ad energia elettrica nell'impianto esistente. La nuova configurazione di impianto è stata sottoposta ad una analisi teorica-sperimentale: l'analisi teorica riguarda lo sviluppo del modello matematico dell'edificio in ambiente Matlab - Simulink, mentre l'analisi sperimentale riguarda lo svolgimento di test sull'impianto, in collaborazione con l'azienda Iren Spa, al fine di esaminare il comportamento reale della pompa di calore e dell'edificio in diverse condizioni.

Lo scopo principale dell'analisi sperimentale è quello di valutare la flessibilità offerta dai sistemi HVAC, in vista di una futura attivazione del servizio di Demand Response per conto di Terna all'interno di una UVAM. L'edificio è definito pilota perché il fine è di trovare una soluzione applicabile ad altri edifici simili.

La tesi è strutturata in 4 capitoli.

Il primo capitolo descrive le caratteristiche e gli obiettivi del programma H2020 e del progetto PLANET, analizza il contesto normativo nazionale e illustra il regolamento nazionale Terna riguardante le UVAM.

Il secondo capitolo è dedicato in parte alla descrizione dell'edificio pilota e dell'impianto prima e dopo l'intervento di riqualificazione energetica, in parte all'analisi dei consumi ex-ante e all'analisi del monitoraggio ex-post.

Il terzo capitolo spiega nel dettaglio come è stato sviluppato il modello Matlab-Simulink dell'edificio pilota e ne illustra i risultati, anche in confronto ai dati reali.

Infine, il quarto capitolo illustra le conclusioni e i possibili approfondimenti del lavoro svolto.

## CAPITOLO 2

# Contesto europeo e nazionale

### 2.1 HORIZON 2020

Horizon 2020 (H2020) è il più grande Programma Quadro dell'Unione Europea per il periodo 2014-2020: i Programmi Quadro, di durata settennale, sono lo strumento con cui l'UE finanzia e incentiva la ricerca e l'innovazione [9].

Il finanziamento totale dedicato alle attività di H2020 è di 80 miliardi di euro, spalmati nei sette anni di durata del programma e suddivisi nei vari ambiti, a cui si sono aggiunti molti investimenti privati.

Il principale scopo di Horizon 2020 è di incrementare la competitività globale dell'Europa e di generare una scienza di altissima qualità e di livello mondiale, che permetta la realizzazione dell'innovazione, incoraggiando le partnership tra pubblico e privato, guidando la crescita economica e creando posti di lavoro. Il sostegno alla ricerca e all'innovazione è uno dei cinque obiettivi principali a cui mira Europa 2020, la strategia dell'UE per il decennio 2010-2020. In linea con questa Strategia, H2020 si propone di contribuire soprattutto alla realizzazione di una società basata sulla conoscenza e sull'innovazione, orientata verso le grandi priorità indicate dall'Agenda europea per il 2020: crescita intelligente, sostenibile e inclusiva [10].

- Crescita intelligente: sviluppare un'economia basata sulla conoscenza e sull'innovazione.
- Crescita sostenibile: sviluppare un'economia più efficiente dal punto di vista delle risorse, più verde e più competitiva.
- Crescita inclusiva: promuovere un'economia con un alto tasso di occupazione, che favorisca la coesione sociale e territoriale.

Horizon 2020 ha potuto contare sul sostegno politico dei leader europei e dei membri del Parlamento Europeo, i quali hanno riconosciuto che la ricerca è un investimento fondamentale e necessario per il futuro dell'umanità.

H2020 si struttura su tre priorità principali da perseguire: Eccellenza scientifica (Excellent Science), Leadership industriale (Industrial Leadership) e Sfide per la società (Societal Challenges).

- L'*Eccellenza scientifica* deriva dallo scopo di consolidare ed accrescere il sistema di ricerca e innovazione in Europa e di rafforzare l'Area Europea della Ricerca. Specifiche azioni sono previste per sostenere ricercatori che vogliono implementare i loro progetti in Europa.
- La *Leadership industriale* deriva dal fine del programma H2020 di aumentare la competitività globale dell'Europa, realizzata soprattutto tramite l'accelerazione dello sviluppo tecnologico, della ricerca, dell'innovazione, le quali assumono necessariamente una dimensione industriale. Anche in questa sezione sono previste azioni volte a rafforzare la capacità di sviluppo e business delle imprese, come piccole e medie imprese (PMI), partenariati pubblici e privati (PPP), innovazioni ad alto potenziale di sviluppo tecnologico (Key enabling technologies), tecnologie dell'informazione e della comunicazione (TIC).
- Le *Sfide per la Società* sono le fondamentali questioni riguardanti la società civile, che l'umanità si trova ad affrontare nel presente. L'obiettivo principale di tale priorità è di sfruttare ed integrare le risorse provenienti dalla ricerca e dall'innovazione per affrontare tali tematiche.

Come già specificato in precedenza, per ogni priorità sono preventivate delle azioni per realizzarle. Di seguito sono elencate le azioni previste per ogni priorità.

#### *Eccellenza scientifica (Excellent Science)*

- Ricerca di frontiera finanziata dal Consiglio europeo della ricerca (CER): finanziamento per ricercatori che propongano progetti di ricerca innovativa e creativa.

- Azioni Marie Skłodowska-Curie: programma di mobilità per giovani ricercatori, per favorire opportunità di formazione internazionali.
- Tecnologie future ed emergenti: sostegno per progetti di grandi dimensioni e alta innovazione, volti a creare nuove tecnologie.
- Infrastruttura di livello mondiale: azioni volte a sostenere finanziariamente infrastrutture tecnologiche più recenti e all'avanguardia.

*Leadership industriale (Industrial Leadership)*

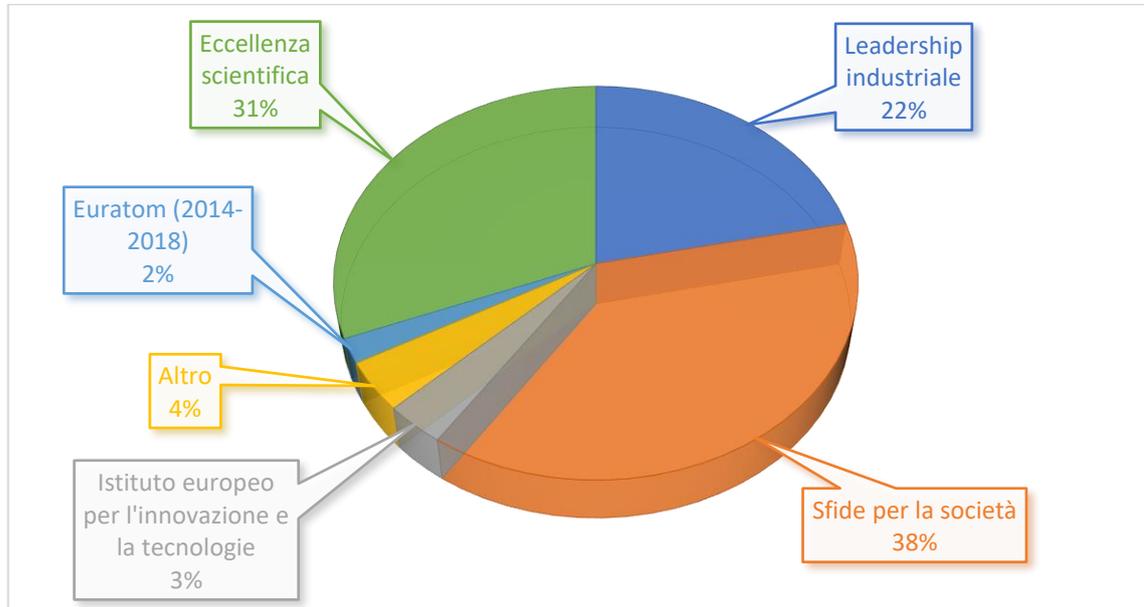
- Leadership nelle tecnologie industriali e di supporto: sostenere le tecnologie per l'innovazione in tutti i settori, con riguardo alle tecnologie dell'informazione e della comunicazione (TIC), le tecnologie per lo spazio, le nanotecnologie, la produzione dei materiali avanzati, la biotecnologia e l'industria manifatturiera ad alta specializzazione.
- Accesso alla finanza di rischio: sostegno all'accesso ai finanziamenti per nuove idee ad alto rischio e per il loro sviluppo; supporto alle azioni per attrarre finanziamenti privati e capitale di rischio per la ricerca e l'innovazione. Tali azioni sono legate al programma COSME.
- Innovazione nelle Piccole e Medie Imprese: azioni specifiche volte a supportare lo sviluppo e l'internazionalizzazione delle PMI.

*Sfide per la società (Societal Challenges)*

L'UE ha identificato sette sfide prioritarie per le quali l'investimento nella ricerca e l'innovazione possono avere un impatto reale a beneficio dei cittadini:

1. Salute, cambiamento demografico e benessere;
2. Sicurezza alimentare, agricoltura e silvicoltura sostenibile, ricerca marina e marittima e delle acque interne, e bioeconomia;
3. Energia sicura, pulita ed efficiente;
4. Trasporto intelligente, verde e integrato;
5. Azione per il clima, ambiente, efficienza delle risorse e materie prime;
6. L'Europa in un mondo che cambia – società inclusive, innovative e riflessive;

7. Società sicure – proteggere la libertà e la sicurezza dell'Europa e dei suoi cittadini.



**Figura 3.** Suddivisione del budget di H2020 tra i vari ambiti di attività [9].

In aggiunta alle tre priorità principali, H2020 finanzia altre attività orizzontali:

- *Diffusione dell'eccellenza e promozione della partecipazione*, il cui scopo è ampliare la partecipazione ai programmi di ricerca e innovazione, in modo da ridurre le disparità tra i vari paesi/regioni e facilitare la diffusione dei benefici tratti dalla ricerca. Ad esempio, vengono promossi i gemellaggi tra le istituzioni, le autorità nazionali e locali, i ricercatori.
- *Scienza con e per la Società*, il cui scopo è integrare scienza e società civile, favorendo l'avvicinamento e la partecipazione dei cittadini alla ricerca scientifica e unendo all'eccellenza scientifica la sensibilizzazione e la responsabilità sociale verso la scienza;
- Fondazione dell'*Istituto europeo d'innovazione e tecnologia (IET)*, ambiente creato al fine di permettere la coesione tra ricerca, istruzione e business e favorire la competitività dell'Europa;
- *Euratom*, programma di ricerca e studio sull'energia nucleare;

- *Azioni del Joint Research Centre (JRC)*, centro di ricerca che offre alla Commissione Europea un supporto scientifico e tecnico nella definizione delle politiche comunitarie;
- Elaborazione di *Sistemi ciber-fisici*, che possiedono l'obiettivo di potenziare i sistemi informatici in grado di interagire con il contesto fisico in cui operano.

## 2.2 Progetto PLANET

Uno dei progetti realizzati e finanziati nell'ambito di Horizon 2020 è il progetto PLANET (Planning and operational tools for optimising energy flows and synergies between energy networks, Strumenti di pianificazione e operazione per l'ottimizzazione dei flussi energetici e delle sinergie tra le reti energetiche). Tale progetto fa parte della priorità di H2020 Sfide per la società e si sviluppa nel work programme "H2020-EU.3.3.4. - Un'unica rete elettrica europea intelligente", il quale a sua volta si sviluppa nel work programme "H2020-EU.3.3. - SFIDE PER LA SOCIETÀ - Energia sicura, pulita ed efficiente".

Il work programme "H2020-EU.3.3. - Energia sicura, pulita ed efficiente" si sviluppa nell'ambito della priorità *Sfide per la società* di H2020 [11].

- Energia sicura: sistema energetico affidabile, economicamente accessibile e accettato dai cittadini;
- Energia pulita: sistema energetico sostenibile e competitivo, a basse emissioni di carbonio per contrastare i cambiamenti climatici;
- Energia efficiente: sistema energetico efficiente per far fronte all'incremento del fabbisogno energetico mondiale riducendo la quantità di fonti energetiche utilizzate.

Queste sono le prerogative del programma di lavoro Energia sicura, pulita ed efficiente. Il conseguimento di tali obiettivi richiede necessariamente una revisione del sistema energetico tramite la progettazione e realizzazione di nuovi servizi e tecnologie. Questi

ultimi dovrebbero: essere efficienti sotto il profilo energetico e a basse emissioni di carbonio; comprendere l'integrazione delle energie rinnovabili; essere dotate di sicurezza e accessibilità economica che le rendano suscettibili di diffondersi ampiamente sui mercati europei e internazionali; essere dotate di sistemi sicuri di gestione intelligente dal lato della domanda, basata su un mercato di scambio dell'energia aperto e trasparente.

Poiché gli obiettivi a lungo termine dell'Europa in materia di clima ed energia sono molto ambiziosi, rispetto al programma "Energia intelligente - Europa", facente parte del precedente programma quadro per la competitività e l'innovazione (2007-2013), la quota del bilancio devoluta per attività riguardanti la transizione energetica è stata incrementata.

Le nuove tecnologie e soluzioni devono competere su costi e affidabilità contro sistemi energetici dotati di tecnologie e operatori storici consolidati: cruciali sono ricerca e innovazione in questo senso, poiché possono rendere appetibili dal punto di vista commerciale le nuove soluzioni.

Per sostenere la ricerca e per affrontare le difficoltà tipiche delle prime fasi della ricerca, della fase di dimostrazione concettuale e del processo di immissione nel mercato dei progetti innovativi, l'UE ha delineato il Piano Strategico per le Tecnologie Energetiche (piano SET). Questo, nel periodo dal 2014 al 2022 circa, ha richiesto e richiederà un investimento di circa 8 miliardi di euro all'anno: questo è un costo insostenibile dai singoli Stati membri, dalle singole industrie o dai singoli enti di ricerca, senza contare i rischi che ne derivano. Al contrario i costi e i rischi sono diventati ragionevoli unendo e allineando le risorse in tutta l'Unione, insieme alle forme di finanziamento nazionale, come i fondi della politica di coesione, le strategie nazionali e regionali per la specializzazione intelligente, i sistemi di scambio di quote di emissione (ETS), gli appalti pubblici ecc... Inoltre, indispensabili sono e sono state le politiche di regolamentazione e di diffusione delle nuove tecnologie, unitamente a un'adeguata assistenza tecnica e allo sviluppo di capacità al fine di eliminare gli ostacoli tecnologici e non.

Le azioni dell'Unione hanno permesso anche la realizzazione di partenariati internazionali: i vari progetti hanno richiamato l'interesse di altri leader del campo

tecnologico, che si sono uniti all'UE per partecipare alla ricerca e condividere i risultati, al fine di costruire un'azione comune di vantaggio e interesse reciproci.

Il work programme "H2020-EU.3.3. - Energia sicura, pulita ed efficiente" si sviluppa sulle seguenti grandi linee:

- a) *Ridurre il consumo di energia e le emissioni di carbonio grazie all'uso intelligente e sostenibile*: ricerca e sperimentazione di soluzioni non tecnologiche, componenti tecnologici più efficienti e sistemi con intelligenza integrata al fine di gestire in tempo reale i consumi energetici di edifici nuovi ed esistenti e di tutti i tipi, per renderli a consumo quasi nullo o ad energia positiva.
- b) *Energia elettrica a basso costo e a basse emissioni di carbonio*: ricerca, sviluppo e dimostrazione su scala reale di fonti energetiche rinnovabili innovative, di combustibili fossili efficienti, flessibili e a basse emissioni di carbonio e di tecnologie per la cattura e lo stoccaggio del carbonio o la riutilizzazione della CO<sub>2</sub>, unitamente allo sviluppo di tecnologie, più economiche e sostenibili, che utilizzino tali fonti con un rendimento di conversione maggiore e una maggiore adattabilità a diversi contesti operativi.
- c) *Combustibili alternativi e fonti energetiche mobili*: ricerca, sviluppo e dimostrazione di tecnologie che rendano la bioenergia e altri combustibili alternativi più competitivi, efficienti e sostenibili per la produzione di calore ed energia elettrica e per i trasporti di superficie, marittimi e aerei. Un particolare obiettivo è quello di ridurre i tempi di commercializzazione dell'idrogeno e delle celle a combustibile.
- d) *Un'unica rete elettrica europea intelligente*: ricerca, sviluppo e dimostrazione su scala reale di nuove tecnologie energetiche intelligenti di rete, di bilanciamento e back-up, come centrali tradizionali, stoccaggio flessibile dell'energia, sistemi e configurazioni di mercato per pianificare, monitorare, controllare e gestire in condizioni di sicurezza le reti interoperabili, regolamentazioni ecc... L'obiettivo è la realizzazione di una rete più efficiente, flessibile, sostenibile e resiliente al profilo climatico, in condizioni normali e di emergenza.

- e) *Nuove conoscenze e tecnologie*: ricerca multidisciplinare nel campo dell'energia pulita, sicura e sostenibile, sostenuta ed attuata tramite programmi di ricerca internazionali che coinvolgano strutture di livello mondiale.
- f) *Processo decisionale e impegno pubblico di rilievo*: sviluppo di strumenti, metodi, modelli e scenari futuri che diano un solido e trasparente sostegno alla politica, per quanto riguarda anche le attività relative alla partecipazione e al coinvolgimento degli utenti, all'impatto ambientale e alla valutazione di sostenibilità, al fine di migliorare la comprensione delle tendenze e delle prospettive socioeconomiche connesse all'energia.
- g) *Assorbimento di mercato dell'innovazione energetica - iniziative fondate sul programma "Energia intelligente - Europa"*: attività basate sul programma "Energia intelligente - Europa" che è stato così rafforzato; lo scopo è agevolare l'inserimento nel mercato delle nuove tecnologie e servizi energetici, insieme al consolidamento dell'uso intelligente e sostenibile delle tecnologie esistenti, tramite la promozione di norme per affrontare gli ostacoli non tecnologici e accelerare un'attuazione efficiente in termini di costi delle politiche energetiche europee.

Parte a sua volta del work programme "H2020-EU.3.3. - Energia sicura, pulita ed efficiente" è il work programme "H2020-EU.3.3.4 - Un'unica rete elettrica europea intelligente" [12]. Questo è stato delineato per realizzare una delle grandi linee di sviluppo del progetto Energia sicura, pulita ed efficiente (lettera d).

Come già detto in precedenza, le attività si incentrano su ricerca, sviluppo e sperimentazione di tecnologie intelligenti che effettuino azioni di gestione della rete elettrica, come bilanciamento e back-up, e di tecnologie energetiche che si integrino tutte insieme nella rete, come ad esempio centrali tradizionali o stoccaggio flessibile dell'energia. L'obiettivo principale è rendere la rete elettrica internazionale più flessibile, efficiente e resiliente al clima, sia in condizioni normali che di emergenza. Inoltre, si stanno progettando sistemi e configurazioni di mercato per pianificare, monitorare,

controllare e gestire in condizioni di sicurezza le reti interoperabili, in modo da fondare un mercato aperto, de-carbonizzato, sostenibile sul piano ambientale e competitivo.

### 2.2.1 Descrizione

Come già detto in precedenza, uno dei principali obiettivi dell'UE è la realizzazione entro il 2050 di un sistema energetico a bassa emissione di carbonio, basato sulla generazione del 97% dell'energia da fonti energetiche rinnovabili (Renewable energy sources – RES). Queste infatti costituiscono una grande opportunità di ridurre le emissioni di gas serra nell'atmosfera e di conseguenza di mitigare gli effetti nocivi dei cambiamenti climatici [13].

La principale problematica correlata all'utilizzo di fonti energetiche rinnovabili, soprattutto per quanto riguarda la generazione elettrica (fotovoltaico ed eolico), è la loro natura non programmabile: non sempre la produzione da RES e la domanda di energia elettrica coincidono, e questo potrebbe non raramente portare a problemi di scarsa qualità della fornitura dell'elettricità e di stabilità della rete e, di conseguenza, alla riduzione della produzione energetica.

Per ovviare a questi inconvenienti, la generazione intermittente da RES necessita di un'ampia flessibilità della domanda di elettricità, ma questo non è assolutamente sufficiente, poiché essa è troppo limitata rispetto all'enorme variabilità delle RES. Per questo, PLANET sta progettando e implementando soluzioni e tecnologie per facilitare la piena integrazione delle RES nella rete elettrica, nazionale ed europea [14].

Le tecnologie più promettenti in questa ottica sono lo stoccaggio e la conversione dell'energia in vettori energetici alternativi: perciò proposito del progetto è anche di sviluppare sistemi per integrare e coordinare tutte le reti energetiche, di elettricità, gas e calore. PLANET sta effettuando una solida analisi delle possibili sinergie tra le varie reti energetiche creando modelli di simulazione per l'integrazione tra le reti energetiche e le tecnologie di conversione/stoccaggio, ad esempio power-to-gas, power-to-heat e stoccaggio virtuale dell'energia termica.

Inoltre, per aiutare le utilities (DSO - Distribution Service Operators), i responsabili politici e gli operatori di rete ad esplorare, identificare e valutare le strategie ottimali di

pianificazione e gestione della rete per i futuri scenari energetici, PLANET sta sviluppando un Sistema olistico di Supporto alle Decisioni.

Gli strumenti sviluppati da PLANET sono sperimentati su due diversi casi prova in Italia e in Francia, grazie alla collaborazione di due operatori di reti di distribuzione, che gestiscono reti di elettricità, gas naturale e teleriscaldamento, fornendo quindi un solido banco di prova per poter individuare i vantaggi e l'affidabilità di tali modelli, la reattività e i potenziali problemi di stabilità della rete e le contromisure efficaci.

Tuttavia, i modelli per il potenziamento della rete e l'utilizzo di asset di conversione e di stoccaggio all'interno di PLANET forniscono risultati solo teorici.

Il progetto PLANET è stato avviato il 1° novembre del 2017 e terminerà i primi mesi del 2021. Il budget messo a disposizione dalla Comunità Europea è di circa 4 miliardi di euro.

## 2.2.2 Obiettivi e attività

Le attività di PLANET, riassumendo, si articolano intorno a cinque linee principali:

- a) Modellazione delle tecnologie di conversione e stoccaggio dell'energia, tra cui principalmente [14]:
  - Power-to-Gas (P2G);
  - Power-to-Heat (P2H) centralizzato e locale;
  - Cogenerazione di energia elettrica e termica (CHP);
  - Stoccaggi termici: Stoccaggi termici tradizionali (TTS) e Stoccaggi termici con materiali a cambiamento di fase (PCMTS);
  - Accumulo virtuale di energia (VES);
  - Modellazione degli edifici.
- b) Modelli di simulazione dell'integrazione tra reti elettriche, di gas e di calore, unitamente all'integrazione nelle singole reti dei modelli delle tecnologie di conversione e stoccaggio dell'energia, al fine di comprendere come queste conversioni possano influenzare la stabilità, l'affidabilità e la reattività della rete.

- c) Sviluppo di un sistema olistico di supporto alle decisioni (DSS) che consenta la pianificazione e la gestione operativa multi-grid tenendo conto delle sinergie e dei flussi di energia tra le reti di elettricità, gas e calore.
- d) Valutazione ed esplorazione dell'impatto delle politiche e dei modelli di mercato.
- e) Definizione e promozione di proposte - punch-list - per gli enti di standardizzazione.
- f) Attività di esplorazione e di indagine di nuovi ruoli e modelli di business.

### 2.2.3 Consorzio

Il consorzio PLANET è composto da 11 partner provenienti da 7 paesi europei, che coprono tutti i campi di interesse per il progetto: ricerca di base e applicata, innovazione tecnologica e approcci metodologici collaudati, insieme agli utenti finali e ai partner pilota.

I partner sono: POLITO (Italia), VTT (Finlandia), HYPERTECH (Grecia), IREN (Italia), CERTH (Grecia), ITM Power (Regno Unito), VaasaETT (Finlandia), FGH (Germania), SOREA (Francia), ISMB (Italia), MERIT Consulting House (Belgio).



Figura 4. Consorzio PLANET.

## 2.3 Sistema elettrico italiano

L'energia elettrica non esiste in natura: bisogna quindi produrla, trasmetterla, distribuirla e venderla agli utenti. L'insieme di tutte queste fasi costituisce la filiera del Sistema Elettrico e, ovviamente, alle sue spalle c'è un'architettura molto precisa e articolata che ne permette la gestione ottimale e lo rende un servizio di elevata qualità.

### 2.3.1 Cenni storici

L'ingresso dell'elettricità nel nostro Paese [15] avvenne nel 1883 con la costruzione a Milano della prima centrale elettrica italiana a carbone; negli anni successivi il numero delle centrali elettriche in Italia aumentò progressivamente e il settore elettrico cominciò a svilupparsi. Un episodio fondamentale fu la costruzione della prima centrale geotermoelettrica nel mondo, nel 1904 a Larderello.

Fino al 1962 [16] il sistema fu gestito da aziende di piccola e media dimensione, come Edison, SIP, SME ecc., sparse sul territorio. Nel 1962 il settore fu quasi totalmente reso pubblico tramite l'istituzione dell'ENEL (*Ente Nazionale per l'Energia Elettrica*), a cui vennero affidate tutte le attività di produzione, importazione ed esportazione, trasporto, trasformazione, distribuzione e vendita dell'energia elettrica da qualsiasi fonte prodotta. L'ENEL divenne quindi unico operatore nazionale, anche se rimasero alcune aziende municipalizzate che effettuavano produzione e importazione, e rimaneva la possibilità per i privati di produrre elettricità solo al fine dell'autoconsumo. Nel 1963 venne costruita la prima Centrale Nucleare italiana a Latina, a cui seguì nel 1975 l'installazione di altre otto centrali nucleari, per una potenza complessiva di 8000 MW, in risposta alla crisi petrolifera mondiale avvenuta nel 1973. Tuttavia, il nucleare ebbe vita breve: nell'anno successivo all'incidente di Chernobyl, avvenuto nel 1986, ci fu il Referendum abrogativo sul nucleare, che portò all'abolizione della produzione di elettricità da fonte nucleare in Italia.

L'inizio della liberalizzazione del settore avvenne nel 1991 con il Provvedimento del Comitato Interministeriale Prezzi n. 6/92: tale provvedimento rese libera l'attività di

produzione, purché derivante da fonti fossili e assimilate, anche se comunque c'era l'obbligo di ritiro da parte di ENEL.

Nel 1995 fu istituita l'Autorità per l'Energia elettrica e il Gas (oggi ARERA), con il compito di regolamentare il settore.

La completa liberalizzazione del Mercato Elettrico Italiano avvenne tramite il "Decreto Bersani", che costituiva il recepimento della Direttiva Europea 96/92/CE, e la successiva "Legge Marzano", che regolamentava il riordino del settore energetico. Contestualmente alle precedenti avvenne l'istituzione del GME (Gestore del Mercato Elettrico).

### 2.3.2 La filiera del Sistema Elettrico Nazionale

La filiera del settore elettrico può essere suddivisa in quattro fasi [16]:

- Produzione e/o importazione;
- Trasmissione e dispacciamento;
- Distribuzione;
- Vendita e/o esportazione.

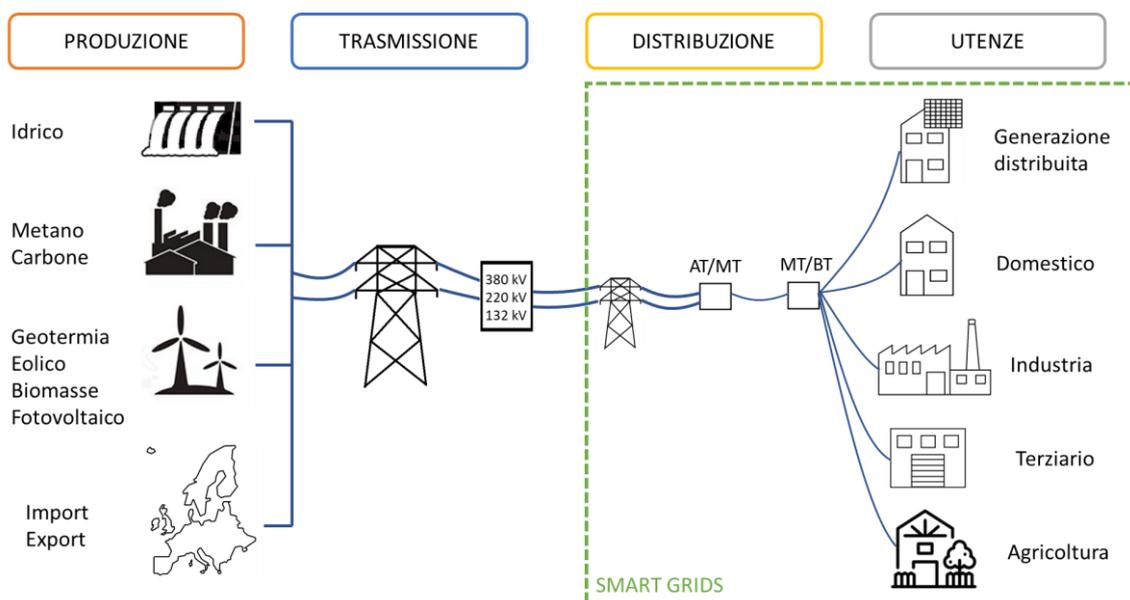


Figura 5. Filiera elettrica italiana.

Tra queste in Italia sono completamente libere le attività di produzione, importazione, distribuzione, vendita ed esportazione, mentre sono riservate esclusivamente allo Stato quella di trasmissione e dispacciamento.

La trasmissione consiste nel trasporto dell'energia elettrica attraverso le reti ad alta ( $35\text{kV} < V < 150\text{kV}$ ) ed altissima tensione ( $V > 150\text{kV}$ ), mentre la distribuzione consiste nel trasporto e nella successiva fornitura dell'energia elettrica attraverso le linee a media ( $1\text{kV} < V < 35\text{kV}$ ) e bassa tensione ( $V < 1\text{kV}$ ). La società Terna [17] è la proprietaria della rete di trasmissione nazionale e si occupa della sua gestione, effettuando quindi le attività di trasmissione e dispacciamento; la distribuzione invece, è affidata dal MISE (Ministero dello Sviluppo Economico) ad imprese distributrici tramite concessioni di durata trentennale.

**Tabella 2.** Filiera elettrica italiana [18].

<b>Attività</b>	<b>Assetto</b>	<b>Regime di prezzo</b>	<b>Principali operatori</b>
<b>Generazione (produzione e importazione)</b>	Libera	Mercato	Enel, Edison, EniPower, ecc..
<b>Trasmissione e dispacciamento</b>	Monopolio nazionale	Regolato dall'ARERA	Terna SpA
<b>Distribuzione</b>	Monopoli locali (concessioni statali)	Regolato dall'ARERA	E-Distribuzione, Unareti, Areti, Ireti, Inrete ecc..
<b>Vendita</b>	Libera	Mercato	Enel Energia, Edison Energia, Eni Gas e Luce, A2A Energia ecc..

Per garantire la continuità e la sicurezza della fornitura di elettricità agli utenti, Terna si occupa anche dell'attività di dispacciamento [19], ovvero della gestione dei flussi energetici attraverso la rete di trasmissione nazionale: poiché l'energia elettrica non si può immagazzinare, in ogni istante la quantità di energia immessa nella rete deve essere esattamente uguale a quella prelevata, in modo da garantire il continuo equilibrio tra domanda e offerta ed evitare sovraccarichi che porterebbero alla sospensione del

servizio (blackout). Più nel dettaglio, i vincoli tecnici a cui è sottoposto il sistema di trasmissione sono [16]:

- Bilanciamento istantaneo e continuo tra le quantità di energia immessa in rete e quelle prelevate dalla rete, considerando le perdite di trasporto e distribuzione;
- Mantenimento della frequenza e della tensione dell'energia in rete per assicurare la sicurezza degli impianti;
- Mantenimento entro i limiti di transito ammissibili la quantità di energia che attraversa ogni singolo elettrodo.

Per lo svolgimento ottimale dei propri compiti e per garantire il corretto funzionamento del sistema, Terna possiede potere di controllo sugli impianti che partecipano al servizio di dispacciamento tramite il Mercato per il Servizio del Dispacciamento (MSD).

### 2.3.3 Principali attori del settore elettrico: ARERA, GSE, GME, AU

*L'ARERA (Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente)* [20] è un organismo indipendente che svolge funzioni di regolazione e controllo del settore energetico, attraverso l'emanazione di provvedimenti chiamati deliberazioni. L'ARERA è stata istituita con la legge del 14 novembre 1995 n°481 e in principio le sono state affidate mansioni in materia di energia elettrica e gas naturale; successivi interventi normativi hanno esteso il suo campo di attività anche nei settori dei servizi idrici, del teleriscaldamento, teleraffrescamento e del ciclo dei rifiuti urbani, differenziati e assimilati.

Gli obiettivi principali perseguiti dall'Autorità sono:

- garantire la promozione della concorrenza e dell'efficienza nei settori energetici;
- assicurare la fruibilità e la diffusione dei servizi in modo omogeneo sull'intero territorio nazionale;
- definire adeguati livelli di qualità dei servizi;
- predisporre di sistemi tariffari certi, trasparenti e basati su criteri predefiniti;
- promuovere la tutela degli interessi di utenti e consumatori.

L'ARERA svolge tali funzioni in armonia con gli obiettivi economico-finanziari dei soggetti esercenti i servizi e con gli obiettivi generali di carattere sociale, di tutela ambientale e di uso efficiente delle risorse.

Il *GSE Spa (Gestore servizi energetici)* [21] è una società interamente partecipata dal MISE (Ministero dello Sviluppo Economico). La sua attività è volta a perseguire e conseguire gli obiettivi di sostenibilità ambientale nei due ambiti di fonti rinnovabili ed efficienza energetica. I principali servizi che svolge sono [16]:

- Garanzia agli operatori del sostegno economico che le normative vigenti prevedono per l'utilizzo di fonti rinnovabili, le quali altrimenti sarebbero ancora economicamente inaccessibili (assenza di grid parity). A questo proposito rilascia la qualifica IAFR agli Impianti Alimentati da Fonti Rinnovabili che generano energia elettrica e rilascia la Garanzia d'Origine (GO) all'energia elettrica prodotta da RES o da CAR (Cogenerazione ad Alto Rendimento);
- Erogazione del servizio di ritiro dedicato, ovvero ritiro e collocazione sul mercato di quell'energia che gli impianti cedono al GSE invece di accedere direttamente al mercato;
- Erogazione del servizio di scambio sul posto dell'energia prodotta da impianti CAR fino a 200 kW o da impianti a fonti rinnovabili fino a 500 kW;
- Controllo del rispetto delle condizioni tecniche che rendono ad alto rendimento un impianto di cogenerazione;
- Approvazione della documentazione riguardante la richiesta dei TTE (Titoli di Efficienza Energetica) e degli incentivi legati al Conto Termico.

Inoltre, il GSE si impegna nello sviluppo di studi, ricerche e attività a sostegno delle Pubbliche Amministrazioni e si interfaccia costantemente con le istituzioni e gli operatori stranieri, incentivando iniziative di estensione globale.

Il *GME Spa (Gestore Mercati Energetici)* [22] è una società interamente partecipata dal GSE. Ad esso è affidata l'organizzazione e la gestione dei mercati dell'energia elettrica

(Borsa elettrica), del gas naturale e quelli ambientali e svolge le proprie attività nel rispetto degli indirizzi del Ministero dello Sviluppo Economico e delle deliberazioni emanate dall'ARERA.

Il primo compito che gli venne affidato, in seguito all'evolversi del processo di liberalizzazione del settore energetico, fu quello dell'organizzazione e della gestione economica del mercato all'ingrosso dell'energia elettrica, attività che svolge tutt'ora nel rispetto dei principi di neutralità, trasparenza, obiettività e concorrenza. La Borsa Elettrica, nota anche come IPEX (Italian Power Exchange), è caratterizzata da diversi mercati dell'energia elettrica (che verranno analizzati più nel dettaglio successivamente): un mercato a termine fisico (MTE), un mercato del giorno prima (MGP), caratterizzato da modalità di negoziazione ad asta, un mercato infragiornaliero (MI), caratterizzato da modalità di negoziazione ad asta, e un mercato per la negoziazione di prodotti giornalieri (MPEG), caratterizzato da modalità di negoziazione continua. In aggiunta, il GME gestisce il mercato del servizio di dispacciamento (MSD) per conto di Terna.

Successivamente, sempre nell'ambito della liberalizzazione del settore energetico, al GME è stata affidata l'organizzazione e la gestione economica dei mercati del gas naturale e dei servizi connessi, quali la Piattaforma per la negoziazione del gas naturale (P-GAS), il Mercato del gas (MGAS) e la Piattaforma di assegnazione della capacità di rigassificazione (PAR).

Per quanto riguarda i mercati ambientali, il GME gestisce e organizza il mercato dei Titoli di Efficienza Energetica e il mercato delle Garanzie di Origine (GO).

Negli ultimi anni al GME è stata affidata l'organizzazione e la gestione di ulteriori due piattaforme, nel settore degli oli minerali e dei prodotti petroliferi, ovvero una Piattaforma di mercato per l'offerta dei servizi della logistica petrolifera di oli minerali (P-LOGISTICA) e una Piattaforma per lo scambio all'ingrosso dei prodotti petroliferi liquidi per autotrazione.

Infine, il GME ha il compito di monitorare il mercato dell'energia elettrica per conto dell'ARERA, con lo scopo di assicurare l'integrità e la trasparenza del mercato dell'energia all'ingrosso.

L'*Acquirente Unico (AU)* [23] è una società pubblica interamente partecipata dal GSE. Il suo compito più importante è quello di approvvigionare l'energia elettrica sul mercato all'ingrosso, nelle condizioni più favorevoli di mercato, per fornirla ai clienti domestici e alle piccole imprese che ancora non sono passati al libero mercato, ma che fanno ancora parte del mercato a maggior tutela. Quest'ultimo è stato istituito il 1° luglio 2007 quando è stato completamente liberalizzato il settore dell'energia elettrica, allo scopo di tutelare i milioni di piccoli consumatori (clienti domestici e PMI) prima che questi scegliessero liberamente il proprio fornitore. Il servizio a maggior tutela è stato chiuso il 1° luglio 2020.

Dal 2009 i compiti affidati all'AU sono aumentati con l'apertura dello Sportello per il Consumatore Energia e Ambiente e del Sistema Informativo Integrato e con la gestione del Portale Consumi e del Portale Offerte. Questi ultimi non possiedono fini commerciali, ma soltanto l'obiettivo di informare il consumatore sui suoi consumi e affiancarlo nella scelta dell'offerta di luce e gas più adatta alle sue esigenze.

Infine, l'AU ha il compito di gestire le scorte di emergenza di prodotti petroliferi, in collaborazione con l'Organismo Centrale di Stoccaggio Italiano.

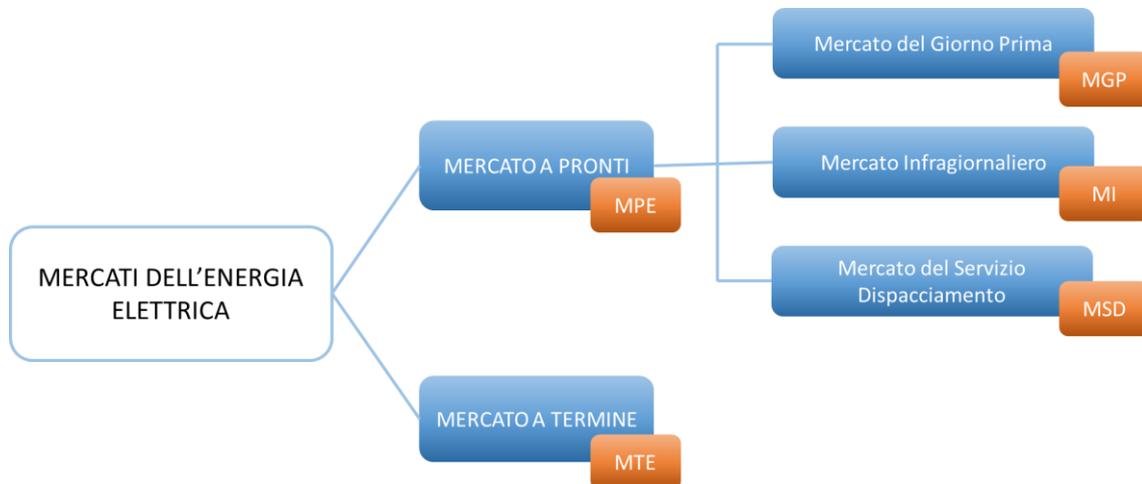
### 2.3.4 La Borsa Elettrica

La *Borsa Elettrica* o *IPEX (Italian Power Exchange)* [24] è un sistema che assume la forma di un mercato di contrattazione, organizzato quindi per l'incontro di offerte di vendita e di acquisto di energia elettrica. La sua istituzione avvenne il 1° aprile 2004, in seguito all'emanazione del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79, recepimento della direttiva comunitaria 96/92/CE sulla creazione di un mercato interno dell'energia.

Il mercato elettrico italiano non è un mercato dove avviene la compravendita di beni materiali, ma è un mercato in cui avviene la compravendita di promesse di produzione e assorbimento di precise quantità di energia elettrica, in un dato giorno e in una data ora [16].

Esso si articola nel Mercato A Pronti dell'Energia Elettrica (MPE) e nel Mercato A Termine dell'Energia Elettrica (MTE); il MPE [25] a sua volta si articola in Mercato del Giorno

Prima (MGP), Mercato Infragiornaliero (MI) e in Mercato del Servizio di Dispacciamento (MSD).



**Figura 6.** Struttura della Borsa Elettrica

Sul Mercato del Giorno Prima (MGP) i produttori, i grossisti e i clienti finali vendono e acquistano blocchi di energia orari per il giorno successivo: gli operatori partecipano presentando la quantità e il costo massimo a cui sono disposti ad acquistare l'energia oppure la quantità ed il costo minimo a cui sono disposti a vendere l'energia. Il MGP si svolge in un'unica seduta che si apre alle ore 8:00 del nono giorno antecedente il giorno di consegna (giorno D-9) e si chiude alle ore 12.00 del giorno precedente il giorno di consegna (giorno D-1). Gli esiti vengono comunicati entro le ore 12.55 del giorno precedente il giorno di consegna e contengono l'insieme delle offerte accettate dopo la chiusura del MGP: considerando che l'accettazione delle offerte avviene sulla base del merito economico e nel rispetto dei limiti di transito tra le zone, il MGP non è un mercato a contrattazione continua ma è un mercato d'asta.

Sul Mercato Infragiornaliero (MI) i produttori, i grossisti e i clienti finali possono presentare ulteriori offerte di acquisto/vendita nelle stesse modalità del MGP, allo scopo di modificare i programmi di immissione/prelievo stabili nel MGP. Il MI si articola in sette sessioni distinte, ognuna delle quali comincia il giorno precedente a quello di consegna e può terminare lo stesso giorno o il giorno successivo (giorno di consegna D): in totale il MI comincia alle 12:55 del giorno D-1 e termina alle 15:45 del giorno D.

L'accettazione delle offerte avviene sulla base degli stessi criteri utilizzati per il MGP, quindi anche questo coincide con un mercato d'asta. Inoltre, in entrambi i mercati il GME agisce come controparte centrale.

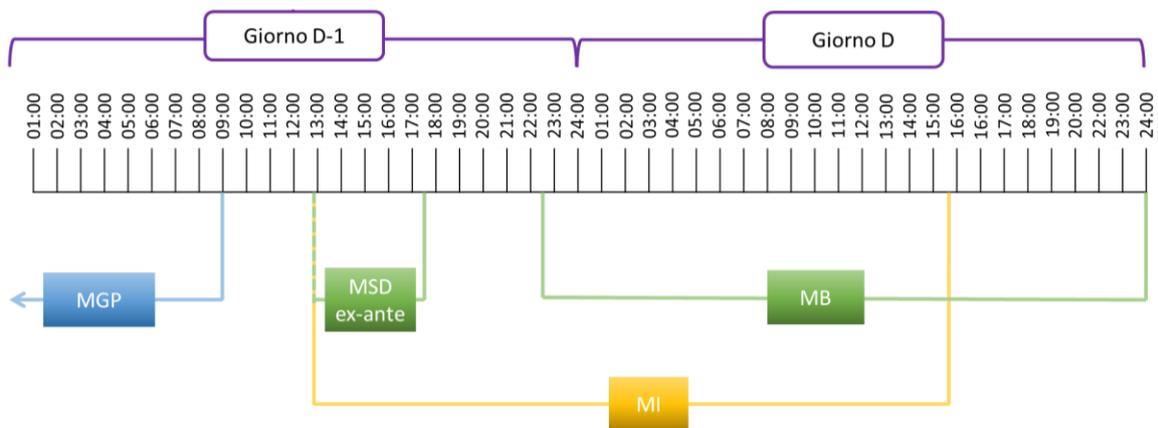
Nel MGP e nel MI vengono stabiliti i profili di immissione e prelievo dell'energia elettrica dalla rete nazionale, per ogni ora del giorno successivo e per ogni "punto di offerta": i punti di offerta sono le diverse zone di mercato, ovvero porzioni di rete di trasmissione identificate da Terna in base ai limiti fisici di transito sugli elettrodotti; tuttavia il maggior contributo viene fornito dal MGP poiché esso ospita la maggior parte delle transazioni di compravendita di energia elettrica. Tali profili sono di fondamentale importanza per Terna, che li utilizza come previsione della domanda elettrica nazionale per il giorno successivo.

Il Mercato per il Servizio del Dispacciamento (MSD) è lo strumento che viene utilizzato da Terna per la gestione e il controllo del sistema di trasmissione nazionale: sul MSD gli utenti del dispacciamento presentano offerte di disponibilità ad aumentare/ridurre la potenza prelevata/impressa in ogni ora, in modo che Terna possa utilizzarle il giorno prima, per correggere i programmi che violano i limiti di transito sulla rete e per costituire riserve di energia, oppure il giorno successivo, in tempo reale, per bilanciare il sistema in caso di scostamenti del fabbisogno nazionale dai profili determinati tramite il MGP e il MI.

Il MSD si articola in MSD ex-ante e Mercato di Bilanciamento (MB) [18]: il primo si svolge dalle ore 12:55 alle 17:30 del giorno precedente in sei sottofasi di programmazione ed è utilizzato da Terna per accettare offerte di acquisto e vendita di energia ai fini della risoluzione delle congestioni residue e della costituzione dei margini di riserva; il secondo è utilizzato da Terna per accettare offerte di acquisto o vendita di energia ai fini del bilanciamento del sistema in tempo reale e si svolge in sei sessioni, le quali si aprono tutte alle ore 22:30 del giorno precedente il giorno di consegna (e comunque non prima che siano stati resi noti gli esiti della precedente sessione del MSD ex-ante) e si chiudono 1 ora e mezza prima della prima ora che può essere negoziata in ciascuna sessione.

**Tabella 3.** Schema organizzativo del MPE [26].

	MGP	MI	MSD	
Risorsa Scambiata	Energia	Energia	Energia per la risoluzione delle congestioni	Energia per il bilanciamento in tempo reale
Unità ammessa a partecipare	Tutti i punti in immissione e in prelievo		Tutti i punti di offerta in immissione e prelievo abilitati alla fornitura dei servizi di dispacciamento	
Operatori ammessi a partecipare	Operatori di mercato	Operatori di mercato	Utenti del dispacciamento	Utenti del dispacciamento
Prezzo	Prezzo di Equilibrio	Prezzo di Equilibrio	Prezzo Offerto	Prezzo Offerto



**Figura 7.** Distribuzione temporale dei mercati a pronti.

Il grafico di seguito riportato è un report storico, scaricato dal sito di Terna [27], riferito al giorno 23/03/2020, dove:

- la curva rossa rappresenta il profilo previsionale del fabbisogno elettrico nazionale, elaborato il giorno precedente sulla base dei valori di consumo reali di giorni analoghi di periodi precedenti, corretti in base alle condizioni climatiche e meteorologiche e in base a fattori socioeconomici;
- la curva nera rappresenta il profilo reale del fabbisogno elettrico nazionale, ricavato in base alle informazioni acquisite dal sistema di controllo di Terna.



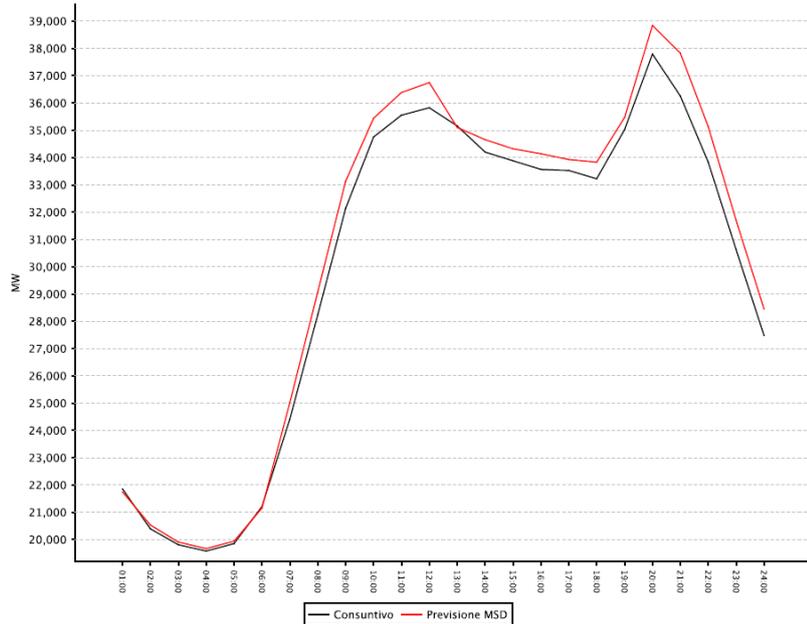
Report Storico Previsione 100%

Giorno di previsione : 23/03/2020 ITALIA

ORA	CONSUNTIVO	PREVISIONE
01:00	21,860	21,747
02:00	20,395	20,535
03:00	19,813	19,911
04:00	19,579	19,670
05:00	19,855	19,943
06:00	21,212	21,156
07:00	24,418	25,023
08:00	28,237	29,073
09:00	32,138	33,133
10:00	34,753	35,439
11:00	35,554	36,385
12:00	35,826	36,748
13:00	35,159	35,106
14:00	34,202	34,657
15:00	33,883	34,323
16:00	33,568	34,142
17:00	33,528	33,929
18:00	33,224	33,832
19:00	35,022	35,470
20:00	37,795	38,843
21:00	36,256	37,827
22:00	33,832	35,136
23:00	30,626	31,700
24:00	27,479	28,450
Totale:	718,214	732,178

Elaborazione effettuata sulla base di dati di previsione di esercizio

Scostamento alla Potenza Massima :	-2.77%
Scostamento alla Potenza Minima :	-0.46%
Scostamento Assoluto Medio Potenza :	1.73%
Scostamento Energia :	-1.94%



**Figura 8.** Diagramma dell'andamento in tempo reale, aggiornato ogni quindici minuti, del fabbisogno di energia elettrica previsto e realizzato [27].

È evidente che le due curve non coincidono, ma anche che sono molto simili: questo è uno dei tanti esempi in cui l'andamento atteso del fabbisogno nazionale non coincide esattamente con quello reale, ma ne è un'ottima approssimazione: il sistema di controllo di Terna infatti è un sistema ad avanzata tecnologia che acquisisce tutte le informazioni (telemisure e telesegnalazioni) necessarie al controllo in sicurezza del sistema elettrico a 380-220-150-132 kV.

Il Mercato a Termine (MTE) [26], a differenza di quello a Pronti, è un mercato puramente finanziario e con negoziazione continua, in cui avviene la stipula di contratti a termine dell'energia elettrica con obbligo di consegna e ritiro della stessa. Si articola in sessioni che si svolgono dalle ore 9:00 alle ore 17:30 dei giorni di mercato, eccetto il penultimo giorno di mercato aperto di ciascun mese, quando l'orario di chiusura della sessione viene anticipato alle ore 14:00.

Sul MTE possono partecipare tutti gli operatori ammessi al mercato elettrico, i quali possono negoziare due tipologie di contratto, caratterizzate da una quantità di energia pari al prodotto tra 1 MW, quantità stabilita dal GME, e i periodi rilevanti sottostanti il contratto medesimo e negoziabili con periodi di consegna di un mese, un trimestre e un anno. Le tipologie sono così definite:

- *Baseload*, il cui sottostante è l'energia elettrica da consegnare in tutti i periodi rilevanti dei giorni appartenenti al periodo di consegna;
- *Peakload*, il cui sottostante è l'energia elettrica da consegnare nei periodi rilevanti dal nono al ventesimo dei giorni appartenenti al periodo di consegna, esclusi il sabato e la domenica.

Gli operatori presentano l'offerta di acquisto/vendita indicando tipologia e periodo di consegna dei contratti, numero dei contratti e prezzo. Tali offerte vengono inserite dal GME in un book di negoziazione, divise in base alla tipologia di contratto e al periodo di consegna e ordinate in base al prezzo: in ordine decrescente per le offerte di acquisto e in ordine crescente per le offerte di vendita.

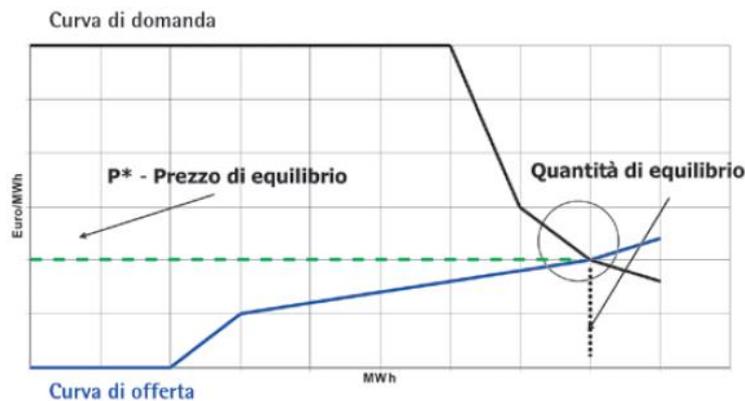
A parità di prezzo vale la priorità temporale di immissione dell'offerta e le offerte senza limite di prezzo hanno priorità massima. La conclusione dei contratti avviene mediante l'abbinamento automatico di offerte di segno contrario presenti sul book e ordinate secondo i criteri di priorità.

### 2.3.5 Risoluzione del mercato elettrico

Alla chiusura della seduta delle offerte del MGP, il GME avvia il processo per la risoluzione del mercato [16], secondo cui:

1. Si ordinano le offerte di vendita in ordine crescente;
2. Si ordinano le offerte di acquisto in ordine decrescente;
3. Si costruiscono curve relative ai due tipi di offerta, in un grafico (MWh, €/MWh);
4. Dall'intersezione delle curve si determina:

- Quantità di energia globalmente scambiata il giorno successivo, detta "quantità di equilibrio" (sull'asse delle ascisse);
- Prezzo di energia relativo a quella quantità, detto "prezzo di equilibrio" (sull'asse delle ordinate).



**Figura 9.** Determinazione del Prezzo di equilibrio [26].

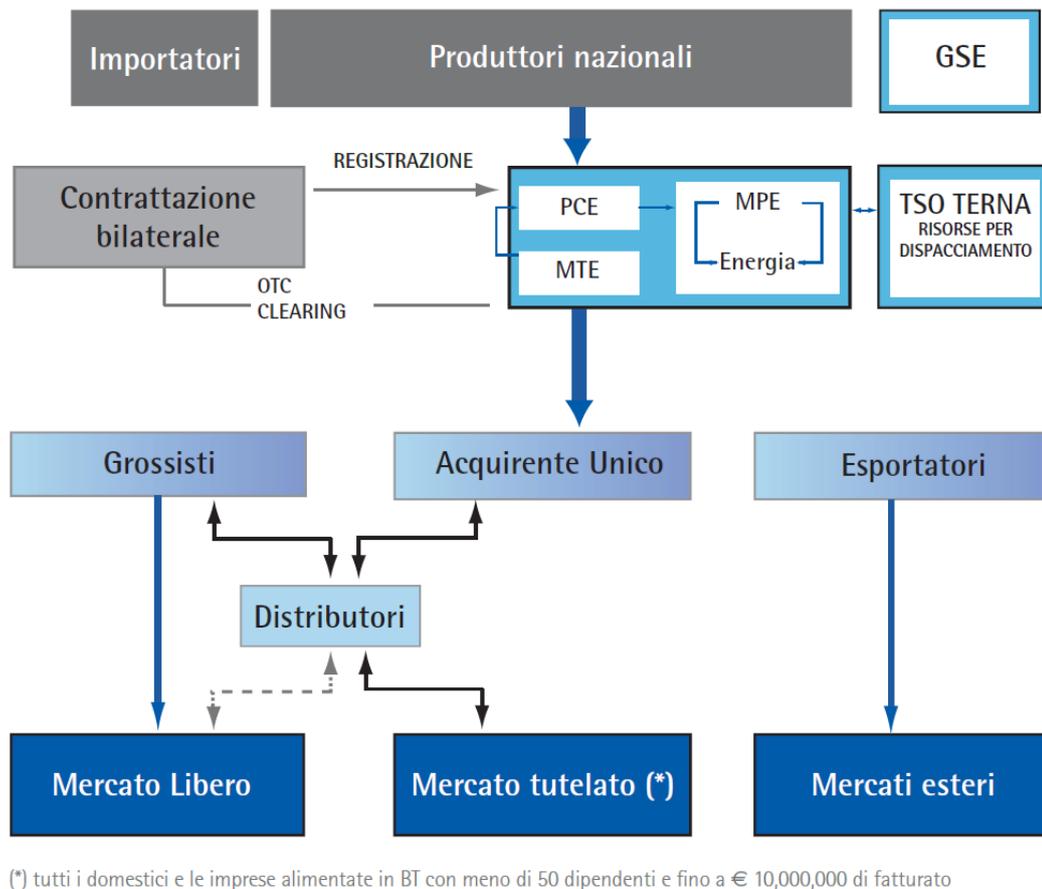
Il prezzo di equilibrio è unico in tutte le zone solo se il transito di energia sugli elettrodotti non risulta violato dai flussi sulla rete stabiliti dal mercato: le offerte accettate vengono remunerate con il prezzo di equilibrio. Se, invece, si verifica almeno una violazione sul limite di transito si effettua il market splitting: in questo modo, si determinano due zone del mercato, una relativa all'esportazione, l'altra relativa all'importazione. Per ciascuna zona viene ripetuto il processo di risoluzione evidenziato in precedenza, da cui risultano, di conseguenza, due prezzi diversi chiamati prezzi di equilibrio zonali  $P_z$ . Se risultano di nuovo violati i vincoli di transito all'interno di una delle zone, si ripete il processo di market splitting all'interno della zona interessata, fino a raggiungere il rispetto di tali vincoli.

Viene definito come PUN (Prezzo Unico di acquisto su base Nazionale) la media dei prezzi di vendita del MGP zonali, ponderati per i consumi zonali. Dall'esito del mercato elettrico si ha che:

- Le offerte di acquisto sono remunerate al PUN (chi compra, compra al prezzo di PUN);
- Le offerte di vendita sono remunerate al  $P_z$  (chi vende, vende al prezzo zonale).

L'indice di prezzo PUN esprime la variazione di richiesta di energia: se la domanda aumenta, allo stesso modo aumenta il valore del prezzo di acquisto. Di conseguenza, il PUN varia ogni ora di ogni giorno: si hanno valori più alti nelle ore (e nei giorni) in cui la produzione di energia ha un costo maggiore e valori più bassi quando, invece, l'offerta è più alta. Da ciò si evince quanto questo indice sia importante per il cliente finale. Infatti, il grossista, che acquista l'energia direttamente in borsa nel MGP, la rivende ai suoi clienti finali in modo tale da avere un certo margine di profitto più o meno costante: l'andamento temporale del PUN, di conseguenza, si riflette nei contratti e nelle tariffe del mercato libero (vale lo stesso per il mercato di maggior tutela), che aumentano o decrescono come aumenta o decresce il valore dell'indice.

Al di fuori della borsa elettrica, esistono i cosiddetti contratti bilaterali o contratti OTC (Over The Counter): la borsa elettrica non è un mercato obbligatorio, infatti gli operatori hanno la possibilità di stipulare contratti di compravendita di energia anche al di fuori di essa. Le quantità di energia scambiate tramite contratti bilaterali devono comunque attraversare le reti di trasmissione e distribuzione e, poiché tramite il MGP e il MI si definiscono i profili di immissione e prelievo di energia elettrica dalla rete nazionale per il giorno successivo, esse devono essere obbligatoriamente registrate sulla Piattaforma Conti Energia (PCE) per evitare la violazione dei limiti di transito dei flussi elettrici. Tramite la PCE, i programmi di immissione e prelievo relativi ai contratti bilaterali vengono inviati sul MGP come offerte di vendita a prezzo zero o offerte di acquisto a prezzo massimo, in modo che risultino offerte di massima priorità e vengano quindi sicuramente accettate. In tal modo tali programmi non concorrono alla formazione del prezzo di equilibrio, ma contribuiscono alla definizione del PUN, poiché nei consumi zonali essi sono considerati.



**Figura 10.** Assetto organizzativo del mercato elettrico in Italia [26].

### 2.3.6 MSD: Mercato dei Servizi di Dispacciamento

Come già spiegato in precedenza, sul MSD Terna si approvvigiona delle risorse necessarie alla gestione e al controllo del sistema: risoluzione delle congestioni intrazonali, creazione della riserva di energia (primaria, secondaria e terziaria) e bilanciamento in tempo reale. L'utente che sigla con Terna il contratto di dispacciamento si chiama Utente del Dispacciamento (UdD) e coincide con il produttore o con un suo delegato.

Le risorse per la risoluzione delle congestioni sono utilizzate da Terna per modificare i programmi di immissione e prelievo stabiliti nel MGP e nel MI, allo scopo di eliminare le congestioni sulla rete rilevante [28]. Gli operatori che vi partecipano offrono disponibilità ad accettare modifiche ai propri programmi: Terna quindi accetta le offerte

presentate dagli operatori di mercato secondo un ordine di merito economico, minimizzando i costi per il sistema elettrico e, grazie ad esse, modifica i programmi effettuando un'azione di re-dispacciamento. La risoluzione delle congestioni viene effettuata nel MSD ex-ante.

Le risorse per il bilanciamento in tempo reale vengono utilizzate da Terna per garantire il mantenimento dell'equilibrio tra prelievi ed immissioni di energia elettrica. Il bilanciamento viene effettuato nel MB (mercato del Bilanciamento) tramite l'accettazione da parte di Terna, in tempo reale, delle offerte delle unità abilitate al bilanciamento presentate sul MSD, oppure tramite l'attivazione delle risorse approvvigionate per la riserva terziaria di potenza [28]. In questo modo Terna modifica i programmi in tempo reale, accettando, anche in questo caso, le offerte presentate dagli operatori di mercato secondo un ordine di merito economico, minimizzando i costi per il sistema elettrico.

La riserva di energia [29] è indispensabile per far fronte alle possibili instabilità della rete che si verificano quando è presente uno squilibrio tra generazione e fabbisogno. Infatti, al presentarsi di questa condizione in un sistema elettrico, il primo effetto è lo scostamento della frequenza rispetto al valore nominale, provocato dalla variazione dell'energia cinetica immagazzinata nei motori e negli alternatori connessi e in esercizio; il secondo effetto è il ripristino dell'equilibrio tra la potenza generata ed il fabbisogno, realizzato automaticamente dai regolatori di velocità delle unità di produzione, i quali modificano la quantità di potenza elettrica generata per adattarla al nuovo valore di frequenza. È evidente che risulta necessario che le unità di produzione dispongano di un margine di scostamento tra il punto di funzionamento e la potenza massima/minima tecnica, considerando che nel caso si verifichi un transitorio in sotto-frequenza, la potenza complessiva immessa in rete dalle unità di produzione in esercizio sarà aumentata, nel caso si verifichi un transitorio in sopra-frequenza avverrà il contrario. In questo senso, la *Regolazione Primaria* è definita come l'insieme di tutte le operazioni atte a mantenere in un sistema elettrico l'equilibrio tra generazione e domanda.

Dopo che la regolazione primaria ha permesso il ristabilimento dell'equilibrio delle potenze generate ed assorbite, il sistema elettrico si trova ad operare in una nuova

condizione di regime, in cui la frequenza ha un valore diverso da quello nominale e gli scambi di potenza sono diversi dai valori programmati. Per ristabilire sia il valore nominale della frequenza, sia i valori di potenza di scambio programmati, viene utilizzata una ulteriore regolazione, denominata *Regolazione Secondaria* o *Regolazione Frequenza-Potenza*, che interviene con tempi più lenti, dell'ordine delle diverse decine di secondi e che anch'essa agisce su un margine di potenza dedicata.

Nel caso di utilizzo permanente della banda di regolazione secondaria, Terna può ripristinare una quota del margine di potenza destinato a questa regolazione utilizzando un ulteriore potenza disponibile definita *Riserva di Regolazione Terziaria*. Questa si divide in: *Riserva terziaria pronta*, *Riserva terziaria rotante* e *Riserva terziaria di sostituzione*.

Oltre a questi, Terna ha predisposto altri servizi di dispacciamento, realizzabili quasi esclusivamente da impianti di produzione [28].

**Tabella 4.** Servizi di dispacciamento negoziati sul MSD. Nota: \* servizi prestati esclusivamente da impianti di produzione.

Servizio di dispacciamento	MSD ex-ante	MB	Modalità "a salire"	Modalità "a scendere"	Scopo
<b>Risoluzione congestioni</b>	x		x	x	Eliminare le congestioni nella rete rilevante
<b>Riserva primaria</b>	x	x			Correzione automatica degli squilibri istantanei tra produzione e fabbisogno del sistema elettrico europeo
<b>Riserva secondaria di potenza</b>	x	x			Compensazione degli scarti tra produzione e fabbisogno del SEN e ristabilimento della frequenza europea
<b>Riserva terziaria pronta</b>	x	x	x		Ricostituzione della banda di riserva secondaria di potenza

CAPITOLO 2  
Contesto europeo e nazionale

<b>Riserva terziaria rotante</b>	x	x	x	x	Ricostituzione della banda di riserva secondaria di potenza e della riserva terziaria pronta
<b>Riserva terziaria di sostituzione</b>	x	x	x	x	Ricostituzione della banda di riserva terziaria rotante
<b>Bilanciamento</b>		x	x	x	Mantenimento dell'equilibrio immissioni-prelievi, risoluzione congestioni e ripristino della riserva secondaria
<b>Interrompibilità del carico</b>	x	x			Interruzione del carico da parte dell'utente finale
<b>Riserva reattiva per la regolazione primaria di tensione*</b>	x	x			Modulazione della potenza reattiva erogata sulla base dello scostamento della tensione ai morsetti dal valore di riferimento
<b>Riserva reattiva per la regolazione secondaria di tensione*</b>	x	x			Modulazione della potenza reattiva erogata sulla base dello scostamento della tensione su nodi predefiniti da Terna, detti nodi pilota
<b>Rifiuto del carico*</b>	x	x			Distacco dalla rete e alimentazione dei servizi ausiliari rimanendo in condizioni di funzionamento stabile
<b>Rialimentazione del sistema elettrico*</b>	x	x			Partecipazione al Piano di Riaccensione (PdR)

<b>Telescatto*</b>	x	x	Disconnessione automatica dalla rete al verificarsi di eventi prestabiliti da Terna
--------------------	---	---	----------------------------------------------------------------------------------------------

## 2.4 Riforma del dispacciamento

La decarbonizzazione del sistema energetico perseguita dall'UE entro il 2050 necessita inevitabilmente di una sempre più ampia e diffusa partecipazione al sistema elettrico delle fonti rinnovabili, della generazione diffusa, dei sistemi di accumulo e dei consumatori, alcuni dei quali sono anche produttori (prosumer). Fino a qualche anno fa il sistema elettrico si basava quasi esclusivamente sulla produzione centralizzata di energia elettrica e perciò la sua gestione e la sua architettura non risultava più adatta ai nuovi attori che stavano entrando in scena.

A questo proposito, l'UE prima e i singoli Stati membri poi, hanno cominciato a prendere provvedimenti per attuare modifiche al sistema elettrico e renderlo adeguato alle nuove esigenze.



- Clean Energy Package
- Electricity Balancing Code

- Decreto Legislativo 102/2014
- Delibera 300/2017/R/EEL



**Figura 11.** Inquadramento normativo-regolatorio europeo e italiano.

L'aspetto che si intende approfondire riguarda la *Riforma organica della regolazione del servizio di dispacciamento*, cioè l'insieme delle azioni volte ad integrare le fonti

rinnovabili, la domanda elettrica e i sistemi di accumulo nella fornitura di servizi di Demand Response [30].

#### 2.4.1 Inquadramento normativo-regolatorio europeo:

Nel dicembre del 2015 l'UE, insieme ad altri 195 Stati, ha firmato l'Accordo di Parigi (COP 21) [31], un accordo riguardante i cambiamenti climatici e la riduzione dell'emissione dei gas serra: lo scopo principale è quello di limitare l'incremento della temperatura media globale rispetto ai livelli preindustriali al valore di 1,5 °C, poiché questo ridurrebbe sostanzialmente i rischi e gli effetti dei cambiamenti climatici. Con l'Accordo di Parigi, il primo universale e vincolante sul clima mondiale, l'Unione europea si è impegnata a ridurre le emissioni di gas serra di almeno il 40 % entro il 2030.

Per affrontare questa sfida e continuare a guidare la transizione energetica mondiale, nel 2019 l'UE ha aggiornato i suoi indirizzi di politica energetica, adottando un nuovo quadro denominato "Clean Energy for all Europeans Package" [32]. Esso definisce i parametri normativi per i prossimi anni e favorisce anche gli investimenti necessari.

Il pacchetto contiene otto diversi documenti legislativi [33]:

- Direttiva sulla performance energetica degli edifici;
- Direttiva sulle energie rinnovabili;
- Direttiva sull'efficienza energetica;
- Governo (Governance);
- Direttiva sull'elettricità;
- Regolamento sull'elettricità;
- Regolamento sulla preparazione al rischio;
- Regole per il ruolo dell'ACER (Agency for the Cooperation of Energy Regulators).

Gli ultimi quattro riguardano la progettazione di un mercato dell'elettricità caratterizzato da un design moderno, basato su nuove regole per aumentare la flessibilità e l'integrazione di energie rinnovabili e per includere i nuovi market players, quali i nuovi fornitori di servizi energetici, lo stoccaggio e la domanda flessibile. È proprio il consumatore quindi che inizierà ad assumere un ruolo più centrale, partecipando

attivamente al mercato dell'energia, modulando il proprio consumo in base ai segnali di mercato e avendo la possibilità di aggregarsi ad altri consumatori, oppure anche a produttori o prosumer.

Più specifico per quanto riguarda il Demand Response è l'Electricity Balancing Code [34], il regolamento 2017/2195 emanato dalla Commissione Europea che stabilisce orientamenti in materia di bilanciamento del sistema elettrico.

Gli obiettivi principali sono:

- Migliorare l'efficienza del bilanciamento e dei mercati del bilanciamento, europeo e nazionali, favorendo la concorrenza, l'equità, la non discriminazione e la trasparenza;
- Integrare i mercati del bilanciamento dei vari Stati Membri, fornendo la possibilità di scambio tra di essi di servizi di bilanciamento e incrementando la sicurezza operativa;
- Contribuire allo sviluppo efficiente del sistema di trasmissione e del settore elettrico in generale, attraverso il funzionamento efficiente e coerente dei mercati del giorno prima, infragiornaliero e del bilanciamento;
- Agevolare la partecipazione ai servizi di bilanciamento della domanda, compresi i dispositivi di aggregazione, lo stoccaggio e le fonti rinnovabili.

#### 2.4.2 Inquadramento normativo-regolatorio italiano

La Riforma del servizio di dispacciamento nel nostro Paese ha avuto teoricamente inizio con l'emanazione del Decreto Legislativo 102/2014 [35], il quale ha recepito la Direttiva Europea 2012/27/UE in materia di efficienza energetica. Tramite tale decreto l'ARERA ha provveduto a:

- Sostenere la diffusione efficiente delle fonti rinnovabili e della generazione distribuita;
- Autorizzare la generazione distribuita, le fonti rinnovabili, la cogenerazione ad alto rendimento e la domanda alla partecipazione ai mercati dell'energia e dei

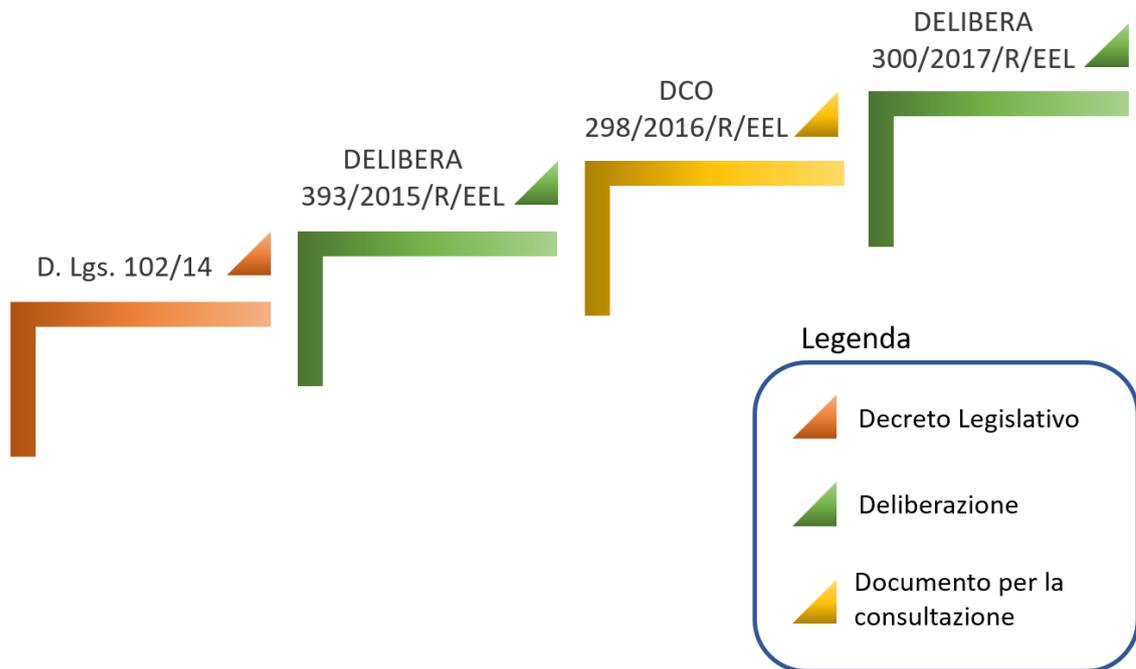
servizi, stabilendo i requisiti e le modalità di partecipazione delle singole unità di consumo e di produzione;

- Definire le regole tecniche che i gestori dei sistemi di trasmissione e distribuzione devono seguire per regolamentare l'accesso e la partecipazione della domanda ai mercati di bilanciamento, di riserva e di altri servizi di sistema, comprendendo nella domanda anche gli aggregatori di unità di consumo e di produzione e basandosi sui requisiti tecnici di detti mercati e delle capacità di gestione della domanda e degli aggregati;
- Adottare disposizioni che garantiscano che, a parità di offerta economica per il servizio di dispacciamento, sia data precedenza rispettivamente alle fonti rinnovabili non programmabili, alle altre fonti rinnovabili e infine alla cogenerazione ad alto rendimento, sempre considerando in primis il rispetto dei vincoli di sicurezza.

Il procedimento finalizzato alla formazione di attività e provvedimenti per l'attuazione delle disposizioni del decreto legislativo 102/2014 e per l'attuazione della riforma del dispacciamento, è stato avviato tramite la pubblicazione della Deliberazione 393/2015/R/eel [36]. Tramite quest'ultima l'ARERA ha costituito il progetto *RDE (Riforma del Dispacciamento Elettrico)* e tramite il documento per la consultazione 298/2016/R/eel [37] ha espresso i propri orientamenti in merito alla prima fase di tale progetto, allo scopo di permettere ad ogni unità di consumo e produzione, di ogni taglia e tipologia, di partecipare al Mercato del Servizio di Dispacciamento.

Successivamente alla consultazione l'Autorità ha emanato la Deliberazione 300/2017/R/eel [38], stabilendo così l'avviamento vero e proprio della riforma del dispacciamento e stabilendo la prima apertura del MSD alla domanda elettrica, alle unità di produzione anche da fonti rinnovabili, programmabili e non programmabili non ancora abilitate, e alle unità di accumulo.

La Delibera è stata in seguito sottoposta a modifiche e integrazioni.



**Figura 12.** Quadro normativo-regolatorio italiano della Riforma del Dispacciamento.

### 2.4.3 Delibera 300/2017/R/EEL

Fino al 2016 gli unici utenti abilitati a partecipare al MSD erano le Unità di Produzione: esse si distinguevano e distinguono tuttora in Rilevanti (UPR), se possiedono una potenza superiore a 10 MVA, e in non Rilevanti, se possiedono una potenza inferiore a 10 MVA. Le UPR potevano partecipare singolarmente ai fini del dispacciamento, mentre quelle non rilevanti venivano aggregate, per ogni utente del dispacciamento e per ogni zona di mercato. Le Unità di Consumo (UC) non erano abilitate alla partecipazione al MSD.

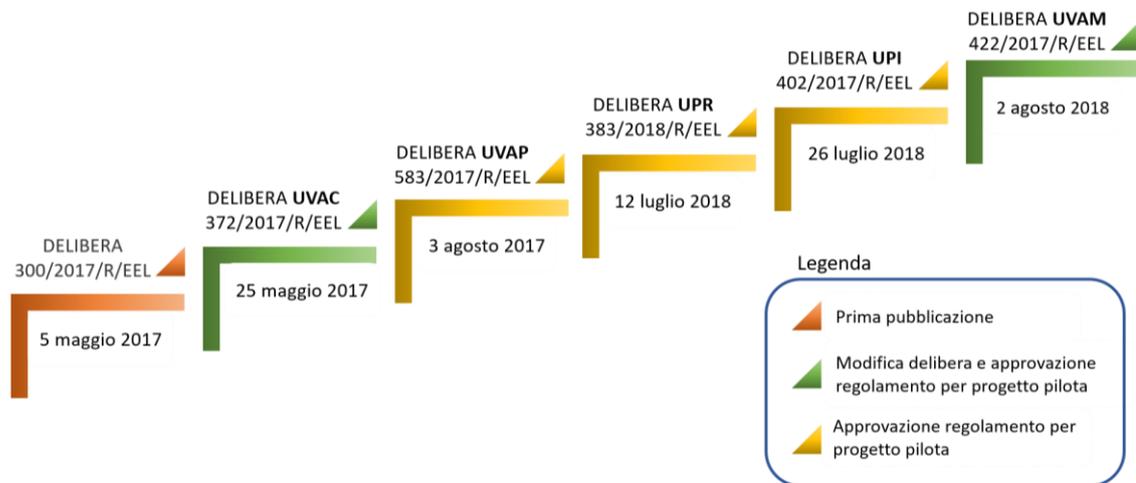
Come già illustrato in precedenza, a partire dal 2017 la Delibera 300/2017/R/eel [38] ha aperto le porte del MSD anche alle unità di consumo, alle unità di produzione da fonti rinnovabili e agli accumuli.

In primis la delibera stabilisce che è consentita la partecipazione al MSD a tutte le unità di produzione rilevanti, comprese quelle alimentate da fonti rinnovabili non programmabili, a tutte le unità di produzione non rilevanti e a tutte le unità di consumo.

Mentre le UPR che possiedono tutti i requisiti previsti dalla versione corrente del Codice di Rete di Terna [28] sono obbligate all'abilitazione al MSD, le altre unità di produzione rilevanti e non rilevanti e le unità di consumo che non rispettano i requisiti necessari, hanno la possibilità di abilitarsi volontariamente. Le UPR obbligate all'abilitazione al MSD vi possono partecipare solo singolarmente, le UPR non obbligate all'abilitazione al MSD vi possono partecipare nella quasi totalità dei casi singolarmente, invece le unità di produzione e di consumo non rilevanti ne hanno la possibilità solo su base aggregata: la loro aggregazione porta alla formazione delle UVA, Unità Virtuali Abilitate. Si definiscono nel documento:

- UVAP, Unità Virtuali Abilitate di Produzione, caratterizzate dalla presenza esclusiva di unità di produzione non rilevanti, programmabili o non programmabili, e sistemi di accumulo.
- UVAC, Unità Virtuali Abilitate di Consumo, caratterizzate dalla presenza esclusiva di unità di consumo;
- UVAM, Unità Virtuali Abilitate Miste, caratterizzate dalla presenza sia di unità di consumo, sia di unità di produzione non rilevanti (siano esse programmabili o non programmabili) e/o unità di produzione rilevanti non obbligatoriamente abilitate che condividono il punto di connessione con unità di consumo. Rientrano anche i sistemi di accumulo, equiparati alle unità di produzione;
- UVAN, Unità Virtuali Abilitate Nodali, caratterizzate dalla presenza di unità di produzione rilevanti oggetto di abilitazione volontaria e/o non rilevanti (siano esse programmabili o non programmabili), ed eventualmente anche di unità di consumo, sottese allo stesso nodo della rete di trasmissione nazionale.

Per acquisire elementi utili per l'inserimento delle UVA nel sistema di trasmissione e dispacciamento, la delibera prevede l'istituzione di *progetti pilota*: questi ultimi vengono determinati da Terna, tenendo anche conto dei suggerimenti e delle proposte dell'Acquirente Unico, dell'ARERA e degli operatori coinvolti nel settore.



**Figura 13.** Timeline della Delibera 300/2017/R/EEL.

Gli aspetti principali della riforma che i progetti pilota possono riguardare, come descritti nel documento, sono:

- la partecipazione al MSD della domanda e delle unità di produzione ad oggi non abilitate, inclusi i sistemi di accumulo che sono equiparati alle unità di produzione;
- l'utilizzo di sistemi di accumulo, in particolare in abbinamento a unità di produzione rilevanti abilitate alla partecipazione al MSD al fine di ottimizzare la fornitura di risorse di dispacciamento nel rispetto dei requisiti previsti dal Codice di rete;
- le modalità di aggregazione, ai fini della partecipazione ai mercati dell'energia e al MSD, delle unità di produzione e di consumo;
- le modalità per la remunerazione dei servizi ancillari attualmente non remunerati esplicitamente (ad esempio, la regolazione di tensione): sono quindi esclusi i servizi di riserva primaria, riserva secondaria, riserva terziaria, risoluzione delle congestioni e bilanciamento;
- forme di approvvigionamento a termine delle risorse di dispacciamento, da espletare secondo procedure concorrenziali;

- qualunque altro aspetto che Terna ritenga utile sperimentare, dandone adeguata motivazione previa approvazione dell’Autorità.

I progetti pilota istituiti devono coinvolgere gli operatori del settore e, prima di essere presentati all’Autorità che ne decreta l’approvazione o il dissenso, devono essere sottoposti alla loro consultazione. Una volta approvato e avviato un progetto, Terna ha l’obbligo di inviare trimestralmente all’ARERA una relazione tecnica contenente la sua evoluzione e i risultati ottenuti fino a quel momento. L’esecuzione del progetto non prevede forme di remunerazione economiche aggiuntive e la sua evoluzione deve essere costantemente adeguata agli aggiornamenti del Codice di rete che Terna predispone nell’ambito del processo di riforma del dispacciamento.

Le unità di consumo, le unità di produzione non rilevanti e le unità di produzione rilevanti oggetto di abilitazione volontaria possono prendere parte ai progetti pilota, a condizione che rispettino i seguenti requisiti:

- Performance tecnica minima, riferita a ciascun servizio del dispacciamento per cui si richiede l’abilitazione, prevista nella versione corrente del Codice di Rete;
- Disposizione di dati misurati orari;
- Assenza di partecipazione al contratto di dispacciamento dell’Acquirente Unico.

L’aggregazione delle unità è possibile entro i perimetri geografici di aggregazione che Terna stabilisce basandosi sul modello di rete utilizzato dall’algoritmo per la selezione delle offerte sul MSD, allo scopo di evitare che vengano violati i limiti di transito tra le zone: perciò i perimetri geografici di aggregazione non devono oltrepassare i confini delle zone di mercato, ma non necessariamente devono coincidere con esse, poiché Terna ha il diritto di definirli in base al servizio di approvvigionamento negoziato sul MSD, sempre al fine principale di rispettare i vincoli di rete.

Le UPR che partecipano al MSD singolarmente, fanno riferimento ad un unico punto di dispacciamento, definito ai sensi della deliberazione 111, che è valido per la partecipazione a tutti i mercati dell’energia, compreso quello del dispacciamento. L’aggregazione per le UVAN è valida sia per la partecipazione al MSD sia per la

partecipazione ai mercati dell'energia, perciò ad esse è attribuito un unico punto di dispacciamento, di nuova costituzione. Al contrario, per le UVAP, le UVAC e le UVAM, l'aggregazione è valida esclusivamente per la partecipazione al MSD: pertanto per loro non è prevista l'istituzione di un unico punto di dispacciamento, ma le unità appartenenti a tali tipologie di UVA, ai fini della partecipazione ai mercati dell'energia, fanno riferimento ognuna ai punti di dispacciamento per unità di produzione non rilevanti e per unità di consumo.

Per quanto riguarda le modalità di aggregazione, infine è consentito sia che uno stesso soggetto sia titolare di più UVA all'interno dello stesso perimetro di aggregazione, sia che esso possa mensilmente modificare la composizione delle stesse a sua discrezione (questa ultima opportunità è concessa anche ai soggetti titolari di un'unica UVA).

Oltre ai requisiti precedentemente elencati, prima di poter partecipare al MSD, le UVA e le UPR "volontarie" devono sostenere una procedura di abilitazione, che comprende:

- La richiesta all'abilitazione per uno o più servizi stabiliti nel Codice di Rete, anche in una sola delle due modalità "a salire" o "a scendere" (per quei servizi che le prevedono entrambi);
- La dotazione di dispositivi che consentano l'integrazione nei sistemi di controllo di Terna;
- Il sostenimento di una procedura di qualifica da parte di Terna, di modo che questa possa valutare se effettivamente l'aspirante utente del dispacciamento sia in grado di eseguire il servizio di dispacciamento per il quale richiede l'abilitazione.

Inoltre, anche successivamente all'ottenimento dell'abilitazione, Terna possiede il diritto di verificare la capacità dell'utente del dispacciamento di fornire il servizio per il quale è abilitato, tramite il suo monitoraggio.

La Delibera prevede che le UVA e le UPR volontarie non possano richiedere l'abilitazione per tutte le tipologie di servizi del dispacciamento: sono escluse le modalità di riserva prima e secondaria riservate alle UPR obbligate; sono escluse le offerte di minimo e spegnimento; sono escluse le offerte di accensione, riservate alle sole unità rilevanti

abilitate di tipo termoelettrico; sono escluse le offerte di cambio assetto, riservate alle sole unità rilevanti abilitate di tipo termoelettrico con tecnologia a ciclo combinato o ripotenziata. Tuttavia, come già detto in precedenza, sono permesse le offerte “asimmetriche”, ovvero solo nella modalità a scendere o a salire, ovviamente per i servizi di dispacciamento che le prevedono entrambi.

Prima che venisse avviata la riforma del dispacciamento, l’unica controparte di Terna era l’utente del dispacciamento stesso, il quale era quindi il responsabile della fornitura dei servizi del dispacciamento. Dal 2017 la Delibera ha introdotto una nuova figura, definita nel documento come:

- BSP (Balance Service Provider), detto anche aggregatore, cioè il soggetto responsabile per la partecipazione a MSD.

Il BSP per quanto riguarda le UPR e le UVAN, coincide sempre con l’utente del dispacciamento titolare del punto di dispacciamento, mentre per quanto riguarda le UVAM, le UVAC e le UVAP, esso può essere diverso dall’utente del dispacciamento titolare del punto di dispacciamento. In questa ultima circostanza il BSP è quindi responsabile anche per il mancato rispetto degli ordini di dispacciamento di Terna.

#### 2.4.4 Delibera 300/2017: regolazione economica

Quando tra Terna e l’utente del dispacciamento c’è l’interposizione del BSP, Terna prevede per entrambi delle forme di remunerazione sulla base della variazione del programma post-MI di ciascun utente del dispacciamento parte di una UVA. Tale variazione è definita nel documento come: il minimo tra il volume sotteso all’offerta accettata riferita all’UVA stessa e il volume sotteso alla risorsa di dispacciamento effettivamente erogata, ripartito pro-quota proporzionalmente ai volumi sottesi alla risorsa di dispacciamento effettivamente erogata dalle unità di produzione/consumo incluse nel contratto di dispacciamento dell’utente stesso. Non danno luogo a variazioni dei programmi post-MI né sono considerate nella ripartizione pro-quota definita precedentemente le variazioni di immissione e/o prelievo di segno opposto rispetto alle offerte accettate su MSD.

Per quanto concerne il BSP, la quota oggetto di pagamento è, per ogni periodo rilevante, la somma cambiata di segno tra le variazioni dei programmi post-MI pertinenti a ciascun utente del dispacciamento parte di una UVA, e il PUN nel caso di unità di consumo o il prezzo zonale nel caso di unità di produzione; il pagamento è effettuato da Terna a beneficio del BSP se tale quota è positiva, altrimenti è effettuato dal BSP a beneficio di Terna.

Per quanto concerne l'utente del dispacciamento invece, la quota oggetto di pagamento è, per ogni periodo rilevante, il prodotto fra la variazione del programma post-MI dello stesso utente del dispacciamento parte dell'UVA e il PUN nel caso di unità di consumo o il prezzo zonale nel caso di unità di produzione; il pagamento è effettuato da Terna a beneficio dell'utente del dispacciamento se tale quota è positiva, altrimenti è effettuato dall'utente a beneficio di Terna.

In aggiunta, il BSP riceve da Terna, per ogni periodo rilevante e secondo modalità stabilite in ogni progetto pilota, una remunerazione pari al prodotto tra il volume sotteso all'offerta accettata sul MSD relativa ad una UVA e il prezzo a cui è stata offerta la risorsa selezionata; tale ricompensa è soggetta a riduzioni o penali nel caso in cui la fornitura del servizio di dispacciamento non venga rispettata (mancata o incompleta).

La Delibera 300/2017 stabilisce anche le modalità principali di remunerazione per la fornitura del servizio di dispacciamento tramite la valorizzazione degli sbilanciamenti effettivi.

Per sbilanciamento effettivo si intende la differenza, ora per ora, tra la misura (moltiplicata per i coefficienti di perdita) dell'energia immessa/prelevata nel sistema elettrico in un dato giorno e il programma finale di immissione/prelievo di energia in esito alla chiusura del Mercato del Giorno Prima, dei Mercati Infragiornalieri e del Mercato dei servizi di dispacciamento [39].

Per ogni unità abilitata alla partecipazione al MSD, a prescindere che sia una UPR obbligata o volontaria o che sia una UVA, il periodo rilevante considerato per il *settlement* è di 15 minuti.

- Punti di dispacciamento delle UPR oggetto di abilitazione volontaria: gli sbilanciamenti effettivi sono valorizzati tramite i prezzi di sbilanciamento illustrati nell'articolo 40.3 della delibera 111/06.
- Punti di dispacciamento delle unità non rilevanti incluse nelle UVAP, nelle UVAC e nelle UVAM: gli sbilanciamenti effettivi sono valorizzati facendo riferimento ai punti di dispacciamento descritti nell'articolo 10 della deliberazione 111/06, cui dette unità appartengono e sulla base della disciplina agli stessi applicabile;
- Punto di dispacciamento di nuova costituzione delle UVAN: simultaneamente all'approvazione del progetto pilota, l'ARERA emana un provvedimento attraverso il quale stabilisce le modalità di remunerazione delle offerte presentate sui mercati dell'energia, le modalità di applicazione dei corrispettivi di dispacciamento e le modalità di valorizzazione degli sbilanciamenti effettivi.

Nella Delibera viene confermata l'applicazione dei corrispettivi di non arbitraggio. Il corrispettivo di non arbitraggio è definito come [40]: corrispettivo calcolato per ogni offerta di acquisto/vendita accettata sul MI e riferita a punti di offerta in prelievo che l'operatore che ha presentato l'offerta è tenuto a pagare se negativo/positivo o a ricevere se positivo/negativo pari al prodotto tra la quantità accettata e la differenza tra prezzo zonale e PUN.

Nell'eventualità in cui una UVA non rispetti l'ordine di dispacciamento, l'utente del dispacciamento (quando coincide con il BSP) o il BSP (quando non coincide con l'utente del dispacciamento) è obbligato al pagamento in favore di Terna di un risarcimento per il mancato rispetto dell'ordine di dispacciamento: questo ha il fine di evitare che l'UVA possa trarre profitto dalla differenza fra il prezzo di sbilanciamento e il prezzo di attivazione delle offerte presentate sul MSD ed ha quindi il fine di incentivare l'UVA a rispettare il più possibile l'ordine di dispacciamento.

## 2.5 Regolamento Terna per creazione e gestione delle UVAM

### 2.5.1 Definizione UVAM

L'UVAM è un aggregato di unità di consumo, unità di produzione e sistemi di accumulo (incluse le stazioni di ricarica adibite alla ricarica delle automobili elettriche) che coincidono, dal punto di vista della rete di trasmissione, a punti di connessione a qualunque livello di tensione.

Si distinguono due tipologie di UVAM, "UVAM A" e "UVAM B" [41].

La "UVAM A" è un aggregato che contiene almeno uno dei seguenti elementi:

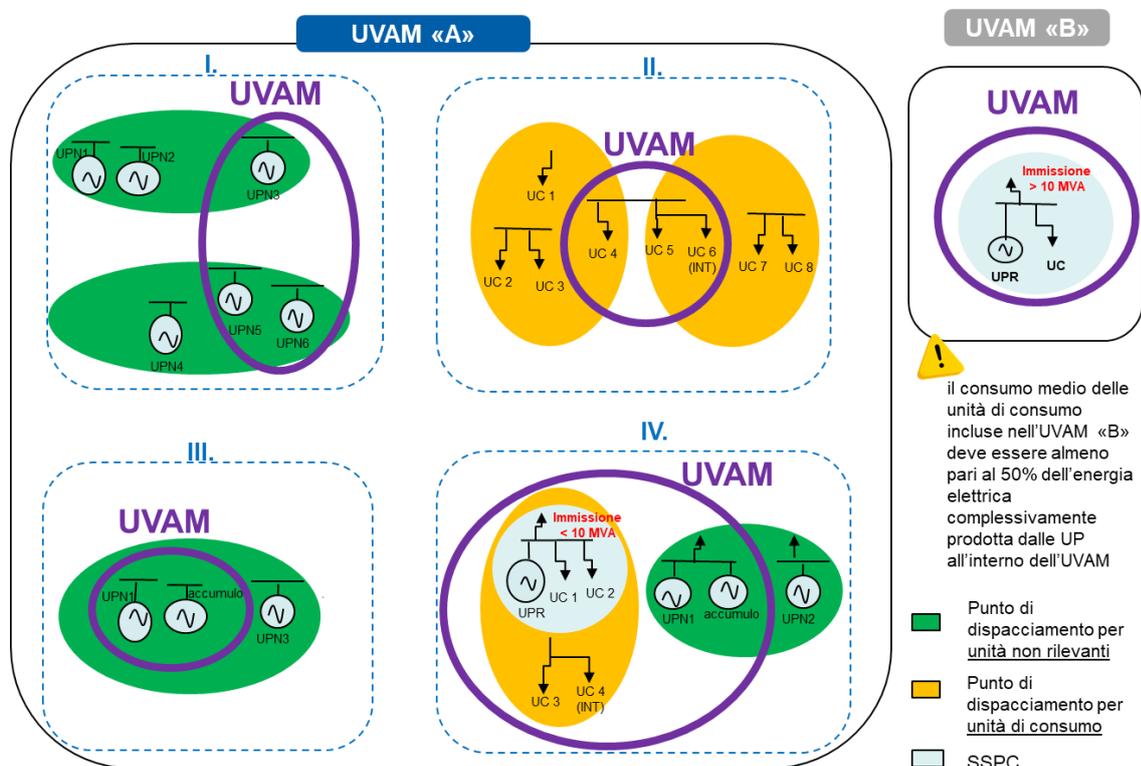
- UP non rilevanti (UPNR);
- Unità di consumo, incluse quelle che prestano il servizio di interrompibilità, ma in cui i siti interrompibili siano elettricamente distinti e misurabili separatamente;
- Impianti di accumulo «stand alone» o abbinati a UPNR e/o a unità di consumo;
- una o più UP rilevanti che non siano già obbligatoriamente abilitate al MSD e che condividono il punto di connessione alla rete con una o più unità di consumo, diverse dai servizi ausiliari, ed eventualmente con una o più UP non rilevanti e/o impianti di accumulo, con valore di potenza immesso al punto di connessione con la rete minore di 10 MVA.

La "UVAM B" è un aggregato che contiene una o più UP rilevanti che non siano già obbligatoriamente abilitate al MSD e che condividono il punto di connessione alla rete con una o più unità di consumo, diverse dai servizi ausiliari, ed eventualmente con una o più UP non rilevanti e/o impianti di accumulo, con valore di potenza immesso al punto di connessione con la rete maggiore di 10 MVA.

## 2.5.2 Requisiti UVAM

Affinché possa essere creata una UVAM, ogni punto di connessione associato alla stessa deve [41]:

- risiedere nel medesimo perimetro di aggregazione;
- con riferimento alle unità di consumo, non risultare inserito nel contratto di dispacciamento dell'AU e in un'Unità di Consumo per il Mercato della Capacità;
- essere dotato di una «Unità Periferica di Monitoraggio» (UPM) e di un misuratore almeno orario.



**Figura 14.** Esempi di UVAM [41].

Per quanto riguarda le UVAM B, nel caso in cui in esse sia compresa una o più unità di accumulo, è necessario che il loro consumo medio sia almeno pari a 50% del totale dell'energia elettrica prodotta dalle UP all'interno dell'UVAM. Il calcolo del consumo medio e il calcolo del totale dell'energia elettrica prodotta dalle UP viene effettuato nel periodo dei 3 mesi precedenti alla richiesta di abilitazione [42].

Inoltre, l'UVAM deve essere caratterizzata da valori minimi di "Potenza Massima Abilitata" e "Potenza Minima Abilitata", definite rispettivamente come [42]:

- il massimo incremento di immissione che l'UVAM può in qualsiasi condizione rendere disponibile a Terna;
- il massimo decremento di immissione che l'UVAM può in qualsiasi condizione rendere disponibile a Terna.

I valori di tali requisiti dipendono dalla modalità della risorsa di dispacciamento per cui viene richiesta l'abilitazione.

**Tabella 5.** Requisiti di "Potenza massima abilitata" e "Potenza minima abilitata" delle UVAM.

Modalità	"Potenza Massima Abilitata"	"Potenza Minima Abilitata"
A salire e a scendere	$\geq 1\text{MW}$	$\leq -1\text{MW}$
A salire	$\geq 1\text{MW}$	2 kW
A scendere	-2 kW	$\leq -1\text{MW}$

L'Unità Periferica di Monitoraggio (UPM) è un opportuno dispositivo che permette la misurazione dell'immissione/prelievo di potenza del punto di connessione alla rete che deve essere successivamente inviata ai sistemi di Terna. Le UPM quindi comunicano con questi ultimi, attraverso un sistema gerarchico di dispositivi: ogni UPM invia il dato misurato ad un apparato di interfaccia, che ha il compito di aggregare tutte le misure dei punti appartenenti all'UVAM ed inviare il dato aggregato al concentratore di Terna con una frequenza di 4 secondi; in seguito, a sua volta, il concentratore invia i dati ai sistemi di Terna.

Laddove il dispositivo di interfaccia non disponesse, anche solo per un punto, della misura ogni 4 secondi, deve inoltrare al concentratore una stima della potenza complessivamente immessa/prelevata dai punti associati all'UVAM, calcolata tramite un opportuno algoritmo.

Al fine di assicurare l'affidabilità e qualità della misura/stima dell'UVAM, le UPM devono essere in grado di rilevare le misure con una certa accuratezza e assiduità.

**Tabella 6.** Caratteristiche delle unità periferiche di monitoraggio delle UVAM.

		Frequenza di rilevazione della misura
Potenza singolo punto di prelievo	$\leq 1$ MW	60 s
	$> 1$ MW	4 s
Potenza singolo punto di prelievo	$\leq 250$ kW	60 s
	$> 250$ kW	4 s

Un ulteriore fondamentale compito del dispositivo di interfaccia è quello di ricevere gli ordini di bilanciamento attraverso la modalità file transfer prevista dal protocollo IEC 870-1-104.

### 2.5.3 Servizi di dispacciamento abilitati

I soggetti che hanno la possibilità di richiedere la creazione e l'abilitazione dell'UVAM sono:

- l'utente del dispacciamento (UdD);
- un soggetto terzo aggregatore (Balance Service Provider, BSP);

entrambi diversi dal GSE e dall'Acquirente Unico. Quando a richiedere l'abilitazione è il BSP, è necessario che questo abbia ricevuto l'assenso dagli utenti del dispacciamento titolari di ogni punto incluso all'interno dell'UVAM.

**Tabella 7.** Servizi di dispacciamento per le UVAM: tipologie, modalità e tempistiche per la loro erogazione [41].

Servizi	Modalità “a salire”	Modalità “a scendere”	Tempo di avvio modulazione dall’ordine di dispacciamento (sia “a salire” che “a scendere”)	Tempo minimo di durata della modulazione (sia “a salire” che “a scendere”)	Requisiti CdR - Tempo minimo di durata della modulazione (sia “a salire” che “a scendere”)
<b>Risoluzione delle congestioni</b>	x	x	<b>Entro 15 min</b> dalla ricezione ordine dispacciamento		<ul style="list-style-type: none"> <li>• 240 min (UP idro)</li> <li>• Tempo illimitato per le altre UP</li> </ul>
<b>Riserva terziaria rotante</b>	x	x	<b>Entro 15 min</b> dalla ricezione ordine dispacciamento	120 min	120 min
<b>Riserva terziaria di sostituzioni</b>	x	x	<b>Entro 120 min</b> dalla ricezione ordine dispacciamento	480 min	Tempo illimitato
<b>Bilanciamento</b>	x	x	<b>Entro 15 min</b> dalla ricezione ordine dispacciamento	120 min	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 240 min (UP idro)</li> <li>• Tempo illimitato per le altre UP</li> </ul>

Per quanto riguarda i servizi di dispacciamento corrispondenti a risoluzione delle congestioni, riserva terziaria rotante e riserva terziaria di sostituzione, esclusivamente per la modalità a salire, è necessario che la somma delle potenze modulabili in incremento delle UP non programmabili appartenenti all’UVAM, non sia maggiore del 40% della Potenza Massima Abilitata; in caso contrario l’UVAM non potrà essere abilitata alla partecipazione al MSD.

#### 2.5.4 Dichiarazione dei dati tecnici e della Baseline

Ai fini della partecipazione al MSD, attraverso la piattaforma informatica RUP dinamico di Terna (SCWeb), l’UVAM è tenuta a comunicare a Terna la Baseline, corrispondente al

programma in potenza complessivo atteso dei punti inclusi all'interno dell'UVAM, al netto del consumo dei carichi interrompibili.

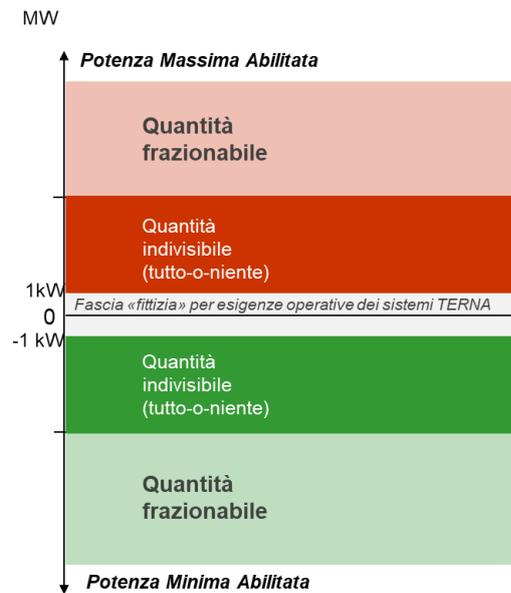
La Baseline per ogni quarto d'ora (periodo quartorario) del giorno D deve essere comunicata entro le ore 17:00 del giorno D-1 e può essere eventualmente modificata:

- ai fini dell'allocazione della riserva nella fase di programmazione di MSD sono considerati validi i dati tecnici dichiarati entro i tempi previsti per la fase di programmazione;
- ai fini della emissione di ordini di dispacciamento nella fase di gestione in tempo reale sono considerati validi i dati tecnici dichiarati entro il tempo minimo di preavviso pari a 30 minuti a partire dal momento di comunicazione.

L'UVAM viene considerata indisponibile alla fornitura dei servizi di dispacciamento:

- per l'intera giornata, nel caso in cui non abbia dichiarato la Baseline entro i limiti stabiliti, anche solo per un unico periodo quartorario della giornata di riferimento;
- per i primi due periodi quartorari della giornata di riferimento, nel caso in cui non abbia comunicato secondo i tempi stabiliti la Baseline degli ultimi due periodi quartorari della giornata precedente a quella di riferimento;
- per il periodo quartorario in cui eventualmente non ha esplicitamente dichiarato i dati tecnici.

Quando l'UVAM richiede l'abilitazione per un'unica modalità dei servizi di dispacciamento può dichiarare un'unica fascia di funzionamento su SCWeb; in caso contrario, quando richiede l'abilitazione per entrambi le modalità dei servizi di dispacciamento, deve dichiarare due fasce di funzionamento, caratterizzate da diversi assetti di funzionamento. Nel secondo caso, inoltre, per necessità di funzionamento dei sistemi di Terna, quest'ultima attribuisce all'UVAM un'ulteriore fascia, definita "fittizia", comprendente il valore, non cancellabile o duplicabile.



**Figura 15.** Esempio della definizione di tre fasce di funzionamento dell'UVAM [41].

### 2.5.5 Presentazione e selezione delle offerte

Il titolare dell'UVAM, una volta costituita l'UVAM stessa e prima dell'inizio della sua operatività, ha l'obbligo di presentare sulla piattaforma informatica del GME un'offerta predefinita, che può essere rettificata quotidianamente tramite un'ulteriore offerta presentata sul MSD ex-ante, quindi nel giorno D-1. Nel caso in cui il titolare dell'UVAM non presenti nessuna offerta sul MSD ex-ante, Terna prende in considerazione quella predefinita.

Inoltre, il titolare dell'UVAM ha la possibilità di inserire un'offerta anche durante ogni sessione del Mercato del Bilanciamento nel giorno D; nel caso di assenza di tale offerta, Terna utilizza quella presentata il giorno precedente sul MSD ex-ante.

L'offerta presentata sul MSD in fase di programmazione deve essere caratterizzata da almeno una e fino a tre coppie [quantità, prezzo], sia in vendita che in acquisto, e può essere utilizzata da Terna per costituire riserve o accettare le offerte e attivare le risorse. L'offerta presentata sul MB deve essere caratterizzata da almeno una e fino a quattro coppie [quantità, prezzo], sia in vendita che in acquisto, e può essere utilizzata da Terna per inviare ordini di bilanciamento in tempo reale, accettando in questo modo l'offerta

stessa. Entrambi le tipologie di offerte non possono essere riferite ad una quantità inferiore, in valore assoluto, ad 1 MW.

L'accettazione delle offerte sul MSD ex-ante viene utilizzato per la costituzione del programma vincolante\*: quest'ultimo, per ogni quarto d'ora, è calcolato come la quarta parte della somma delle offerte accettate nell'ora che include il quarto d'ora di interesse e può ovviamente essere riferito all'immissione o al prelievo.

Per la gestione del bilanciamento viene anche determinato il programma vincolante in potenza, calcolato, per ogni quarto d'ora, come la potenza media dell'energia risultante dal programma vincolante.

In seguito all'accettazione delle offerte da parte di Terna, l'UVAM è tenuta a variare la propria Baseline in base alle quantità di energie contenute nelle offerte accettate.

### 2.5.6 Verifica del rispetto delle quantità accettate

In seguito all'accettazione delle offerte, Terna possiede la facoltà di verificare che le quantità accettate siano effettivamente rispettate. Tale verifica viene effettuata, con riferimento ad ogni quarto d'ora  $i$ , solo se:

$$|Q_{MSD}(i)| \geq 0,125 \text{ MWh}$$

Dove:

$$Q_{MSD}(i) = \sum q_{EX-ANTE}^{sell}(i) - \sum q_{EX-ANTE}^{buy}(i) + \sum q_{MB}^{sell}(i) - \sum q_{MB}^{buy}(i)$$

$q_{EX-ANTE}^{sell}(i)$  e  $q_{EX-ANTE}^{buy}(i)$  rappresentano, rispettivamente, le quantità accettate in vendita e in acquisto nella fase di programmazione (MSD ex-ante) del MSD,  $q_{MB}^{sell}(i)$  e  $q_{MB}^{buy}(i)$  rappresentano, rispettivamente, le quantità accettate in incremento e in decremento nella fase di bilanciamento (MB) del MSD.

Il rispetto delle quantità accettate viene considerato completamente rispettato se:

---

\* Il programma vincolante di immissione o prelievo è la quantità di energia, definita a valle della fase di programmazione del MSD, che l'unità deve immettere o prelevare ogni quarto d'ora [61].

$$\begin{cases} Ene_{mis}(i) \geq E_0(i) + Q_{MSD}(i) & \text{se } Q_{MSD}(i) \geq 0 \text{ MWh} \\ Ene_{mis}(i) \leq E_0(i) + Q_{MSD}(i) & \text{se } Q_{MSD}(i) \leq 0 \text{ MWh} \end{cases}$$

$Ene_{mis}(i)$  rappresenta l'energia complessivamente immessa/prelevata dall'insieme dei punti sottesi all'UVAM, nel quarto d'ora  $i$  considerato, non considerando i carichi istantaneamente interrompibili, ed  $E_0(i)$  rappresenta il saldo dell'energia complessivamente programmata in immissione e/o in prelievo dell'UVAM. Quest'ultima viene calcolata come:

$$E_0(i) = \frac{|Baseline(i)| \cdot 1h}{4} + \Delta Baseline(i)$$

Dove:

$$\begin{cases} \Delta Baseline(i) = \max \left\{ 0; \sum_{j=1}^8 [Ene_{mis}(j) - Baseline(j)/4]/n \right\} & \text{se } Q_{MSD}(i) \geq 0 \text{ MWh} \\ \Delta Baseline(i) = \min \left\{ 0; \sum_{j=1}^8 [Ene_{mis}(j) - Baseline(j)/4]/n \right\} & \text{se } Q_{MSD}(i) \leq 0 \text{ MWh} \end{cases}$$

$n$  rappresenta il numero di quarti d'ora precedenti a quello di riferimento  $i$ , in cui il saldo netto delle quantità accettate è maggiore del valore di 0,125 MWh. Per tutto il periodo in cui questa ultima condizione è verificata il fattore  $\Delta Baseline(i)$  è ritenuto costante. In ogni caso il massimo valore che  $n$  può assumere è 8.

Terna non ritiene rispettate le quantità accettate nel caso in cui l'UVAM non renda disponibile la misura/stima aggregata delle misurazioni di potenza prelevata e/o immessa per almeno un terzo dei campioni di misura previsti, nel quarto d'ora considerato.

### 2.5.7 Corrispettivi di mancato rispetto delle quantità accettate

Qualora non rispetti le quantità accettate, il titolare dell'UVAM deve pagare a Terna un corrispettivo di mancato rispetto delle quantità accettate.

Se:

$$Q_{MSD}(i) > 0 \quad \& \quad Sbil_{UVAM}(i) < 0$$

Dove:

$$Sbil_{UVAM}(i) = Ene_{mis}(i) - [E_0(i) + Q_{MSD}(i)]$$

Ovvero la differenza tra l'energia effettivamente prelevata/immessa dall'UVAM e la somma algebrica tra la Baseline corretta e il saldo netto delle quantità accettate sul MSD, il corrispettivo di mancato rispetto delle quantità accettate, nel quarto d'ora  $i$ , fino a copertura del valore assoluto di  $Sbil_{UVAM}(i)$  e fino ad una quantità non superiore a  $Q_{MSD}(i)$ , si calcola come:

$$corr(i) = Sbil_{UVAM}(i) \cdot \max[P_{MB\uparrow}^{marg}(i); \bar{P}_{MSD\uparrow}^{UVAM}(i)]$$

$P_{MB\uparrow}^{marg}(i)$  rappresenta il prezzo più alto delle offerte accettate in vendita e in incremento per Altri Servizi, nel MB nel quarto d'ora  $i$  nella macrozona in cui è ubicata l'UVAM e  $\bar{P}_{MSD\uparrow}^{UVAM}(i)$  rappresenta il prezzo medio ponderato, rispetto alle corrispondenti quantità, delle offerte in vendita accettate con riferimento all'UVAM nel quarto d'ora  $i$ .

Se invece:

$$Q_{MSD}(i) < 0 \quad \& \quad Sbil_{UVAM}(i) > 0$$

Dove:

$$Sbil_{UVAM}(i) = Ene_{mis}(i) - [E_0(i) + Q_{MSD}(i)]$$

Ovvero la differenza tra l'energia effettivamente prelevata/immessa dall'UVAM e la somma algebrica tra la Baseline corretta e il saldo netto delle quantità accettate sul MSD, il corrispettivo di mancato rispetto delle quantità accettate, nel quarto d'ora  $i$ , fino a copertura del valore assoluto di  $Sbil_{UVAM}(i)$  e fino ad una quantità non superiore a  $Q_{MSD}(i)$ , si calcola come:

$$corr(i) = Sbil_{UVAM}(i) \cdot \min[P_{MB\downarrow}^{marg}(i); \bar{P}_{MSD\downarrow}^{UVAM}(i)]$$

$P_{MB\downarrow}^{marg}(i)$  rappresenta il prezzo più basso delle offerte accettate in acquisto e in decremento per Altri Servizi, nel MB nel quarto d'ora  $i$  nella macrozona in cui è ubicata

l'UVAM e  $\bar{P}_{MSD\downarrow}^{UVAM}(i)$  rappresenta il prezzo medio ponderato, rispetto alle corrispondenti quantità, delle offerte in acquisto accettate con riferimento all'UVAM nel quarto d'ora  $i$ .

Nel caso in cui nell'UVAM siano anche inserite unità di consumo che prestano il servizio di interrompibilità istantanea, Terna applica loro un ulteriore corrispettivo nel caso di mancato rispetto delle quantità accettate.

Se:

$$Q_{MSD}(i) > 0 \quad \& \quad Sbil_{UVAM\_INT}(i) < 0$$

Dove:

$$Sbil_{UVAM\_INT}(i) = Sbil_{UVAM}(i) - \left( \frac{P_{INT}^{EX-POST}}{4} - \frac{P_{INT}^{EX-ANTE}}{4} \right) - \min[0; Sbil_{UVAM}(i)]$$

In cui  $P_{INT}^{EX-POST}$  rappresenta la potenza media assorbita dai carichi interrompibili, presa con segno positivo, nel quarto d'ora  $i$  in cui risultano quantità accettate sul MSD e  $P_{INT}^{EX-ANTE}$  rappresenta la potenza media assorbita dai carichi interrompibili, presa con segno positivo, nell'ultimo quarto d'ora che precede il primo quarto d'ora in cui risultano quantità accettate sul MS, l'ulteriore corrispettivo di mancato rispetto delle quantità accettate, nel quarto d'ora  $i$ , fino a copertura del valore assoluto di  $Sbil_{UVAM\_INT}(i)$  e fino ad una quantità non superiore a  $Q_{MSD}(i)$ , si calcola come:

$$\begin{aligned} corr\_int(i) = & \bar{P}_{MSD\uparrow}(i) \cdot \min[|Sbil_{UVAM}(i)|; (P_F - P_{INT}^{EX-ANTE})] \\ & + \max[0; |Sbil_{UVAM}(i)| - (P_F - P_{INT}^{EX-ANTE})] \cdot \max[\bar{P}_{MSD\uparrow}; P_{MB\uparrow}^{marg}(i)] \end{aligned}$$

Dove  $P_F$  è a Potenza di Franchigia.

La Potenza di Franchigia, con riferimento a ciascuna unità di consumo inclusa all'interno di un'UVAM, è pari al massimo valore tra la potenza interrompibile istantanea contrattualizzata (con segno positivo) e la potenza media assorbita dai medesimi carichi interrompibili (con segno positivo) nell'ultimo quarto d'ora precedente i quarti d'ora in cui risultano quantità accettate sul MSD [42].

Se:

$$Q_{MSD}(i) < 0 \quad \& \quad Sbil_{UVAM_{INT}}(i) > 0$$

Dove:

$$Sbil_{UVAM_{INT}}(i) = Sbil_{UVAM}(i) - \left( \frac{P_{INT}^{EX-POST}}{4} - \frac{P_{INT}^{EX-ANTE}}{4} \right) - \max[0; Sbil_{UVAM}(i)]$$

In cui  $P_{INT}^{EX-POST}$  rappresenta la potenza media assorbita dai carichi interrompibili, presa con segno positivo, nel quarto d'ora  $i$  in cui risultano quantità accettate sul MSD e  $P_{INT}^{EX-ANTE}$  rappresenta la potenza media assorbita dai carichi interrompibili, presa con segno positivo, nell'ultimo quarto d'ora che precede il primo quarto d'ora in cui risultano quantità accettate sul MS, l'ulteriore corrispettivo di mancato rispetto delle quantità accettate, nel quarto d'ora  $i$ , fino a copertura del valore assoluto di  $Sbil_{UVAM}(i)$  e fino ad una quantità non superiore a  $Q_{MSD}(i)$ , si calcola come:

$$corr\_int(i) = \bar{P}_{MSD\downarrow}(i) \cdot Sbil_{UVAM}(i)$$

### 2.5.8 Regolazione economica

In seguito all'accettazione delle offerte da parte di Terna sul MSD, sia ex-ante sia del bilanciamento, per l'UdD è prevista una remunerazione per la sola attivazione delle risorse, a prescindere se poi le quantità accettate vengano rispettate o meno.

Le offerte di acquisto/vendita accettate in fase di programmazione sono remunerate al prezzo in vendita/acquisto [43]. La valorizzazione delle offerte di acquisto/vendita accettate invece in fase di bilanciamento in tempo reale dipende dal verso del servizio.

**Tabella 8.** Remunerazione per gli Utenti del Dispacciamento delle offerte accettate nel MB [44].

Soggetti coinvolti	Tipologia di offerta	Verso del servizio	Prezzo di valorizzazione
Da Terna all'UdD	Vendita	Incremento	Prezzo valido ai fini del MB
Dall'UdD a Terna	Vendita	Decremento	Massimo prezzo valido per Altri servizi <sup>†</sup> in acquisto
Da Terna all'UdD	Acquisto	Incremento	Minimo prezzo valido per Altri servizi in vendita
Dall'UdD a Terna	Acquisto	Decremento	Prezzo valido ai fini del MB

L'attivazione delle risorse dell'UVAM sul MSD prevede una modifica dei programmi di immissione/prelievo delle unità di produzione/consumo appartenenti all'UVAM rispetto ai programmi cumulati definiti dal MGP e dal MI. Tale variazione è definita nel dettaglio dalla Delibera 300/2017/R/eel e il suo calcolo avviene su base quartoraria, per ogni quarto d'ora i in cui il saldo netto delle quantità accettate sul MSD è maggiore in valore assoluto al valore di 0,125 MWh.

Se:  $Q_{MSD}(i) > 0$

$$\Delta P_{tot}(i) = \max [0; \min[(E_{mis}(i) - E_0(i)); Q_{MSD}(i)]]$$

$$\Delta P_k(i) = \Delta P_{tot}(i) \cdot var_k(i)$$

Se:  $Q_{MSD}(i) < 0$

$$\Delta P_{tot}(i) = \min [0; \max[(E_{mis}(i) - E_0(i)); Q_{MSD}(i)]]$$

$$\Delta P_k(i) = \Delta P_{tot}(i) \cdot var_k(i)$$

Dove  $\Delta P_{tot}(i)$  è, per ogni quarto d'ora i, la variazione complessiva dei programmi cumulati di tutti i punti di dispacciamento dell'UVAM,  $\Delta P_k(i)$  è, per ogni quarto d'ora i,

---

<sup>†</sup> Con Altri servizi si intendono tutti i servizi di dispacciamento diversi da minimo e spegnimento [44]

la variazione del programma cumulato del k-esimo punto di dispacciamento dell'UVAM e  $var_k(i)$  è il fattore di ripartizione percentuale della quantità  $\Delta P_{tot}(i)$  tra i punti di dispacciamento per unità di produzione/unità di consumo inclusi nell'UVAM.

Il fattore correttivo  $\Delta P_k(i)$  viene sommato algebricamente al programma post-MI nel caso di punti di dispacciamento per unità di produzione, viene invece sommato al programma post-MI nel caso di punti di dispacciamento per unità di consumo.

Rispetto ai programmi così modificati vengono determinati per ogni punto di dispacciamento gli sbilanciamenti effettivi, i quali sono valorizzati tramite i prezzi di sbilanciamento illustrati nell'Articolo 40.3 della Deliberazione 111/06, come già spiegato in precedenza.

Inoltre, nel caso in cui non ci sia coincidenza tra il BSP e gli utenti del dispacciamento facenti parte dell'UVAM, sulla variazione dei programmi post-MI si basa la regolazione delle partite economiche tra Terna, BSP e BRPs (Balancing Responsible parties, ovvero utenti del dispacciamento facenti parte dell'UVAM), anch'essa stabilita dalla delibera [41].

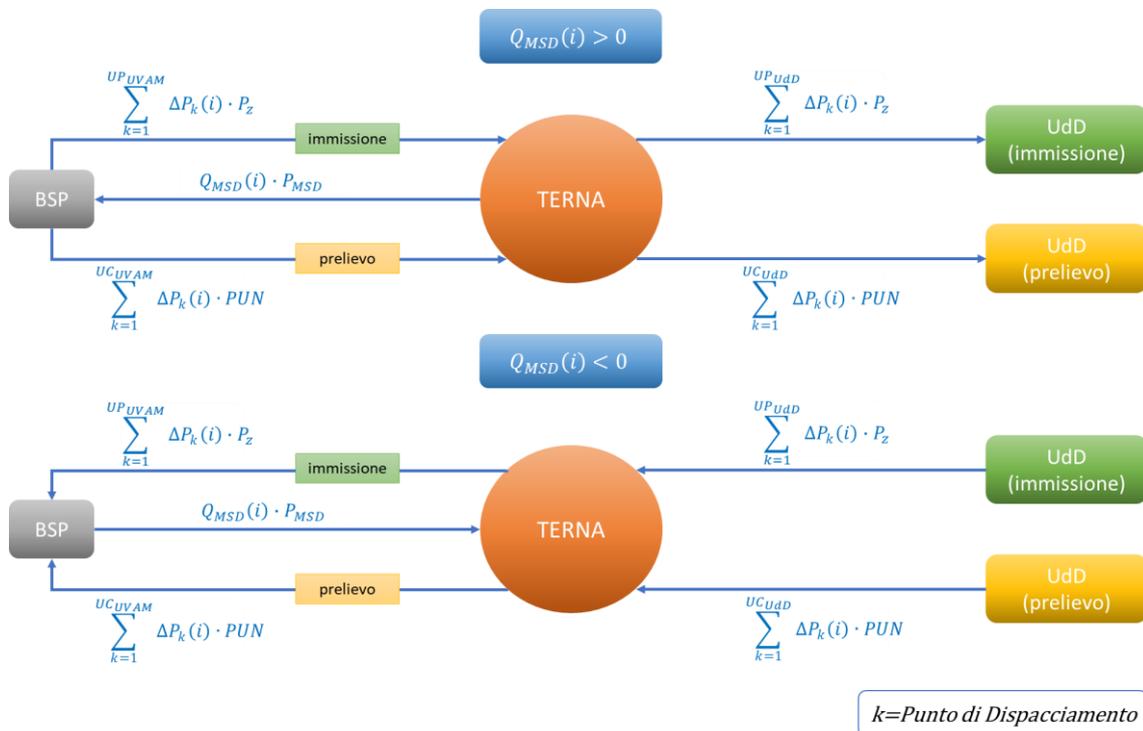


Figura 16. Schema riassuntivo della regolazione economica tra Terna, BSP e Udd.

## CAPITOLO 3

### Caso studio: edificio pilota PLANET

Come anticipato nel primo capitolo, il presente lavoro ha come oggetto l'ottimizzazione energetica di un edificio pubblico sito in Torino, scelto come pilota del progetto europeo PLANET.

Lo scopo della riqualificazione energetica dell'impianto pilota è quello di sperimentare la flessibilità che i sistemi HVAC e l'involucro edilizio potrebbero offrire in vista di una partecipazione dell'edificio al MSD all'interno di una UVAM.

Nei precedenti paragrafi è stato illustrato che uno dei fondamentali requisiti per la costituzione di una UVAM è una potenza minima abilitata di 1 MW, potenzialità che, come si vedrà, attualmente l'impianto dell'edificio non possiede. Tuttavia, si vuole sperimentare uno scenario che ipotizzi di scalare tale modellazione su più edifici.

#### 3.1 Descrizione edificio

L'edificio scelto dall'azienda Iren come pilota del progetto PLANET è sito in Torino, in Via De Sanctis 12. Fa parte del quartiere Pozzo Strada, che è ubicato a ovest di Torino al confine con Grugliasco, cittadina appartenente all'area suburbana del Torinese.

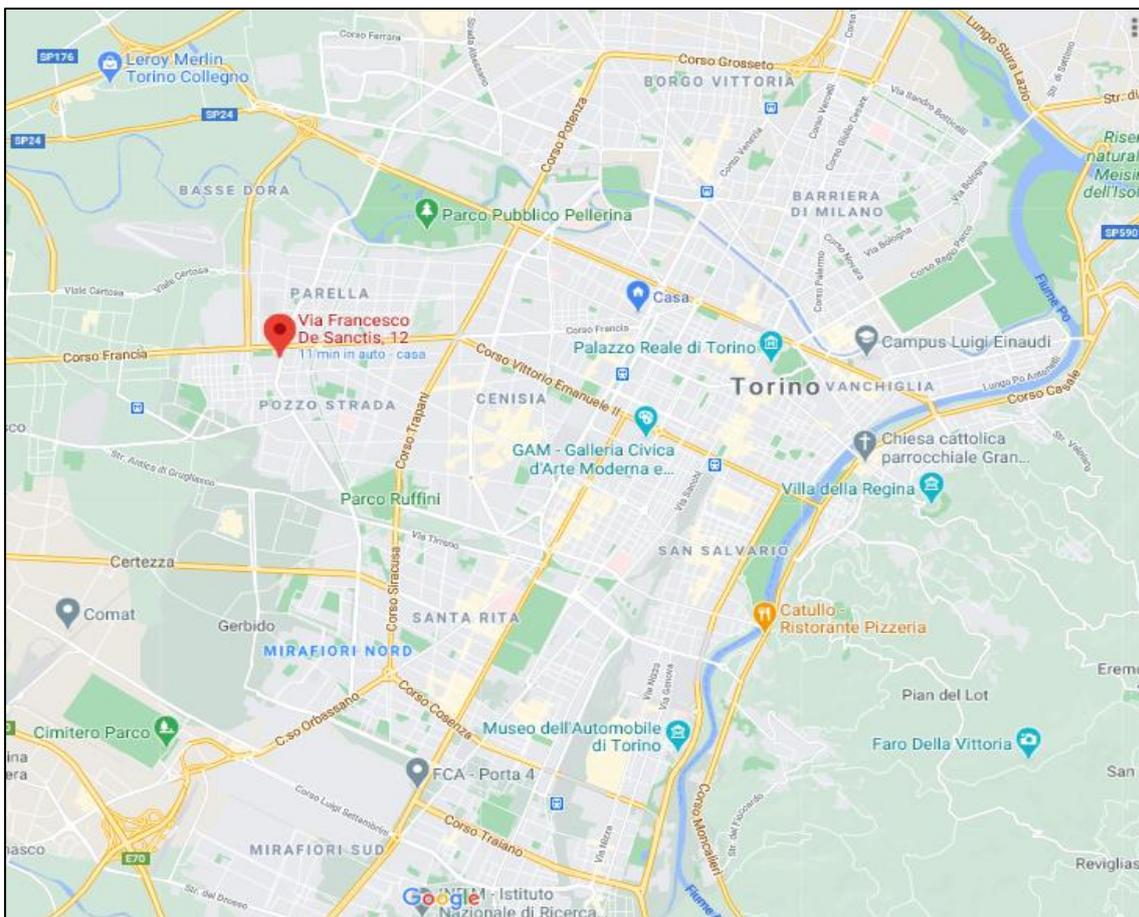
Il pilota è un edificio multifunzionale: ospita uffici comunali, una Comunità abitativa che accoglie persone disabili adulte impossibilitate a vivere autonomamente o presso i loro familiari, e sale polifunzionali.

È diviso in due blocchi, entrambi caratterizzati da tre piani più il piano seminterrato. Il primo blocco, di minori dimensioni (a sinistra nella **Figura 18**), ospita al piano seminterrato e al piano terra gli uffici Anagrafe, mentre ai piani primo, secondo e secondo ammezzato la Comunità Alloggio e il Gruppo Appartamento. Questi ultimi sono gli unici ambienti dell'intero edificio "abitati" 24 ore su 24. La Comunità dispone di 10

posti letto, più ulteriori 2 posti definiti di pronta accoglienza, cioè devono costituire una sistemazione residenziale temporanea, necessaria per rispondere a particolari situazioni di bisogno [45].

Il secondo blocco (a destra nella **Figura 18**) ospita al piano seminterrato l'archivio, al piano terra e primo ammezzato gli Uffici dei Servizi Sociali, mentre al primo e secondo piano ospita uffici e sale polifunzionali per lo svolgimento di riunioni, per il tempo libero e per lo svolgimento di attività formative e ludico-sportive per gli ospiti della comunità abitativa e non.

Pur non essendo di recente costruzione, l'edificio ha subito una ristrutturazione nel 2010 con l'installazione di doppi vetri. La volumetria totale è di 17400 m<sup>3</sup>.



**Figura 17.** Ubicazione dell'edificio pilota (da google maps).



**Figura 18.** Edificio pilota (da google maps).

Il secondo blocco (a destra nell'immagine seguente) ospita al piano seminterrato l'archivio, al piano terra e primo ammezzato gli Uffici dei Servizi Sociali, mentre al primo e secondo piano ospita uffici e sale polifunzionali per lo svolgimento di riunioni, per il tempo libero e per lo svolgimento di attività formative e ludico-sportive per gli ospiti della comunità abitativa e non.

L'edificio non è di recente costruzione, ma nel 2010 ha subito una ristrutturazione con l'installazione di doppi vetri. La volumetria totale è di 17400 m<sup>3</sup>.

L'edificio, nel suo complesso, richiede il soddisfacimento dei fabbisogni di:

- Energia Termica;
- Energia Elettrica;
- Energia frigorifera.

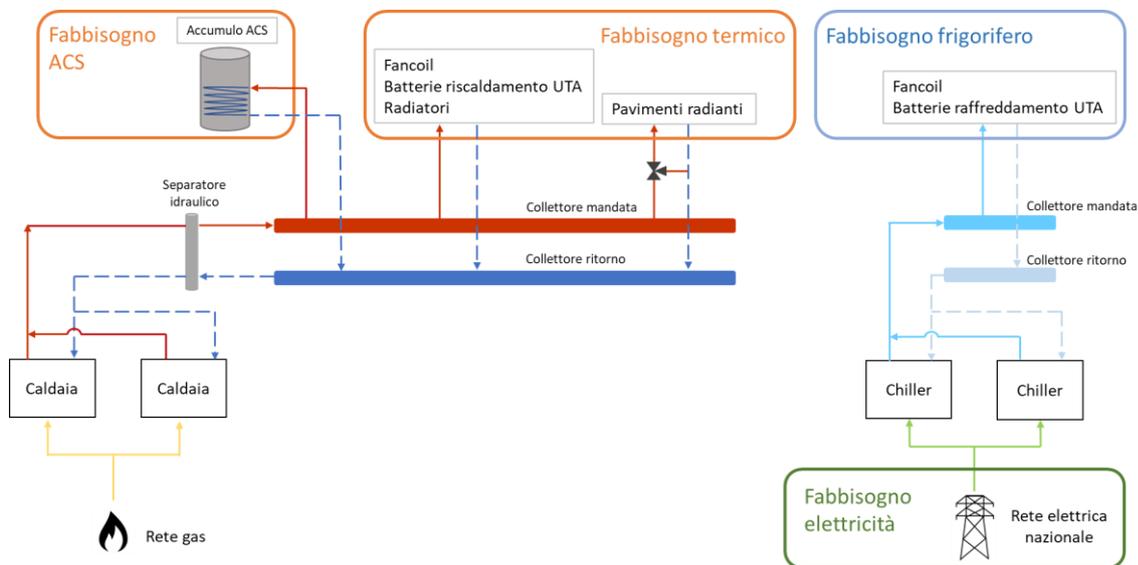
L'energia termica è impiegata per rispondere alle necessità di riscaldamento e climatizzazione degli ambienti e per la produzione di acqua calda sanitaria.

L'energia frigorifera è impiegata per rispondere alle necessità di raffrescamento e climatizzazione degli ambienti.

L'energia elettrica viene impiegata per l'alimentazione di tutte le apparecchiature elettriche, come i pc, i televisori, gli elettrodomestici casalinghi ecc, per l'illuminazione e la ventilazione degli ambienti ed anche per l'alimentazione delle macchine frigorifere.

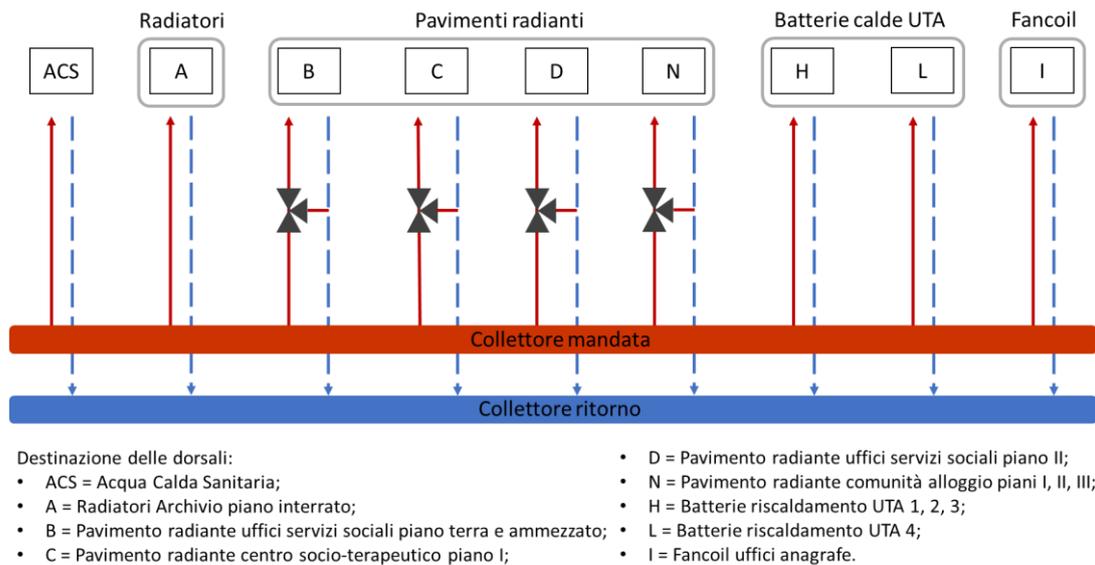
### 3.2 Configurazione impianto ex-ante

La centrale di produzione di energia dell'edificio, prima dell'intervento di riqualificazione energetica, era caratterizzata principalmente da due caldaie a condensazione, due chiller e un accumulo di acqua calda sanitaria.



**Figura 19.** Schema semplificato della centrale di produzione nella configurazione ex-ante.

L'acqua calda prodotta dalle caldaie veniva distribuita alle utenze tramite un collettore di mandata da cui si diramavano diverse dorsali, ognuna destinata a uno o più gruppi di terminali HVAC. Successivamente l'acqua "fredda" di ritorno dagli stessi terminali HVAC veniva raccolta in un collettore di ritorno e poi inviata nuovamente alle caldaie. Tra queste ultime e i collettori era interposto un separatore idraulico, adibito alla separazione idraulica del circuito primario (circuito produzione) e del circuito secondario (circuito distribuzioni).

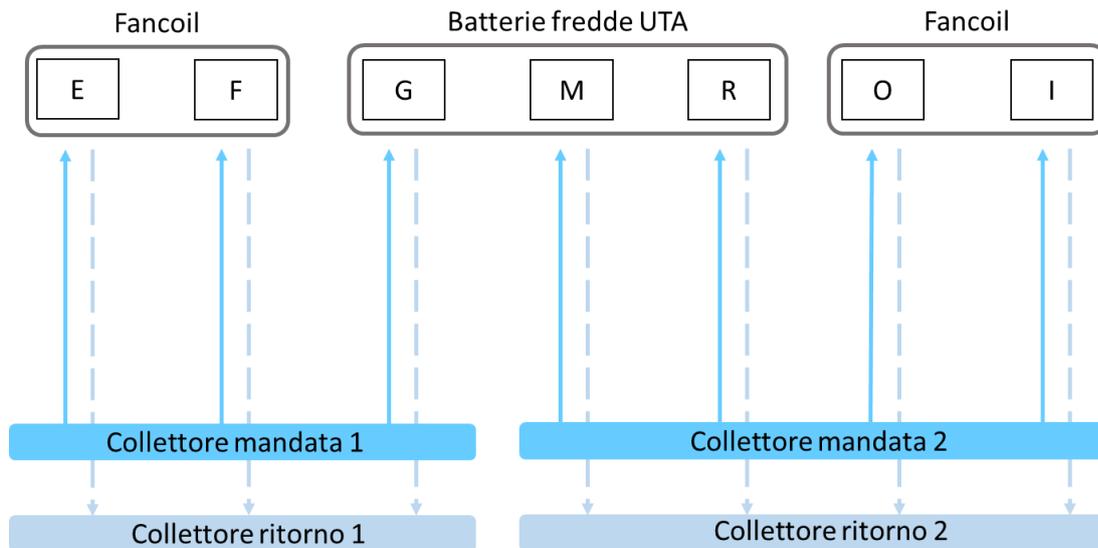


**Figura 20.** Schema delle dorsali di distribuzione dell'acqua calda prodotta dalle caldaie nella configurazione ex-ante.



**Figura 21.** Separatore idraulico.

L'acqua refrigerata prodotta dai chiller veniva distribuita ai terminali HVAC tramite due collettori di mandata e successivamente raccolta da due collettori di ritorno per essere riportata ai chiller.



Destinazione delle dorsali:

- E = Fancoil uffici servizi sociali piano terra;
- F = Fancoil centro socio-terapeutico a attività diurne piano I;
- G = Batteria raffreddamento UTA 1 e 2 e fancoil piano II;
- M = Batteria raffreddamento UTA 4;
- R = Batteria raffreddamento UTA 3 e fancoil atrio piano terra;
- O = Fancoil comunità alloggio piani I, II, III;
- I = Fancoil uffici anagrafe.

**Figura 22.** Schema delle dorsali di distribuzione dell'acqua refrigerata prodotta dai chiller nella configurazione ex-ante.



**Figura 23.** Dorsali di distribuzione dell'acqua refrigerata prodotta dai chiller nella configurazione ex-ante.

### 3.2.1 Fabbisogno termico e ACS

Il fabbisogno di riscaldamento e ACS veniva interamente soddisfatto attraverso due caldaie a condensazione VIESSMANN, modello Vitocrossal 200, caratterizzate da una potenza termica utile massima di 311 kW con temperature di mandata/ritorno dell'acqua di riscaldamento di 65/55 °C.

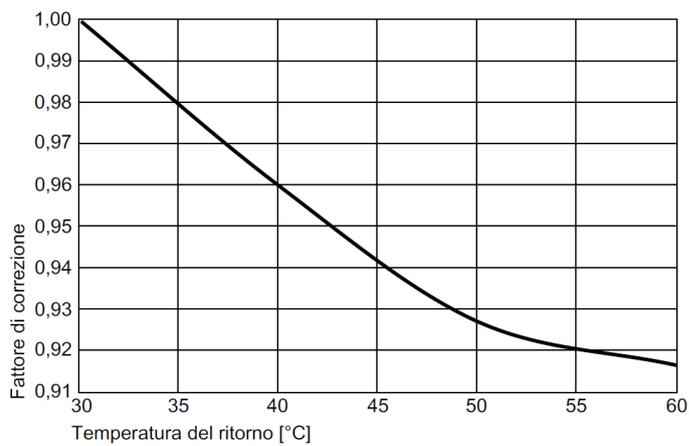
**Tabella 9.** Dati tecnici delle caldaie [46].

<b>Potenza utile</b>	Temperatura mandata/ritorno 50/30 °C	64 – 318 kW
	Temperatura mandata/ritorno 80/60 °C	58 – 291 kW
<b>Potenza al focolare</b>	300 kW	
<b>Pressione max/min di esercizio</b>	6/1 bar	
<b>Contenuto d'acqua</b>	180 litri	
<b>Temperatura fumi</b>	Temperatura ritorno 30°C e potenzialità utile	45 °C
	Temperatura ritorno 60°C e potenzialità utile	65 °C
<b>Portata fumi</b>	Potenzialità utile	477 kg/h
	Carico ridotto (30% della potenzialità utile)	143 kg/h
<b>Rendimento stagionale</b>	Temperatura mandata/ritorno 40/30 °C	Fino a 98 % (PCS) Fino a 109 % (PCI)
	Temperatura mandata/ritorno 75/60 °C	Fino a 96 % (PCS) Fino a 106 % (PCI)



**Figura 24.** Caldaia.

Variando il dimensionamento delle temperature di mandata e ritorno dell'acqua di riscaldamento, la potenzialità utile del generatore varia a sua volta.



**Figura 25.** Correzione della potenzialità utile della caldaia in funzione della temperatura di ritorno dell'acqua di riscaldamento [46].

Le caldaie alimentavano tutti i terminali di riscaldamento (ventilconvettori, radiatori e pavimento radiante) e le batterie dell'UTA.

La produzione di ACS avveniva tramite un accumulo dotato di serpentina, alimentato anch'esso dalle caldaie, coincidente con un bollitore modulare verticale in acciaio inox della marca FIORINI.

**Tabella 10.** Dati tecnici del bollitore di ACS.

<b>Materiale</b>	Acciaio INOX AISI 316	
<b>Capacità</b>	1000 l	
<b>Tipo di coibentazione</b>	Fibra di poliestere	
<b>Temperatura max</b>	Lato accumulo	Circuito primario
	95 °C	95 °C
<b>Pressione max</b>	Lato accumulo	Circuito primario
	6 bar	16 bar



**Figura 26.** Accumulo di Acqua Calda Sanitaria.

### 3.2.2 Fabbisogno frigorifero

Il fabbisogno per raffrescamento veniva coperto tramite due refrigeratori d'acqua o chiller multistadio della marca THERMOCOLD, modello AWA ES II 1210 ZC SE A LN, caratterizzati ciascuno da una potenza frigorifera di 211 kW ed alimentati da elettricità prelevata dalla rete elettrica nazionale.

**Tabella 11.** Dati tecnici dei chiller.

<b>Fluido refrigerante</b>	R407c
<b>Temperatura max/min</b>	100/35 °C
<b>Pressione max di esercizio</b>	30 bar
<b>Potenza utile raffreddamento</b>	211 kW
<b>Potenza elettrica assorbita</b>	67,4 kW
<b>EER (Energy Efficiency ratio)</b>	3,13



**Figura 27.** Chiller.

### 3.2.3 Fabbisogno energia elettrica

L'energia elettrica richiesta dai carichi dell'edificio veniva interamente prelevata dalla rete elettrica nazionale tramite un collegamento in bassa tensione.

### 3.2.4 Terminali del sistema HVAC

L'intervento di riqualificazione energetica del pilota ha riguardato soltanto la centrale di produzione di energia dell'edificio, perciò la tipologia di terminali e la loro distribuzione negli ambienti è rimasta invariata.

Nel presente paragrafo è descritta la distribuzione dei terminali HVAC e le modalità di fornitura di ACS. Inoltre, vengono illustrate le modalità di gestione del riscaldamento e del raffrescamento ex-ante.

Il sistema di riscaldamento e raffrescamento dell'edificio in esame è caratterizzato da diverse tipologie di terminali: radiatori, pavimenti radianti, ventilconvettori e unità di trattamento dell'aria (UTA).

I terminali sono distribuiti in maniera abbastanza eterogenea nei vari ambienti dell'edificio e, mentre per il riscaldamento sono sfruttati tutti i terminali, per il raffrescamento sono utilizzati soltanto i ventilconvettori e le UTA. Inoltre, non sono presenti sensori per la misurazione della concentrazione dell'anidride carbonica in ambiente.

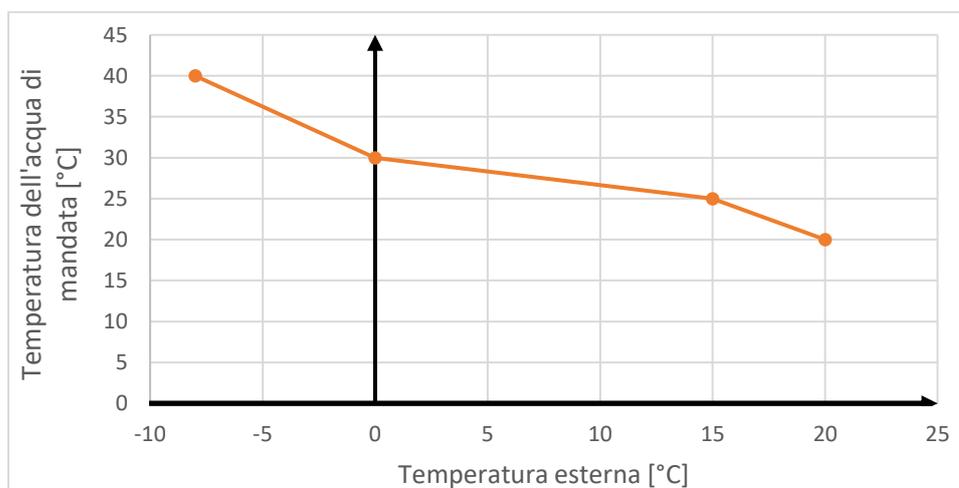
**Tabella 12.** Distribuzione dei terminali del sistema HVAC nei vari ambienti dell'edificio.

Piano	Ambienti presenti	Terminali
<b>Blocco Anagrafe/Comunità abitativa</b>		
<b>Seminterrato - Terreno</b>	Uffici Anagrafe	Ventilconvettori (caldo e freddo) UTA 4 (caldo e freddo)
<b>Primo – Secondo – Secondo ammezzato</b>	Comunità Alloggio Zona scala interna Comunità Alloggio	Pavimento radiante (caldo) Ventilconvettori (freddo) Pavimento radiante (caldo)

<b>Blocco Servizi Sociali</b>		
<b>Seminterrato</b>	Archivi	Radiatori (caldo)
	Ingresso e vano scala	Radiatori (caldo)
<b>Terreno</b>	Uffici Servizi Sociali	Pavimento radiante (caldo) Ventilconvettori (freddo)
	Atrio	Pavimento radiante (caldo) UTA 3 (caldo e freddo)
<b>Ammezzato</b>	Bagni	Pavimento radiante
<b>Primo</b>	Centro socioterapeutico e attività diurne	Pavimento radiante (caldo) Ventilconvettori (freddo)
	Ingresso, bagni, guardaroba, disimpegni e uffici	Pavimento radiante (caldo)
<b>Secondo</b>	Sala riunioni 1	Pavimento radiante (caldo) UTA 1 (caldo e freddo)
	Sala riunioni 2	Pavimento radiante (caldo) UTA 2 (caldo e freddo)

### 3.2.4.1 Pavimento radiante

Il pavimento radiante viene utilizzato solo nella stagione invernale per il riscaldamento. La regolazione della temperatura di alimentazione dell'acqua avviene in funzione della temperatura esterna secondo l'andamento illustrato nel seguente grafico.



**Figura 28.** Regolazione della temperatura dell'acqua di alimentazione del pavimento radiante.

Il pavimento radiante è dotato di potenziometri che permettono agli utenti la regolazione della potenza termica emessa, quindi in caso di intervento degli utenti tale curva non viene rispettata.

La sua accensione si basa sul seguente schema:

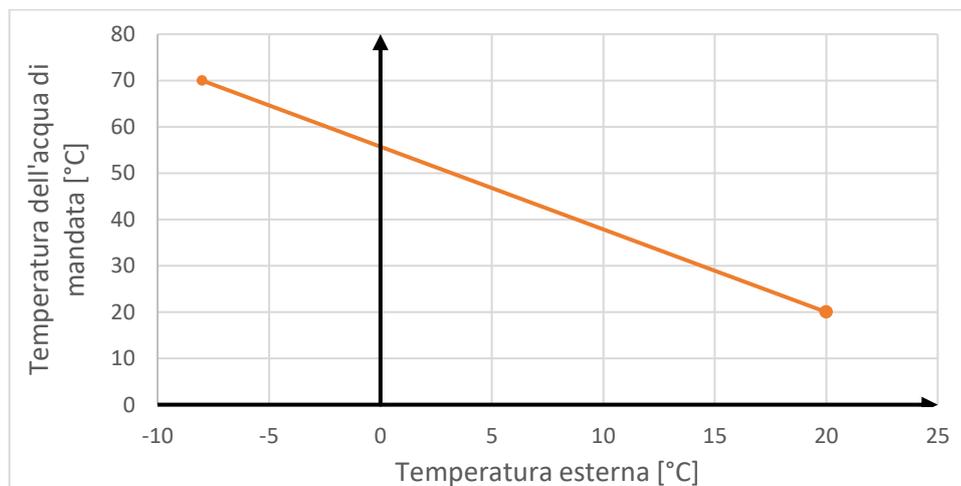
**Tabella 13.** Schema accensione pavimento radiante.

Lunedì - domenica
00:00 – 24:00

### 3.2.4.2 Radiatori

I radiatori vengono utilizzati solo nella stagione invernale per il riscaldamento.

Come per i pavimenti radianti, la temperatura dell'acqua di alimentazione viene regolata in funzione della temperatura esterna, ma secondo una dipendenza diversa.



**Figura 29.** Regolazione della temperatura dell'acqua di alimentazione dei radiatori.

La loro accensione viene effettuata secondo il seguente schema:

**Tabella 14.** Schema accensione radiatori.

Lunedì - domenica
06:00 - 21:00

### 3.2.4.3 Ventilconvettori

I ventilconvettori vengono utilizzati sia per il riscaldamento che per il raffrescamento. Nella stagione invernale sono caratterizzati da una temperatura di alimentazione dell'acqua costante, pari circa a 70°C; la regolazione del calore emesso viene effettuata tramite valvole termostatiche installate sulle distribuzioni di ogni terminale, sulla base del termostato installato nell'ufficio anagrafe. L'accensione viene effettuata secondo il seguente schema.

**Tabella 15.** Schema accensione ventilconvettori, riscaldamento.

Lunedì	Martedì - venerdì	Sabato e domenica
04:00 - 18:00	07:00 - 18:00	-

Nella stagione estiva sono caratterizzati da una temperatura di alimentazione dell'acqua costante, pari circa a 7 °C, e la regolazione viene effettuata nelle stesse modalità della stagione di riscaldamento, ovvero tramite valvole termostatiche installate sulle distribuzioni di ogni terminale, sulla base del termostato installato nell'ufficio anagrafe. Infine, essendo il raffrescamento effettuato 24h/24, i fancoil sono accesi costantemente.

**Tabella 16.** Schema accensione ventilconvettori, raffrescamento.

Lunedì - domenica
00:00 - 24:00

### 3.2.4.4 UTA: Unità di Trattamento Aria

Le UTA sono in totale 4 e vengono utilizzate tutto l'anno.

La batteria di riscaldamento di tutte le UTA è alimentata tramite acqua calda. Nella stagione invernale la temperatura dell'acqua calda è fissa e circa pari a 70°C. Al contrario la batteria di post-riscaldamento, dove presente, è elettrica. La batteria di raffreddamento è alimentata tramite acqua fredda, a temperatura fissa di circa 7 °C.

Nella stagione invernale, le UTA sono utilizzate principalmente per il ricambio dell'aria e come integrazione al riscaldamento, mentre nella stagione estiva sono utilizzate sia per il ricambio dell'aria che per il raffrescamento.

L'UTA 1 serve la sala riunioni 1 del secondo piano del blocco "Servizi sociali", la sala più grande dell'edificio. È caratterizzata da:

- Ventilatore di aspirazione;
- Recuperatore di calore a flusso incrociato;
- Filtro a tasche;
- Batteria di riscaldamento;
- Batteria di raffreddamento con separatore di gocce;
- Umidificatore;
- Batteria di post-riscaldamento;
- Ventilatore di immissione.

La seguente tabella ne illustra i dati tecnici.

**Tabella 17.** Dati tecnici UTA 1.

Portata d'aria	8901 m <sup>3</sup> /h
Rinnovo aria esterna	35 %
Potenza ambiente da integrare in condizionamento	38,8 kW
<b>Funzionamento in condizionamento</b>	
Batteria raffreddamento	82 kW (fattore contatto 0,9)
Batteria post-riscaldamento	7 kW
Temperatura immissione aria	15 °C
<b>Funzionamento in riscaldamento</b>	
Batteria riscaldamento	42 kW
Temperatura immissione aria	21 °C
Efficienza umidificatore	45 %
Batteria post-riscaldamento	3 kW

L'UTA 2 serve la sala riunioni 2 del secondo piano del blocco "Servizi sociali". Da un punto di vista componentistico è identica all'UTA 1, ma il dimensionamento è differente.

**Tabella 18.** Dati tecnici UTA 2.

Portata d'aria	5072 m <sup>3</sup> /h
Rinnovo aria esterna	35 %
Potenza ambiente da integrare in condizionamento	22,2 kW
<b>Funzionamento in condizionamento</b>	
Batteria raffreddamento	47 kW (fattore contatto 0,9)
Batteria post-riscaldamento	4 kW
Temperatura immissione aria	15 °C
<b>Funzionamento in riscaldamento</b>	
Batteria riscaldamento	24 kW
Temperatura immissione aria	21 °C
Efficienza umidificatore	45 %
Batteria post-riscaldamento	2 kW

L'UTA 3 serve l'atrio e la reception del piano terra del blocco "Servizi sociali". Essa, a differenza delle precedenti, non comprende il ventilatore di immissione, il recuperatore di calore e la batteria di post-riscaldamento, ma è caratterizzata solamente da:

- Serrande motorizzate per regolare la portata di immissione;
- Filtro a celle;
- Batteria di riscaldamento;
- Batteria di raffreddamento con separatore di gocce;
- Ventilatore di immissione.

La seguente tabella ne riassume i dati tecnici.

**Tabella 19.** Dati tecnici UTA 3.

Portata d'aria	2500 m <sup>3</sup> /h
Rinnovo aria esterna	50 %
Potenza ambiente da integrare in condizionamento	10,2 kW
Potenza ambiente da integrare in riscaldamento	3,5 kW
<b>Funzionamento in condizionamento</b>	
Batteria raffreddamento	25 kW (fattore contatto 0,9)
Batteria post-riscaldamento	4 kW
Temperatura immissione aria	16 °C
<b>Funzionamento in riscaldamento</b>	
Batteria riscaldamento	18 kW
Temperatura immissione aria	24 °C

L'UTA 4 serve gli uffici Anagrafe del piano terra e ammezzato del blocco "Comunità abitativa e Anagrafe". Essa coincide con unità ventilante a recupero di calore, infatti è caratterizzata da:

- Ventilatori di immissione ed espulsione;
- Batteria di riscaldamento;
- Batteria di raffreddamento;
- Recuperatore di calore a flusso incrociato.

I dati di dimensionamento sono illustrati nella seguente tabella.

**Tabella 20.** Dati tecnici UTA 4.

Portata d'aria	2500 m <sup>3</sup> /h
Batteria riscaldamento	15 kW
Batteria raffreddamento	12 kW

Per quanto riguarda l'accensione delle UTA, ci sono degli schemi di massima validi sia nella stagione di riscaldamento che in quella di raffrescamento. Tuttavia, questi possono variare in base alle attività svolte nell'edificio.

**Tabella 21.** Schema accensione UTA, riscaldamento e raffrescamento.

<b>UTA 1</b>		
Lunedì - domenica		
07:00 - 23:00		
<b>UTA 2</b>		
Lunedì - domenica		
07:00 - 23:00		
<b>UTA 3</b>		
Lunedì - domenica		
06:00 - 23:00		
<b>UTA 4</b>		
Lunedì	Martedì - venerdì	Sabato - domenica
04:00 - 18:00	07:00 - 18:00	Spenta

### 3.2.4.5 Accumulo di ACS

La produzione di ACS viene ovviamente effettuata tutto l'anno con le stesse modalità, illustrate nella seguente tabella.

**Tabella 22.** Caratteristiche dell'accumulo e della mandata di ACS.

Temperatura dell'acqua proveniente dall'acquedotto	12 °C
Temperatura di accumulo	60 °C
Temperatura di mandata	48 °C

Da ciò si deduce che le caldaie sono accese costantemente tutto l'anno e che il consumo nella stagione di raffrescamento è dovuto alla sola produzione di ACS.

### 3.3 Analisi dei consumi ex-ante

I dati utilizzati per valutare le prestazioni energetiche del pilota prima e dopo l'intervento di riqualificazione energetica sono:

- Dati metereologici;
- Consumi di gas;
- Consumi di elettricità.

#### 3.3.1 Dati metereologici

I dati climatici di Torino sono stati acquisiti dal *gruppo ATMOMET del Dipartimento di Fisica dell'Università di Torino*.

Sono state considerate misurazioni su base oraria, per gli anni compresi dal 2016 al 2020 inclusi, delle variabili:

- Temperatura;
- Umidità relativa (UR);
- Radiazione solare globale.

Dai dati disponibili sono stati poi calcolati ulteriori due parametri:

- Gradi Giorno di Riscaldamento ( $GG_{risc}$ );
- Indice Humidex (H).

I Gradi Giorno di Riscaldamento sono un indice che viene utilizzato per valutare l'intensità del freddo, in un determinato periodo di tempo e per una specifica località. Essi vengono utilizzati come indicatore climatico per il calcolo della stima del fabbisogno stagionale di energia termica per riscaldamento.

I  $GG_{risc}$  sono dati dalla somma delle sole differenze positive, effettuate per tutti i giorni appartenenti alla stagione di riscaldamento, tra la temperatura interna di riferimento e la temperatura media giornaliera [47]. In formula:

$$GG_{risc} = \sum_{i=1}^N (t_a - t_{m,i})$$

Dove:

- $t_a$  è la temperatura interna di riferimento, fissata convenzionalmente a 20°C;
- $t_{m,i}$  è la temperatura esterna media dell'i-esimo giorno;
- $N$  è il numero di giorni della stagione di riscaldamento.

Nelle normative UNI 10349 e UNI 11300 riguardanti il riscaldamento e il raffrescamento degli edifici, l'Italia è stata suddivisa in base al valore dei  $GG_{risc}$  in 6 zone climatiche per stabilire, per ognuna di esse, la durata della stagione di riscaldamento.

**Tabella 23.** Zone climatiche in Italia e rispettive stagioni di riscaldamento in funzione del valore dei  $GG_{risc}$  [47] [48].

Zona climatica	$GG_{risc}$	Durata stagione di riscaldamento
A	Non superiore a 600	Dal 1° dicembre al 15 marzo
B	Da 601 a 900	Dal 1° dicembre al 31 marzo
C	Da 901 a 1400	Dal 15 novembre al 31 marzo
D	Da 1401 a 2100	Dal 1° novembre al 15 aprile
E	Da 2101 a 3000	Dal 15 ottobre al 15 aprile
F	Superiore a 3000	Dal 5 ottobre al 22 aprile

Come verrà illustrato nei seguenti paragrafi, per l'edificio oggetto di analisi sono disponibili i valori dei consumi di gas soltanto su base mensile, perciò rifacendosi alla normativa, essendo Torino appartenente alla zona climatica E, verrà considerata come stagione di riscaldamento il periodo compreso tra ottobre ed aprile inclusi.

La definizione di Humidex è stata introdotta da J. M. Mastertone ed F. A. Richardson del Canada's Atmospheric Environment Service nel 1979, al fine di ottenere una correlazione tra la temperatura dall'uomo percepita e la combinazione di temperatura e umidità relative esterne. L' "humidity index" infatti è un indice che fornisce la

temperatura percepita dall'uomo, poiché questa non dipende solo dalla temperatura dell'aria ma anche dalla sua umidità relativa [49]. Ovviamente quelli ambientali non sono gli unici fattori che influenzano la percezione umana: essa dipende anche da fattori individuali quali nazionalità (sensibilità della popolazione), età, sesso, abbigliamento, attività che si sta svolgendo ecc. Nonostante i fattori di soggettività, l'Humidex approssima con molta confidenza la percezione dell'uomo ed è applicabile in condizioni di temperatura e umidità vicine a quelle dell'area mediterranea, ovvero per temperature comprese tra 20°C e 55°C e tutti i valori di umidità relativa. È definito tramite la relazione empirica:

$$H = T_a + \frac{5}{9} \cdot \left( 6,11 \cdot \frac{UR}{100} \cdot 10^{\frac{7,5 \cdot T_a}{237,7 + T_a}} - 10 \right) \quad [^{\circ}C]$$

Dove

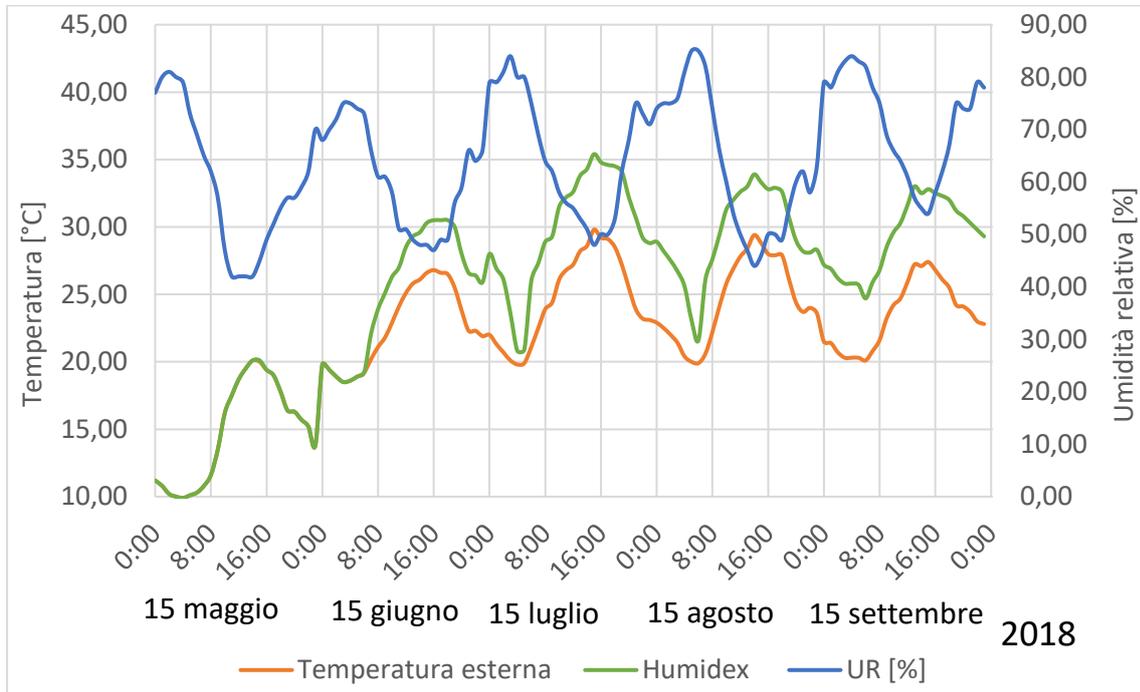
- $T_a$  è la temperatura dell'aria;
- $UR$  è l'umidità relativa dell'aria.

Nella figura sottostante (**Figura 30**) si evince come nei mesi non estivi, in cui la temperatura è minore di 20°C, l'Humidex corrisponda alla temperatura esterna effettiva, mentre nei mesi estivi si discosta da essa anche di 4-5 °C.

In letteratura sono definiti degli intervalli di valori di Humidex che indicano diversi gradi di stress da calore.

**Tabella 24.** Soglie di disagio fisiologico definite in letteratura in funzione del valore dell'Humidex [50]

$H < 27$	Benessere
$27 \leq H < 30$	Cautela
$30 \leq H < 40$	Estrema cautela
$40 \leq H < 55$	Pericolo
$H \geq 55$	Elevato pericolo

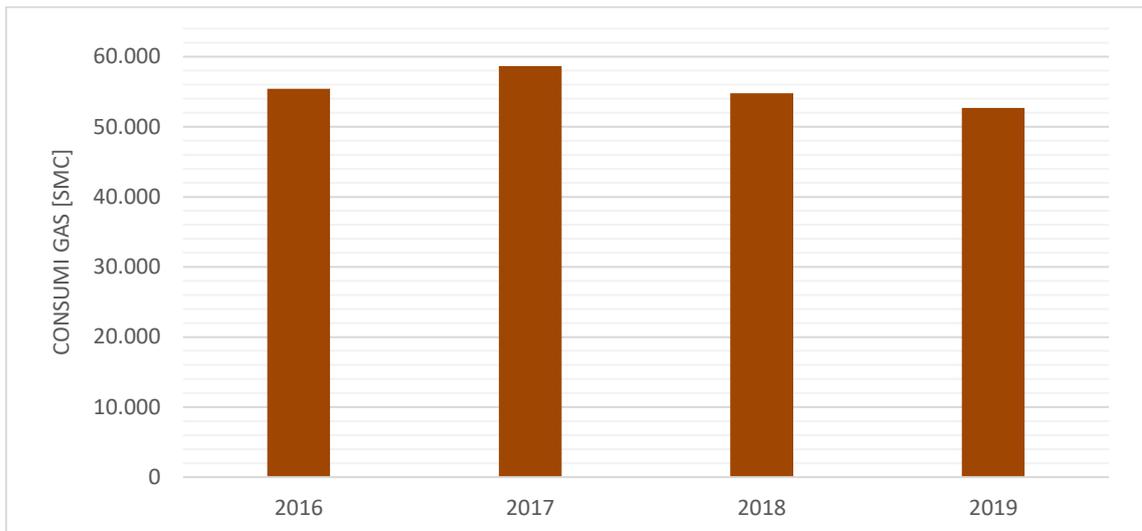


**Figura 30.** Andamento dell'Humidex in alcuni giorni campione dell'anno 2018.

### 3.3.2 Consumi di gas naturale

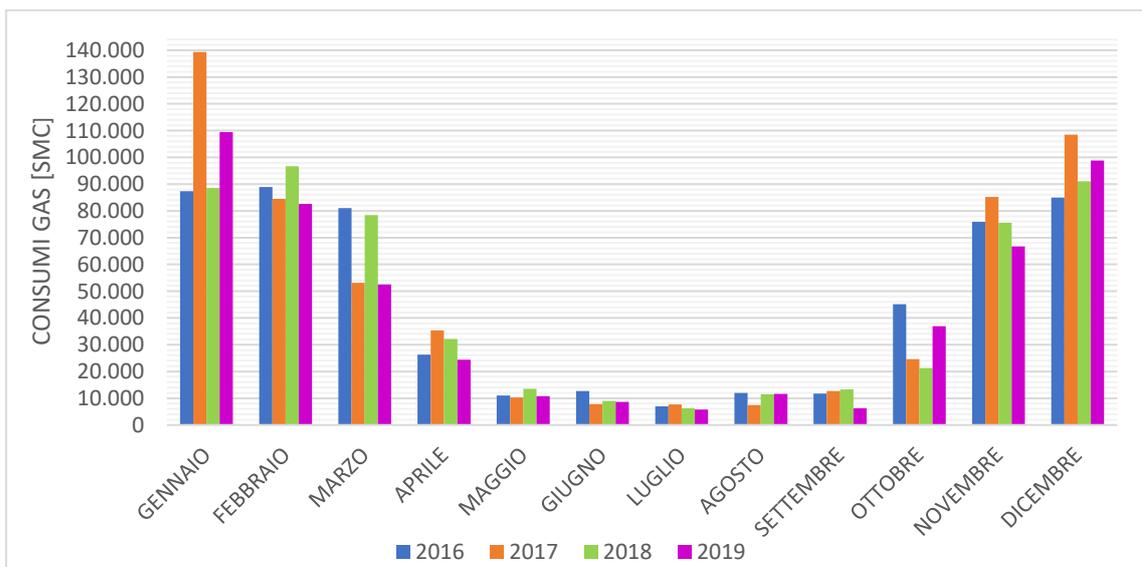
I dati riguardanti i consumi di gas comprendono le bollette mensili da gennaio 2016 a febbraio 2020.

Dal 2016 al 2019 il consumo annuale medio di gas, utilizzato per l'alimentazione delle caldaie, è stato di circa 55'400 Smc: dopo il raggiungimento di un picco nel 2017 pari a circa 58'000 Smc, c'è stato un costante calo negli anni successivi e nel 2019 il consumo ha raggiunto il minimo valore, corrispondente a circa 52'000 Smc, diminuendo di una quota del 10,2% circa rispetto al 2017.



**Figura 31.** Consumi annuali di gas per l'alimentazione delle caldaie dal 2016 al 2019.

Esaminando i consumi mensili nell'arco annuale (**Figura 32**), si può notare che per i vari anni analizzati l'andamento è simile: come è facilmente intuibile, i consumi sono massimi nei mesi più freddi di gennaio, febbraio, novembre e dicembre, sono medi nei mesi primaverili di marzo e aprile e nel mese autunnale di ottobre, e sono minimi nei restanti mesi dell'anno. Questi ultimi sono infatti parte della stagione di raffrescamento e il generatore di calore è utilizzato esclusivamente per la produzione di Acqua Calda Sanitaria.



**Figura 32.** Consumi mensili di gas dal 2016 al 2019.

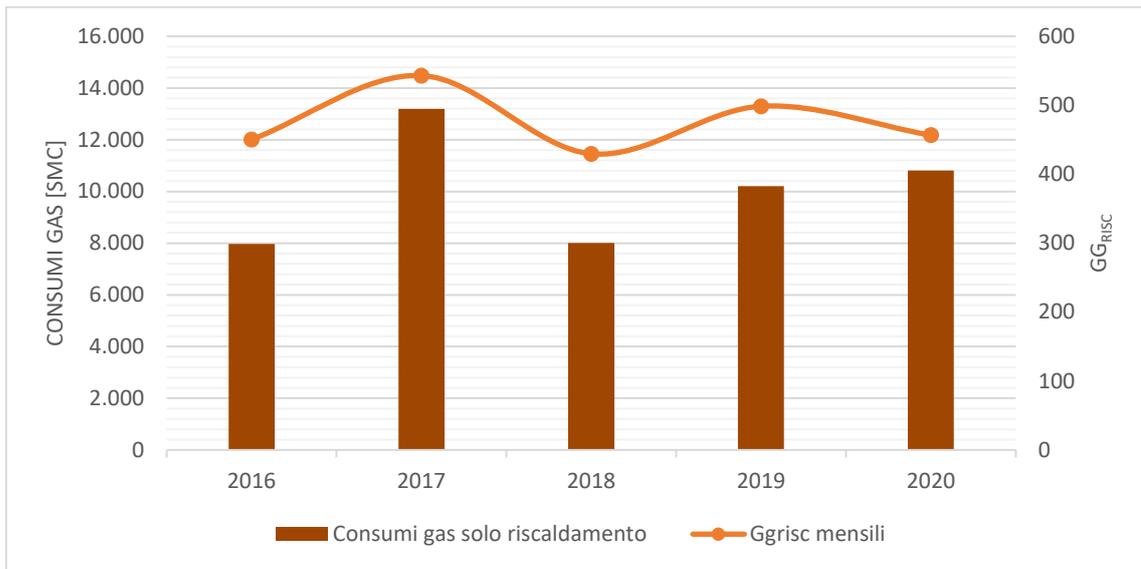
Per ottenere una stima del valore di consumo di gas dovuto esclusivamente alla produzione di ACS, è stata calcolata la media dei consumi di gas dei mesi non appartenenti alla stagione di riscaldamento (**Tabella 25**): preliminarmente si è ipotizzato che non ci siano significative variazioni nell'utilizzo di ACS tra le diverse stagioni e che quindi non ci siano neanche fattori ambientali con cui correlare i consumi di gas dovuti alla sua produzione.

**Tabella 25.** Consumi reali di gas in Smc nei mesi di raffrescamento dal 2016 al 2019 e valore medio.

	<b>2016</b>	<b>2017</b>	<b>2018</b>	<b>2019</b>
<b>MAGGIO</b>	1'124	1'046	1'385	1'103
<b>GIUGNO</b>	1'290	796	913	889
<b>LUGLIO</b>	702	790	632	588
<b>AGOSTO</b>	1'218	754	1'168	1'194
<b>SETTEMBRE</b>	1'199	1'295	1'346	644
<b>MEDIA</b>	<b>1'004</b>			

Una volta calcolato il consumo medio mensile di gas per ACS, esso è stato scorporato dai consumi dei mesi di riscaldamento allo scopo di ottenere, per ogni mese invernale, una stima del valore del consumo di gas dovuto esclusivamente al riscaldamento.

In linea di massima, negli stessi mesi dei diversi anni il consumo di gas è pressoché lo stesso: nella stagione di raffrescamento questa similarità è molto più accentuata che in quella di riscaldamento, in cui ci sono mesi dove il consumo di gas si discosta anche di alcune decine di migliaia di Smc da un anno ad un altro. Un esempio significativo è quello del mese di gennaio.



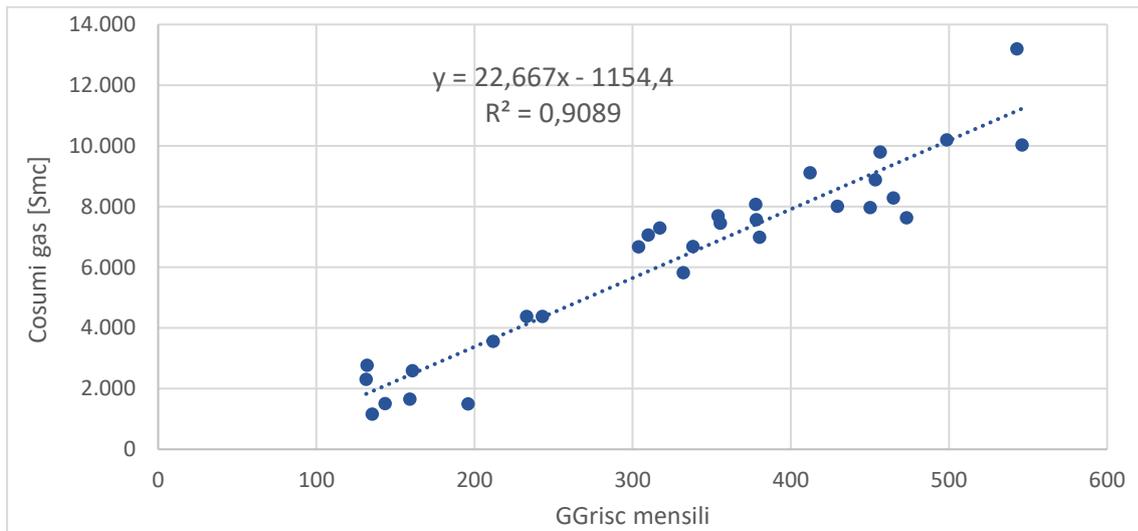
**Figura 33.** Consumi di gas per solo riscaldamento e Gradi-Giorno di riscaldamento del mese di gennaio degli anni che vanno dal 2016 al 2019.

Tuttavia, mettendo a confronto i consumi di questi mesi con i  $GG_{risc}$  mensili è evidente che esiste una correlazione: quando i gradi giorno sono più alti vuol dire che il mese è stato più freddo e di conseguenza il consumo di gas per il riscaldamento è stato maggiore, e viceversa.

La dipendenza presente fra gli  $GG_{risc}$  e i consumi di gas mensili per solo riscaldamento è ben approssimabile tramite una regressione lineare (**Figura 34**). Ciò significa che conoscendo i gradi giorno di un determinato mese, si possono stimare con buona approssimazione ( $R^2$  circa uguale a 0,91) i consumi di gas attraverso la seguente relazione:

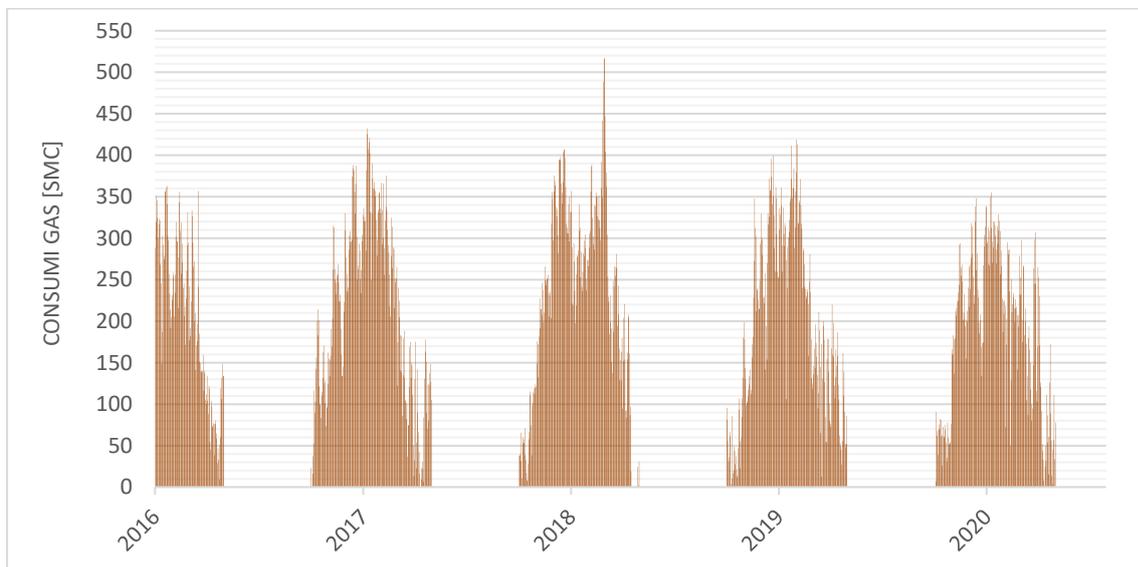
$$V_{gas,mens} = 22,667 * GG_{risc,mens} - 1154,407$$

Tale correlazione vale esclusivamente per la stagione di riscaldamento e può essere usata per stimare i consumi di gas giornalieri e orari nella stagione di riscaldamento, andando a sostituire i  $GG_{risc}$  mensili rispettivamente con quelli giornalieri e orari, ovvero con la differenza tra la temperatura di riferimento (20°C) e la temperatura esterna media, rispettivamente giornaliera e oraria.

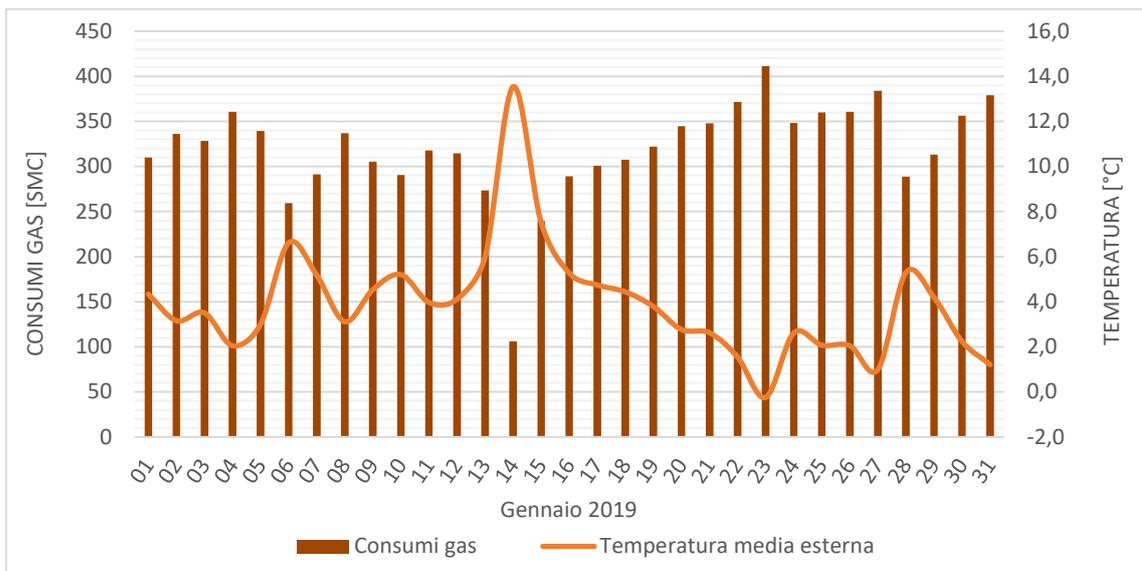


**Figura 34.** Tendenza a regressione lineare dei consumi reali di gas dei mesi di riscaldamento in funzione dei Gradi-Giorno mensili per riscaldamento degli anni dal 2016 al 2019.

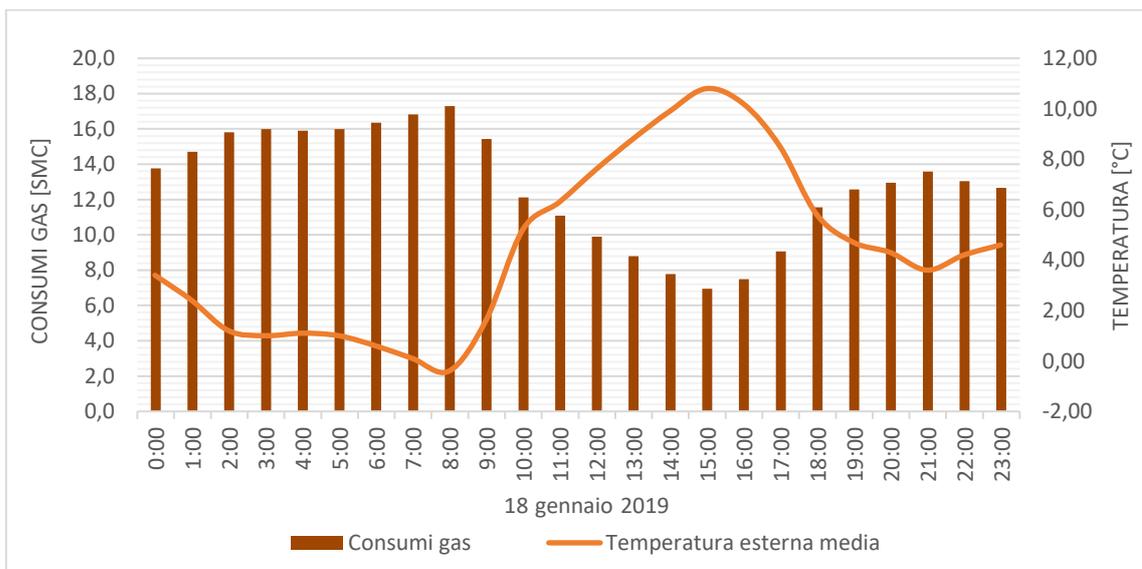
Nelle seguenti figure (**Figura 35**, **Figura 39**, **Figura 40**) sono rappresentati alcuni andamenti ricavati dalla correlazione ottenuta precedentemente.



**Figura 35.** Consumi di gas giornalieri da gennaio 2016 a febbraio 2020, ricavati dall'analisi di regressione lineare consumi-GGrisc.



**Figura 36.** Consumi di gas giornalieri di gennaio 2019, ricavati dall'analisi di regressione lineare consumi - GGrisc.

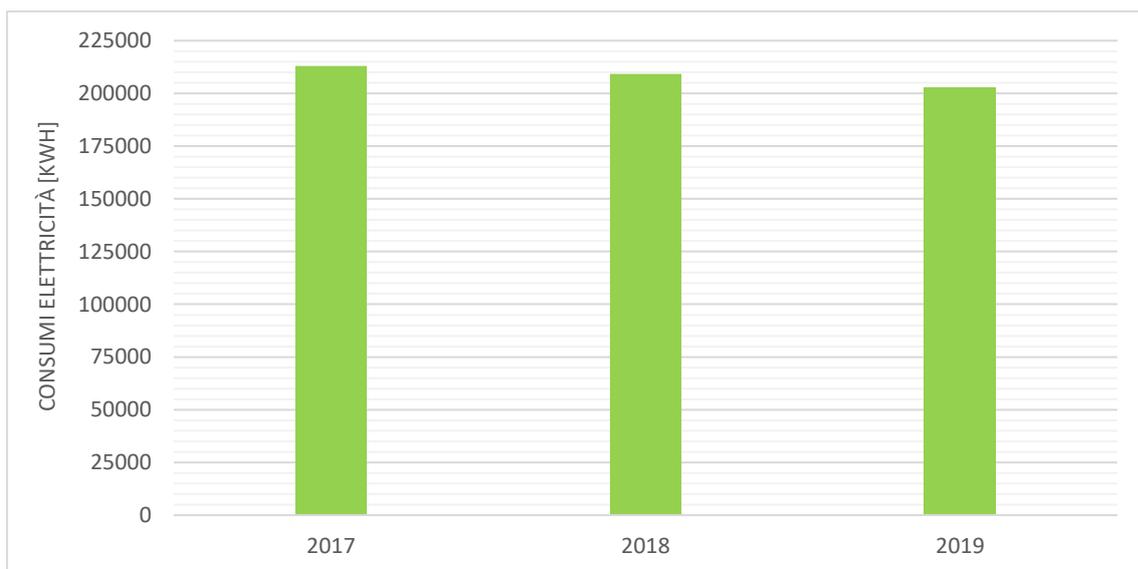


**Figura 37.** Consumi di gas orari del 18 gennaio 2019, ricavati dall'analisi di regressione lineare consumi - GGrisc.

### 3.3.3 Consumi di elettricità

I consumi di elettricità riguardano i dati delle bollette mensili da gennaio 2017 a febbraio 2020 e i consumi quartorari di energia elettrica da ottobre 2018 a giugno 2020. Entrambi fanno riferimento ai consumi totali dell'edificio, infatti è presente un unico contatore elettrico: d'inverno comprendono i consumi dovuti alle apparecchiature elettriche, all'illuminazione, alla ventilazione degli ambienti, d'estate comprendono, oltre a quelli già citati per l'inverno, anche i consumi dovuti al raffrescamento dell'ambiente.

Dal 2017 al 2019 il consumo annuale medio di energia elettrica è stato di circa 208 MWh. Esso è gradualmente diminuito nel corso degli anni: è passato dal valore di circa 213 MWh del 2017 a quello di circa 203 MWh del 2019, decrescendo del 4,86% circa.

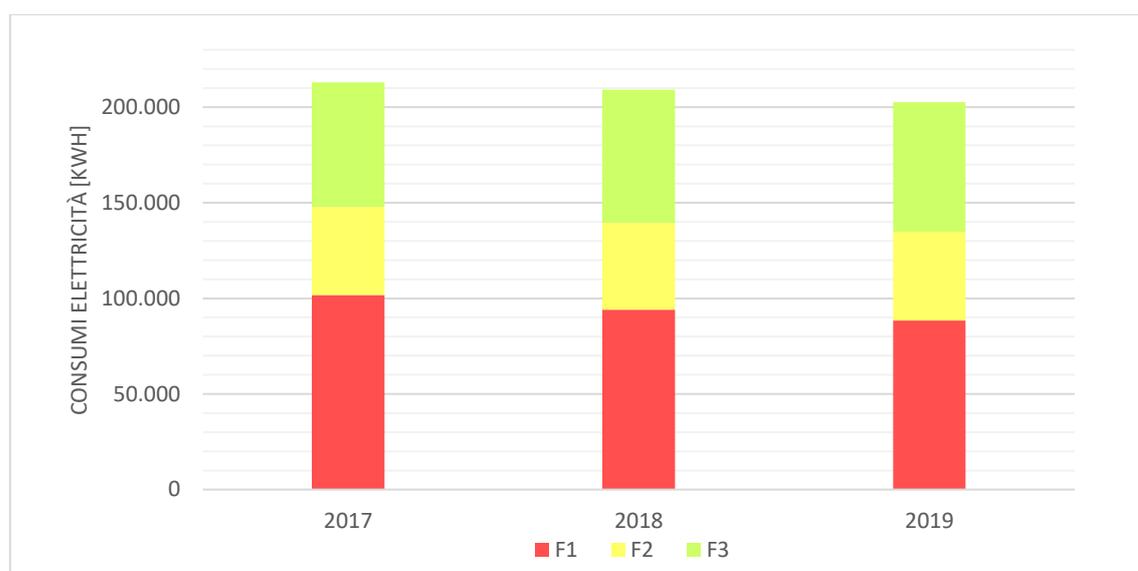


**Figura 38.** Consumi di elettricità annuali dal 2017 al 2019.

Il contratto di fornitura prevede la distinzione della fatturazione nelle tre fasce orarie F1, F2 ed F3 (**Tabella 26**): nel corso dei tre anni analizzati è stato il consumo nella fascia F1 che è diminuito, portando a sua volta al decremento del consumo totale, mentre il consumo nelle altre due fasce è rimasto pressoché invariato (**Figura 39**).

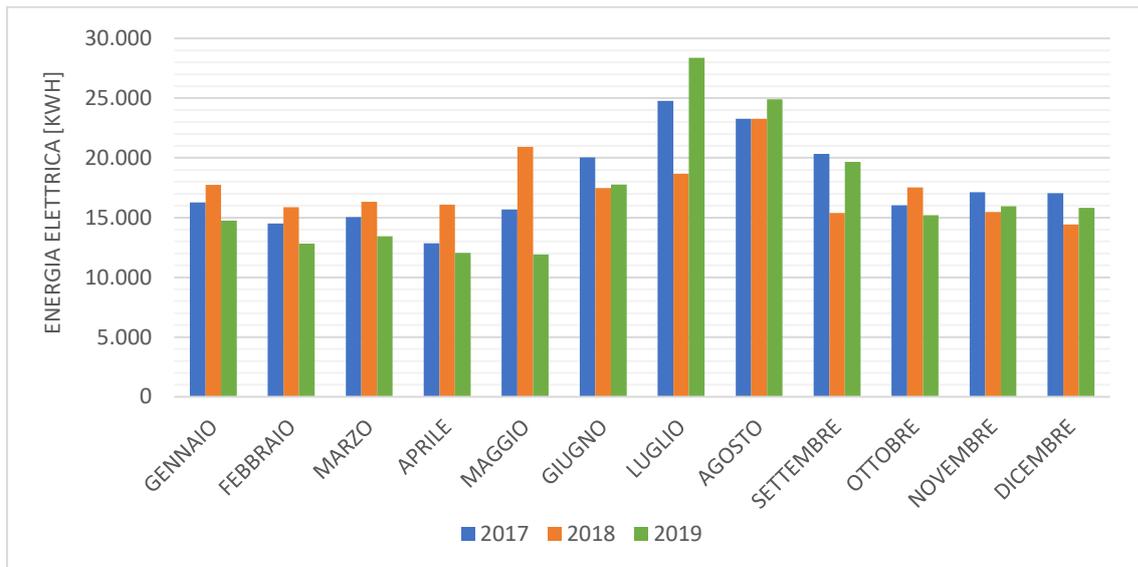
**Tabella 26.** Distribuzione delle fasce orarie di fatturazione dell'energia elettrica.

Orario	Feriali	Sabato	Domenica e Festivi
07:00 – 08:00	F2	F2	F3
08:00 – 19:00	F1	F2	F3
19:00 – 23:00	F2	F2	F3
23:00 – 07:00	F3	F3	F3



**Figura 39.** Consumi di elettricità annuali dal 2017 al 2019, suddivisi secondo le diverse fasce orarie.

Essendoci il raffrescamento nei mesi estivi, ci si aspetterebbe che i consumi mensili aumentino nei mesi compresi da giugno ad agosto, si riducano nei mesi da ottobre ad aprile e che si adattino alle condizioni metereologiche nei mesi intermedi di maggio e settembre: questo andamento è confermato negli anni del 2017 e del 2019, mentre nel 2018 si verifica un'anomalia, poiché il consumo elettrico a maggio (circa 20,9 MWh) è stato maggiore che a giugno e luglio (circa 17,5 e 18,7 MWh) e a giugno è stato uguale ad alcuni mesi invernali, come gennaio e novembre.



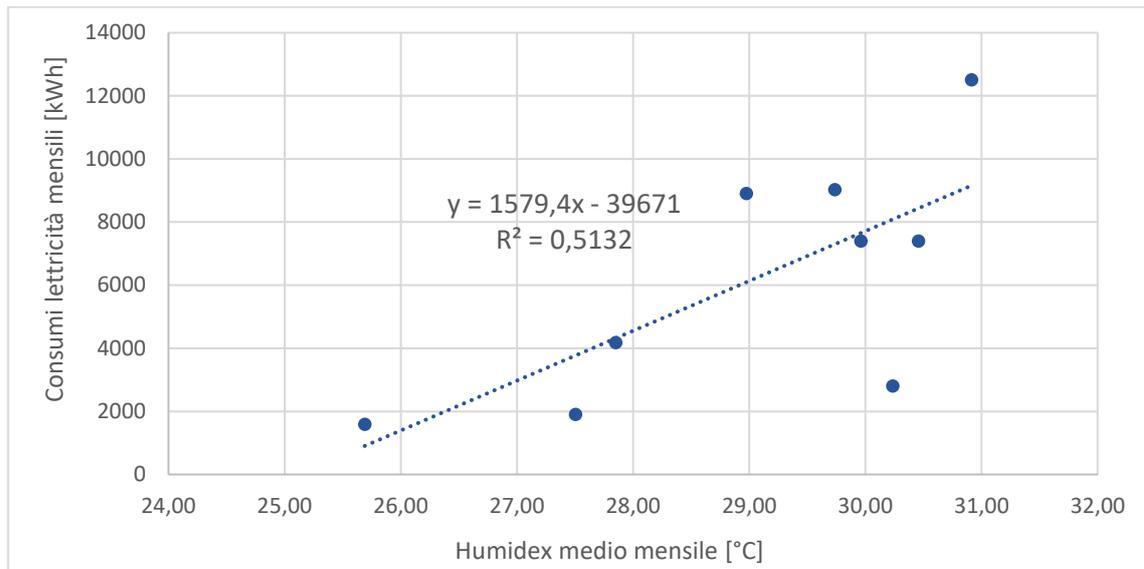
**Figura 40.** Consumi mensili di elettricità degli anni dal 2017 al 2019.

Questo potrebbe significare che nell'estate 2018, per ragioni non note, l'edificio non è stato raffrescato.

Ipotizzando che ci sia una quota di consumo mensile di elettricità circa costante tra l'estate e l'inverno, cioè quella non dovuta al raffrescamento e calcolata come la media dei consumi mensili invernali, si è cercata una correlazione tramite regressione lineare tra l'Humidex medio mensile e i presunti consumi dovuti esclusivamente al raffrescamento.

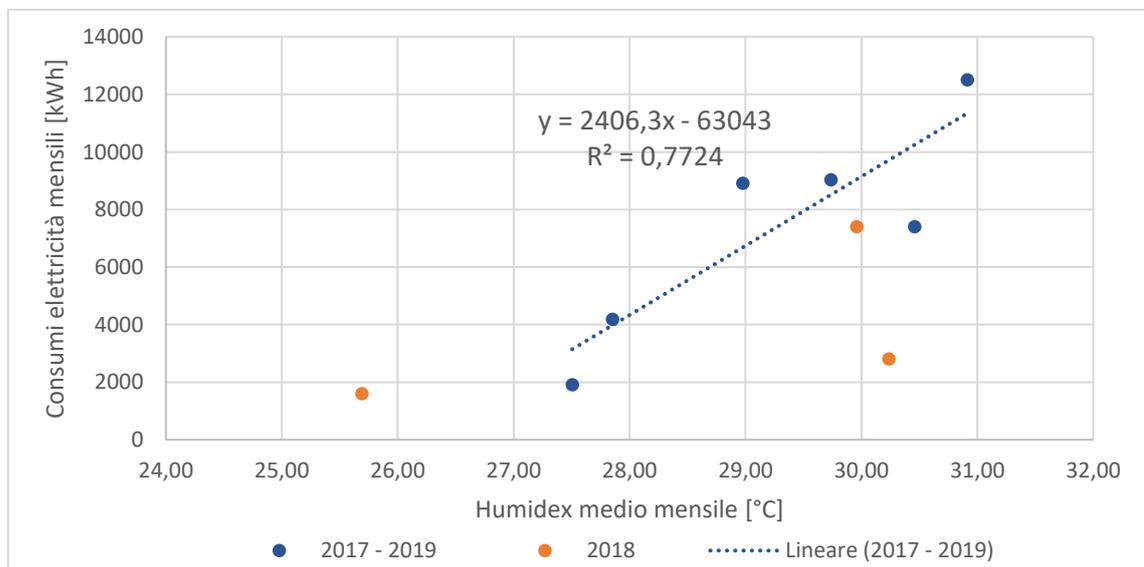
Sono stati effettuati diversi tentativi: comprendendo anche i mesi di maggio e settembre, in alcuni casi il consumo medio di elettricità dei mesi da ottobre ad aprile risultava maggiore di quello del singolo mese (maggio o settembre) e perciò si è deciso di considerare i mesi da giugno ad agosto come mesi di raffrescamento per l'analisi di correlazione (**Figura 41**).

In questo caso il modello è risultato poco appropriato a causa della scarsa accuratezza ( $R^2$  approssimativamente uguale a 0,51).



**Figura 41.** Tendenza a regressione lineare dei consumi di elettricità presumibilmente dovuti esclusivamente al raffrescamento estivo dei mesi di giugno, luglio e agosto dal 2017 al 2019.

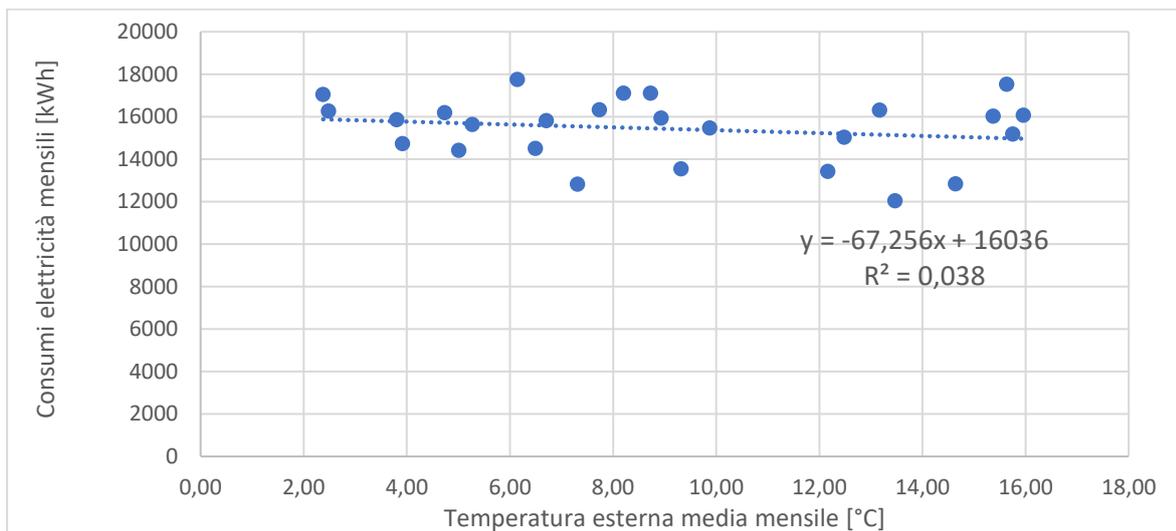
Poiché l'anno del 2018 risulta un po' anomalo per quanto riguarda i consumi di elettricità, l'analisi è stata fatta nuovamente escludendo questo anno: in questo modo il modello risulta più preciso ( $R^2$  circa uguale 0,77).



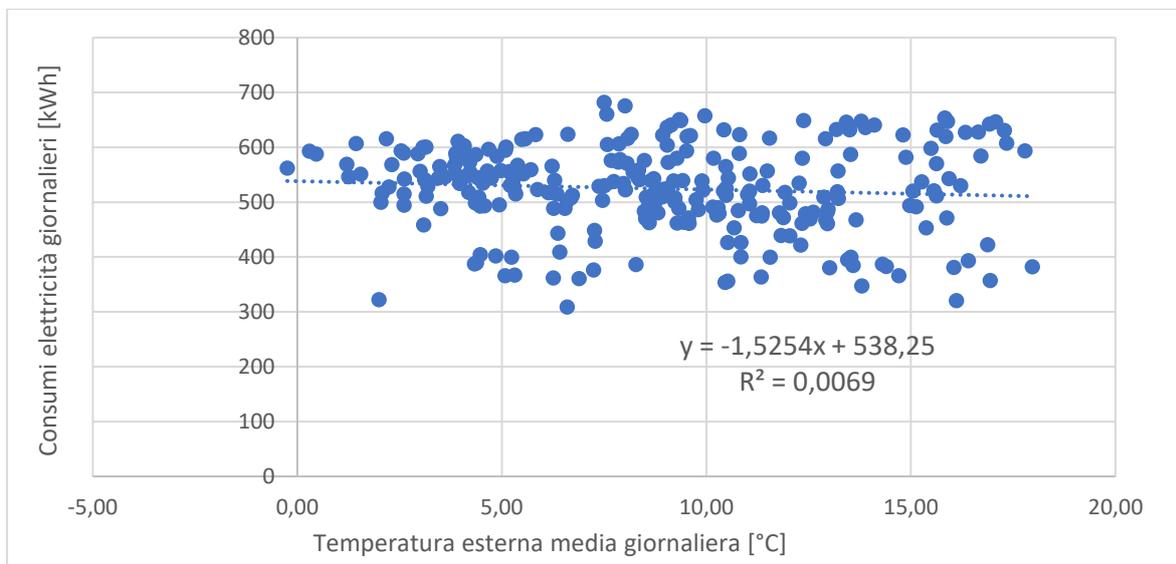
**Figura 42.** Tendenza a regressione lineare dei consumi di elettricità presumibilmente dovuti esclusivamente al raffrescamento estivo dei mesi di giugno, luglio e agosto del 2017 e del 2019.

Infine, si è provato a cercare una dipendenza tra i consumi invernali di elettricità e la temperatura esterna per verificare se ci fosse una incidenza dei consumi delle pompe di circolazione dell'acqua nell'impianto di riscaldamento/raffrescamento.

L'analisi è stata fatta sia su base mensile che oraria.



**Figura 43.** Tendenza a regressione lineare dei consumi reali di elettricità dei mesi di riscaldamento in funzione della temperatura esterna media mensile dal 2016 al 2019.



**Figura 44.** Tendenza a regressione lineare dei consumi giornalieri reali di elettricità della stagione di riscaldamento in funzione della temperatura esterna media giornaliera da ottobre 2018 ad aprile 2020.

In entrambi i casi il risultato è analogo: si vede che la retta di regressione ha pendenza negativa. Questo ha senso perché significa che all'aumentare della temperatura esterna il consumo di elettricità diminuisce poiché c'è bisogno di meno riscaldamento (circola meno acqua nell'impianto). Tuttavia, il fattore  $R^2$  è troppo basso per poter considerare attendibili tali analisi.

### 3.4 Configurazione impianto ex-post

La riqualificazione della centrale di produzione di energia, effettuata nel mese di maggio 2020, è consistita essenzialmente nel sostituire uno dei Gruppi Frigoriferi con una Pompa di Calore reversibile, nell'integrazione di un accumulatore inerziale nell'impianto e nell'installazione di un nuovo collettore di ritorno che raccoglie soltanto i ritorni provenienti dai circuiti dei pavimenti radianti, e quindi a bassa temperatura.

La Pompa di Calore TRANE, modello CXAM 70 HE CAP, essendo reversibile, d'inverno provvede al soddisfacimento del fabbisogno termico insieme alle caldaie, d'estate provvede al soddisfacimento del fabbisogno frigorifero insieme al chiller.

La pompa di calore aria/acqua viene alimentata elettricamente e sfrutta come fluido termovettore il gas refrigerante R410a. È caratterizzata da 2 circuiti del gas refrigerante, ognuno dotato di 4 compressori scroll, e uno scambiatore di calore a piastre per permettere lo scambio termico tra il gas R410a e l'acqua dell'impianto. Lato aria è dotata di 6 ventilatori assiali aventi il compito raffreddare il fluido refrigerante per riportarlo alle condizioni termodinamiche richieste.

**Tabella 27.** Dati tecnici della pompa di calore [51].

<b>Modalità riscaldamento</b>	
Potenzialità utile	189,4 kW (temperatura aria esterna 7°C temperatura mandata/ritorno dell'acqua 50/45 °C)
Potenza elettrica assorbita	75,3 kW

COP (Coefficient of Performance)	2,52
Perdita di carico lato acqua	36 kPa (portata 31,9 m <sup>3</sup> /h)
<b>Modalità raffreddamento</b>	
Potenzialità utile	186,1 kW (temperatura aria esterna 35°C temperatura mandata/ritorno dell'acqua 7/12 °C)
Potenza elettrica assorbita	75,3 kW
EER (Energy Efficiency Ratio)	2,83
SEER (European Seasonal Energy Efficiency Ratio)	4,57



**Figura 45.** Pompa di calore.

L'accumulatore inerziale è del tipo verticale a basamento ed ha una capacità di 1500 litri. È in acciaio al carbonio con rivestimento esterno in PVC ed interno in zinco.



Figura 46. Accumulatore inerziale.

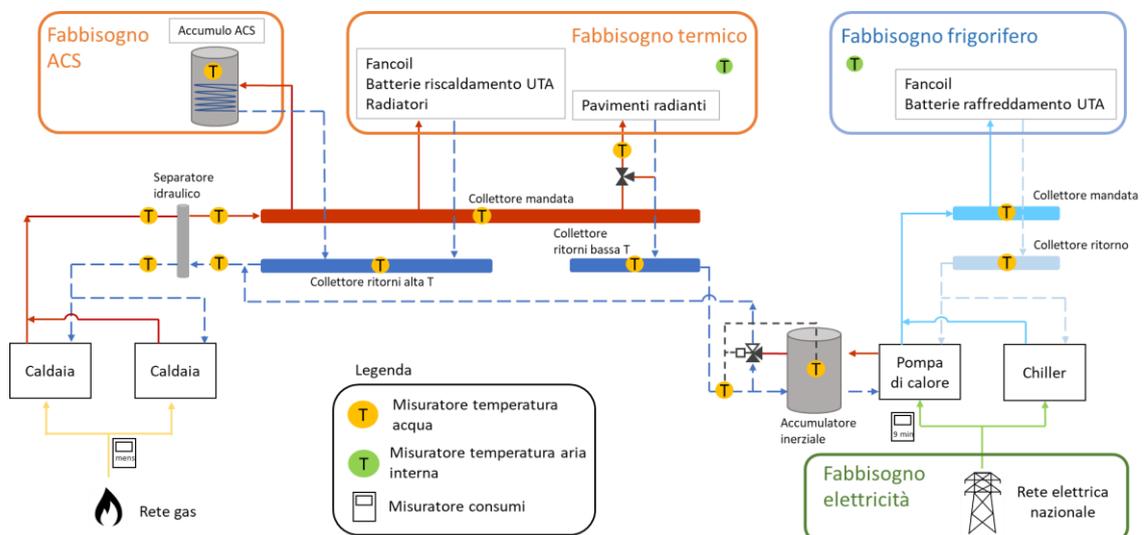
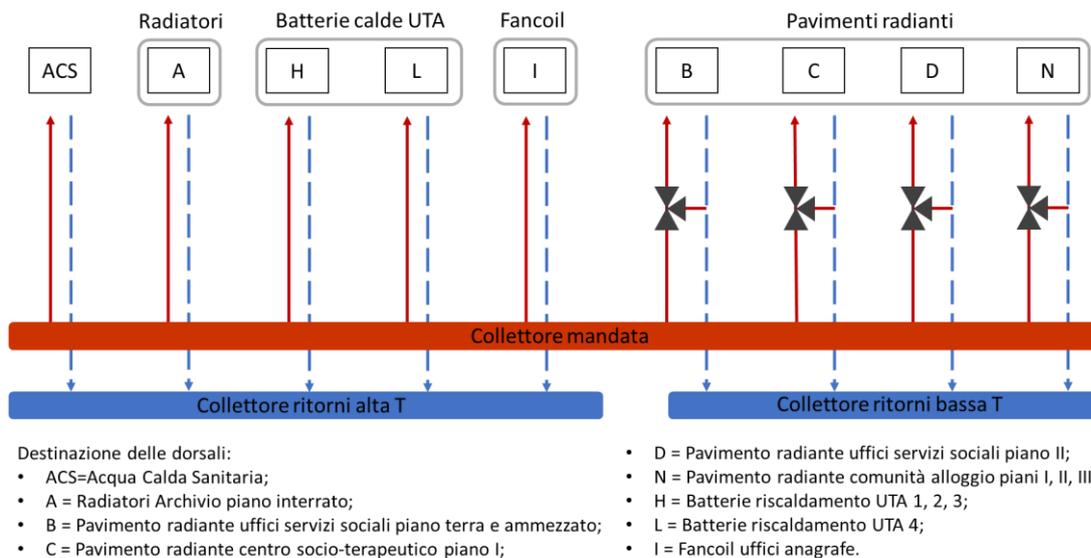


Figura 47. Schema semplificato della centrale di produzione nella configurazione ex-post.

Mentre il circuito di distribuzione dell'acqua refrigerata è rimasto invariato rispetto allo stato ex-ante, il circuito di distribuzione dell'acqua calda ha subito delle modifiche. Infatti, l'acqua di ritorno dalle dorsali di distribuzione dell'acqua calda viene raccolto in due differenti collettori, uno destinato ai ritorni ad alta temperatura di radiatori,

batterie calde delle UTA e fancoil, l'altro destinato ai ritorni a bassa temperatura dei pavimenti radianti.

Dal collettore ad alta T, l'acqua "fredda" ritorna direttamente nelle caldaie, mentre dal collettore a bassa T, i ritorni dei pavimenti radianti vanno verso l'accumulatore inerziale, dove è accumulata l'acqua calda prodotta dalla PdC a circa 50°C. Quest'ultima viene utilizzata per preriscaldare il più possibile l'acqua di ritorno dai circuiti dei pavimenti radianti tramite una valvola miscelatrice motorizzata a tre vie, che regola le due portate di miscelazione in base alla temperatura del ritorno dai pavimenti radianti e alla temperatura di accumulo. Successivamente l'acqua preriscaldata viene miscelata con l'acqua di ritorno dalle altre dorsali a valle del collettore ad alta temperatura ed inviata alla caldaia. A separare idraulicamente il circuito primario dei generatori di calore e il secondario delle distribuzioni è stato mantenuto lo stesso separatore idraulico della configurazione ex-ante.



**Figura 48.** Schema delle dorsali di distribuzione dell'acqua calda prodotta da caldaia e PdC nella configurazione ex-post.



**Figura 49.** Dorsali di distribuzione dell'acqua calda prodotta da caldaia e PdC nella configurazione ex-post.

### 3.4.1 Fabbisogno termico e di ACS

Nella stagione di riscaldamento il fabbisogno termico viene soddisfatto tramite le caldaie e la PdC, la quale viene sfruttata come integrazione alle caldaie: l'accumulatore inerziale è il componente che permette il coordinamento tra le due, come è stato precedentemente illustrato. Lo scopo del preriscaldamento dei ritorni a bassa temperatura è ridurre il contributo da fornito dalla caldaia: infatti, in questo modo, il generatore di calore "vede" una temperatura di ritorno dell'acqua maggiore e utilizza una minore quantità di gas per portarla alla temperatura di mandata più elevata dei terminali.

Per quanto riguarda la logica di funzionamento della valvola miscelatrice, la sua centralina di controllo acquisisce la temperatura di accumulo dalla pompa di calore e la temperatura di ritorno del circuito pavimenti radianti e ne calcola la differenza. Successivamente il regolatore confronta quest'ultimo valore con il valore di riferimento (setpoint), impostato pari a zero: al di sotto del setpoint la valvola di commutazione viene aperta in modo da inviare in caldaia l'acqua proveniente dal circuito di ritorno dei pannelli, poiché più conveniente dal punto di vista della temperatura; al di sopra del setpoint più un differenziale, attualmente impostato a 2K, ossia quando la temperatura

di accumulo è più calda di oltre 2°C rispetto alla temperatura di ritorno dal circuito dei pannelli, il regolatore chiude la valvola di commutazione in modo da inviare in caldaia l'acqua proveniente dall'accumulo. La valvola di commutazione è gestita con logica on/off, ossia tutta chiusa oppure tutta aperta, e non sono previste posizioni intermedie in modulazione. Il servocomando per sua natura impiega circa 150 secondi per spostarsi dalla posizione di chiuso alla posizione di aperto e viceversa.



**Figura 50.** Valvola miscelatrice a tre vie, a valle dell'accumulatore inerziale.

Nelle mezze stagioni (per esempio l'inizio di ottobre), quando il fabbisogno termico richiesto dall'edificio è basso, è possibile bypassare la PdC ed utilizzare per il riscaldamento solamente le caldaie, che alimenteranno principalmente le UTA e i fancoil.

### 3.4.2 Fabbisogno frigorifero

Il fabbisogno per raffrescamento viene soddisfatto tramite la PdC e il refrigeratore.

Nel caso estivo, al contrario di quello invernale, l'accumulatore non ha alcun ruolo e viene completamente bypassato: per coprire la domanda dell'utenza viene utilizzata principalmente la PdC, al fine di sfruttare il suo maggior rendimento rispetto al gruppo frigorifero, e quest'ultimo viene attivato solo nel caso in cui la PdC singolarmente non riesca a soddisfare il fabbisogno.

### 3.4.3 Fabbisogno di energia elettrica

Il fabbisogno di elettricità viene soddisfatto nelle stesse modalità della configurazione ex-ante: vi è quindi l'assorbimento dalla rete elettrica nazionale in bassa tensione.

### 3.4.4 Terminali del sistema HVAC

I terminali di riscaldamento e raffrescamento e la loro distribuzione negli ambienti dell'edificio pilota sono rimasti invariati (vale la descrizione fatta per la configurazione di impianto ex-ante).

Per quanto riguarda le modalità di gestione del raffrescamento, nell'ultima stagione non c'è stata alcuna variazione rispetto al passato, eccetto che per le UTA che sono state accese 24h/24 per garantire un elevato ricambio di aria a causa della pandemia da covid-19.

Per quanto riguarda le modalità di gestione del riscaldamento, per adesso non si prevedono cambiamenti rispetto a quanto descritto per la configurazione ex-ante.

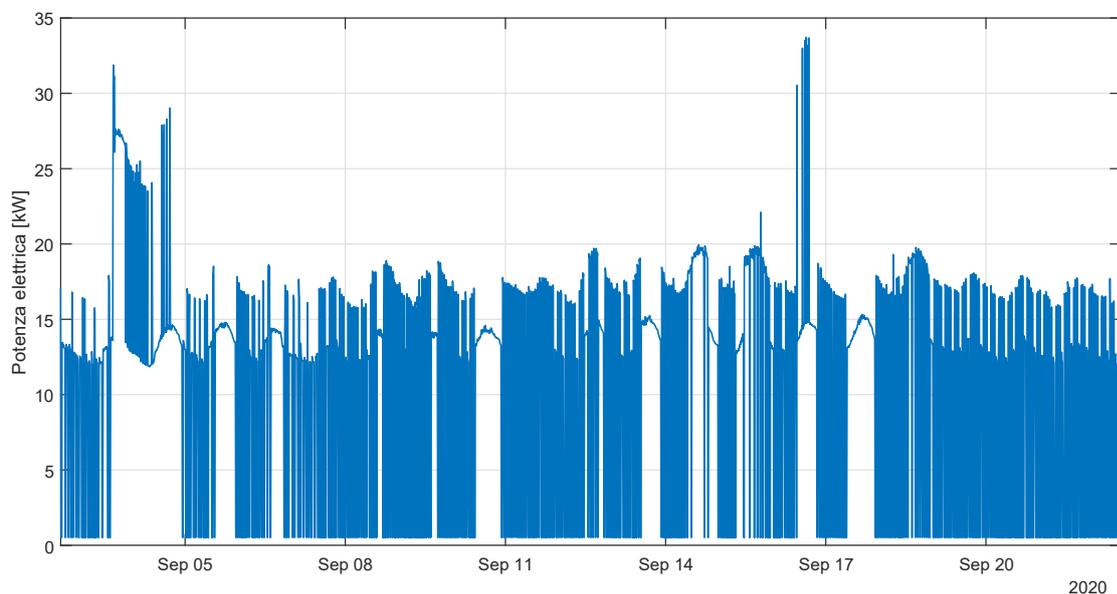
## 3.5 Test e monitoraggio ex-post

L'installazione e l'avviamento della pompa di calore sono stati effettuati nel mese di maggio. Il monitoraggio tuttavia è partito dal mese di settembre.

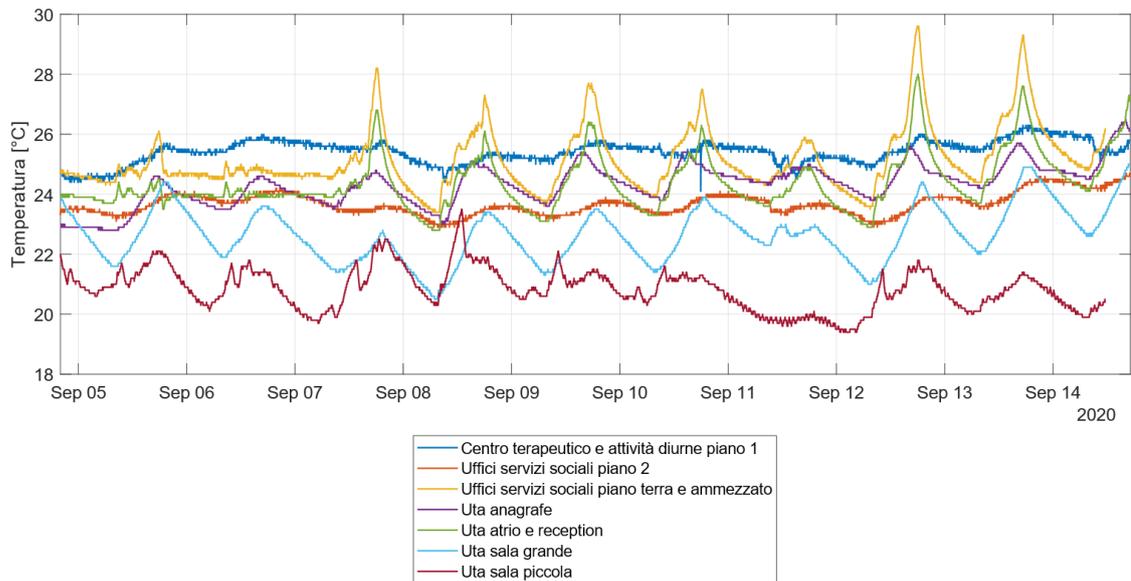
### 3.5.1 Monitoraggio estivo

Nel mese di settembre la PdC è stata accesa in modalità raffrescamento, anche se la temperatura esterna non è stata alta come nei mesi di luglio o agosto: per questo si può considerare che in questo periodo il funzionamento sia di media stagione. Analizzare il comportamento dell'edificio nei periodi di media stagione è molto importante per valutare se in queste fasi esso sia in grado di fornire servizi alla rete ed eventualmente quali.

Durante il mese di settembre sono stati monitorati i comportamenti della PdC, in termini di potenza elettrica assorbita, e dell'edificio, in termini di temperatura interna. Per quanto riguarda la potenza assorbita dalla PdC (**Figura 51**) si hanno a disposizione i dati rilevati tra il 2 e il 22 settembre 2020, con una discretizzazione temporale compresa tra 1 e 13 minuti; mentre per quanto riguarda la temperatura interna (**Figura 52**) si hanno a disposizione i valori misurati tra il 4 e il 14 settembre, con una discretizzazione costante di 2 minuti.

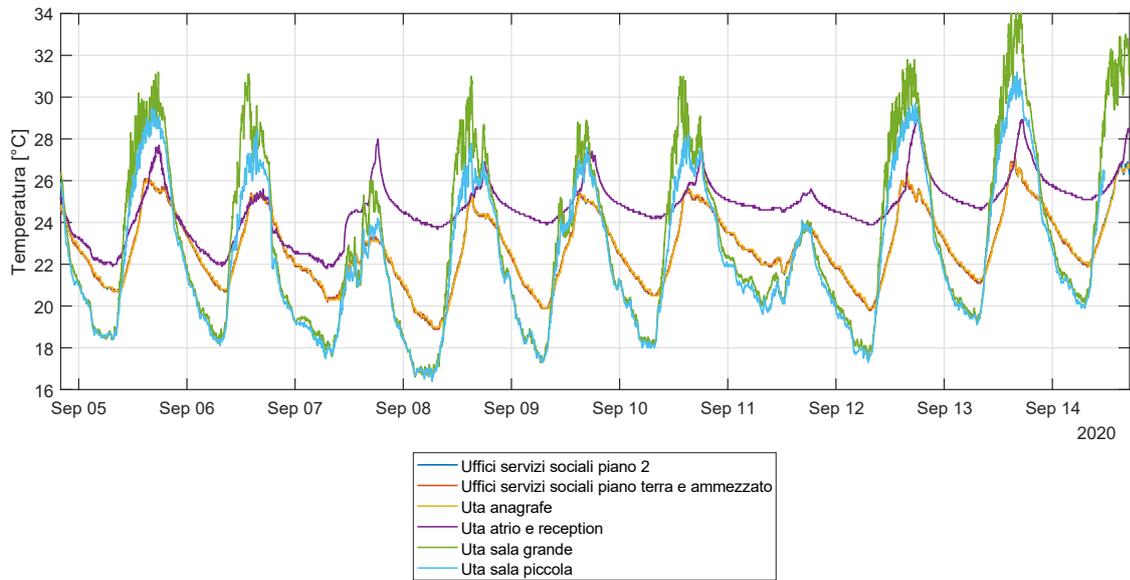


**Figura 51.** Potenza elettrica reale assorbita dalla pompa di calore tra il 2 e il 22 settembre.

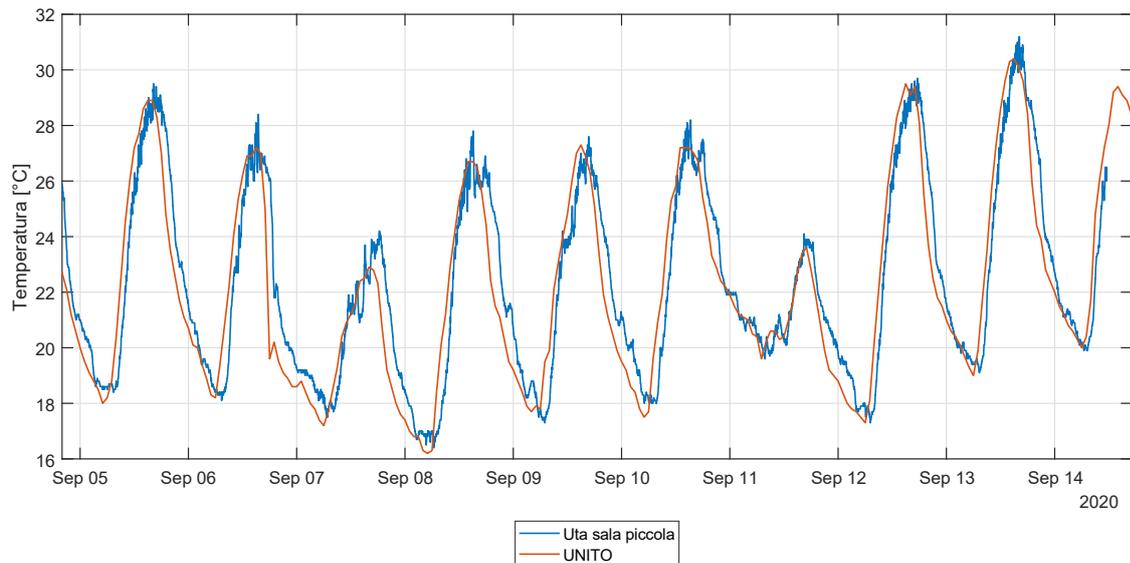


**Figura 52.** Andamenti reali della temperatura interna nei vari ambienti dell’edificio tra il 4 e il 14 settembre.

Inoltre, nello stesso periodo, è stata monitorata anche la temperatura esterna tramite diversi sensori: è presente un misuratore di temperatura esterna per ogni ambiente dell’edificio osservato. Tuttavia, i valori forniti dai diversi sensori, che hanno una discretizzazione anch’essi di 2 minuti, sono sensibilmente diversi l’uno dall’altro (**Figura 53**): per capire quale delle temperature misurate sia la più attendibile, esse sono state confrontate con quelle fornite dal gruppo ATMOMET dell’Università di Torino e questo ha permesso di individuare i dati rilevati dal sensore dell’“Uta sala piccola” come i più conformi (**Figura 54**).



**Figura 53.** Andamenti della temperatura esterna tra il 4 e il 14 settembre, rilevati dai sensori dei vari ambienti dell'edificio.



**Figura 54.** Confronto tra le temperature esterne rilevata dal sensore dell'“Uta sala piccola” e fornita dal gruppo Atmomet dell'Unito tra il 4 e il 14 settembre.

La similitudine tra queste due temperature permette inoltre di considerare i valori forniti da Unito come riferimento per analizzare il comportamento della PdC quando non si hanno a disposizione le rilevazioni dei sensori installati nell'edificio.

Nel lasso di tempo in cui sono state effettuate le misurazioni sono stati svolti 5 test nelle seguenti giornate: 3 settembre 2020, 4 settembre 2020, 9 settembre 2020, 15 settembre 2020 e 17 settembre 2020. Ad eccezione della prova del 9 settembre, per la quale si hanno a disposizione le misurazioni sia della potenza della PdC che delle temperature, per tutte le altre prove si hanno a disposizione soltanto i dati relativi all'assorbimento della pompa di calore, a causa di problemi tecnici con il software di registrazione dei dati.

Prima di analizzare nel dettaglio ogni test è utile fare delle considerazioni su alcune caratteristiche della pompa di calore per comprenderne meglio il funzionamento. Tali considerazioni valgono sia per modalità di funzionamento in riscaldamento che in raffrescamento.

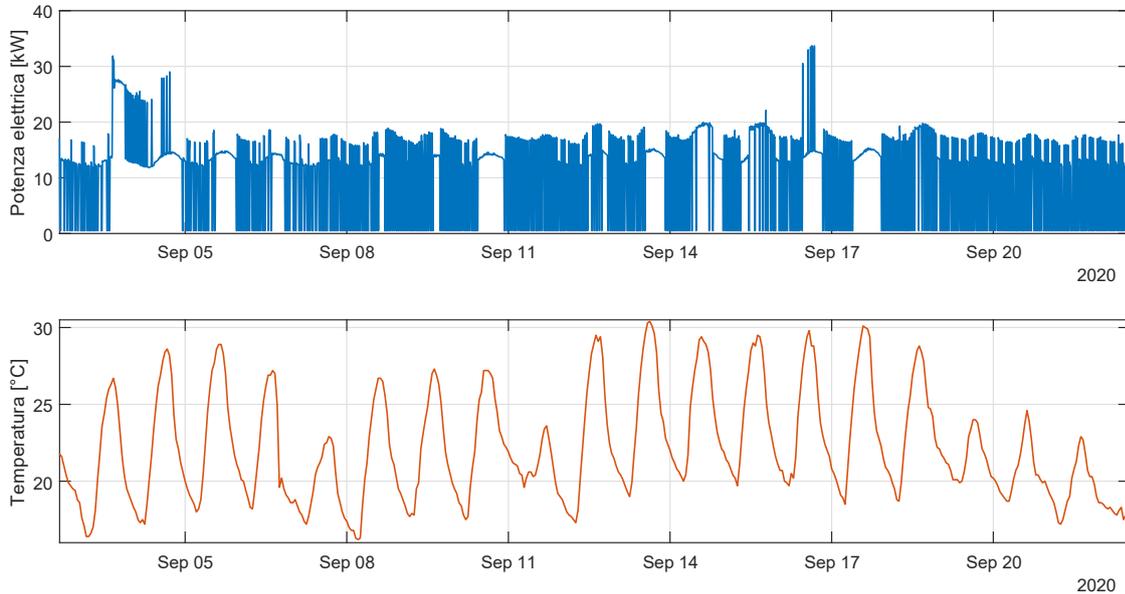
L'unità è composta, come detto in precedenza, da 4 compressori a gradino fisso, 2 per ogni circuito. Le potenze dei compressori sono così suddivise:

- Circuito 1:
  - COMPRESSORE A con assorbimento di Targa di 28,70 A;
  - COMPRESSORE B con assorbimento di Targa di 39,70 A;
- Circuito 2:
  - COMPRESSORE A con assorbimento di Targa di 28,70 A;
  - COMPRESSORE B con assorbimento di Targa di 39,70 A.

La macchina lavora seguendo la temperatura di uscita dell'acqua refrigerata/calda rispetto al setpoint impostato, pertanto il tempo di durata dell'accensione di uno o più compressori è data dalla richiesta delle utenze in quel momento. Avendo compressori a gradini fissi potrebbe capitare in alcuni momenti che un compressore acceso non basti a soddisfare il carico richiesto e due compressori risultino eccessivi: perciò la PdC presenta dei picchi di assorbimento.

Infine, sempre prima di analizzare nel dettaglio i diversi test, si è provato a confrontare, nell'intero periodo compreso tra il 2 e il 22 settembre, l'andamento dei consumi della

PdC con l'andamento della temperatura esterna per verificare se i picchi di potenza elettrica siano giustificati da giornate più calde.

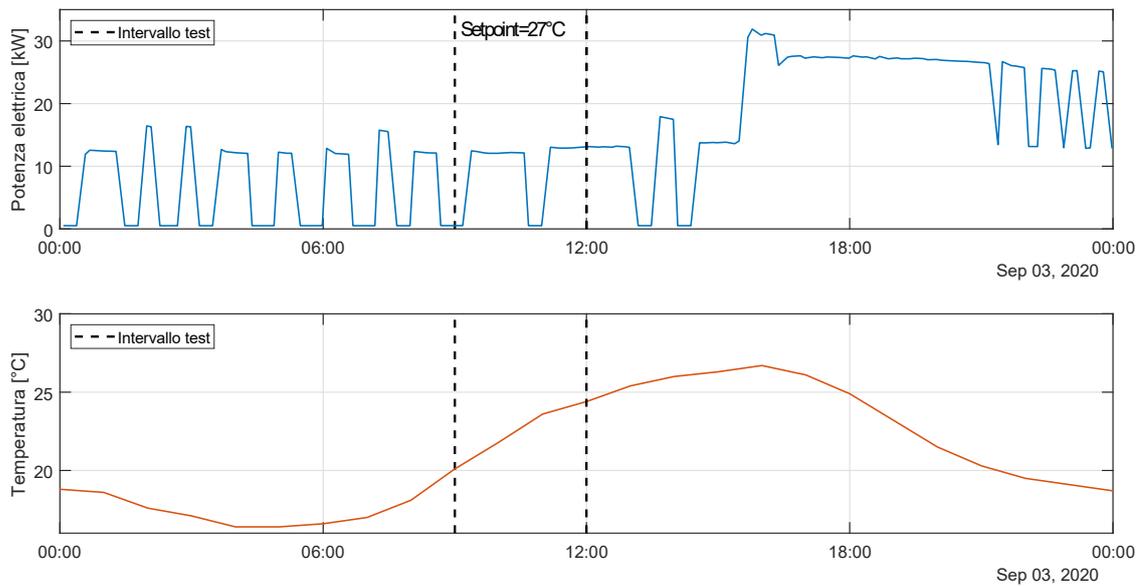


**Figura 55.** Confronto tra la potenza elettrica reale assorbita dalla PdC e la temperatura esterna fornita da Unito tra il 2 e il 22 settembre.

È evidente che i picchi di assorbimento della PdC non sono dovuti a temperature più elevate, e anzi l'assorbimento sembrerebbe non variare in maniera significativa al variare della temperatura esterna: probabilmente i consumi sono dovuti principalmente alla necessità di ricambio d'aria costante a causa della pandemia da covid-19, e cioè all'accensione 24h/24 delle UTA, ipotesi che verrà successivamente ripetuta diverse volte.

### 3.5.1.1 Test del 3 settembre

Al fine di verificare la risposta della PdC, durante il test del 3 settembre il setpoint di temperatura interna è stato portato a 27°C dalle 9:00 alle 12:00 e, successivamente, è stato nuovamente portato a 24°C.

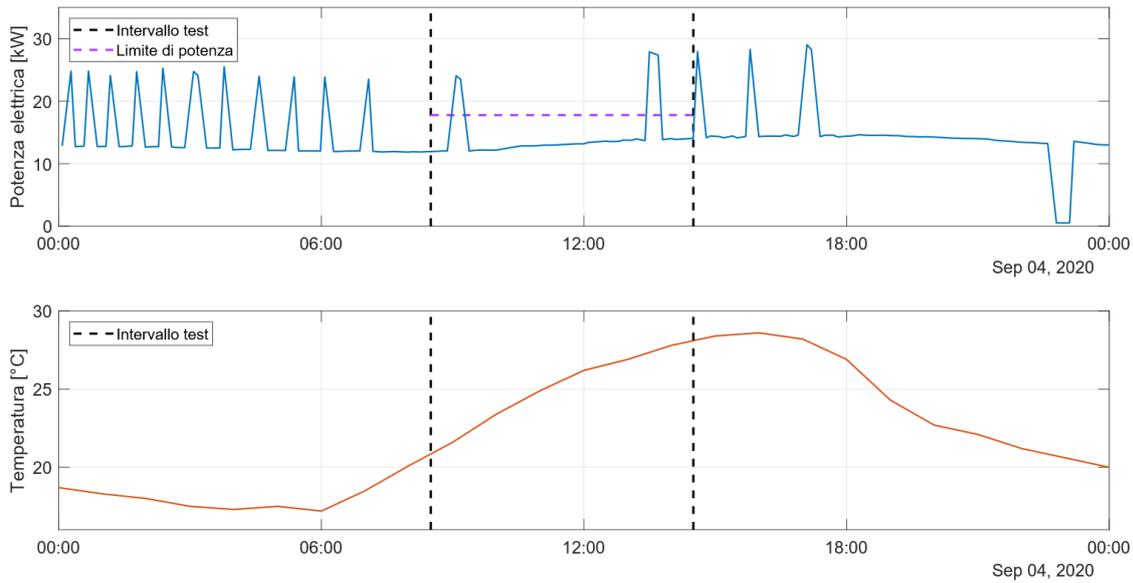


**Figura 56.** Test del 3 settembre: potenza elettrica assorbita dalla PdC e temperatura esterna.

Poiché nella prima fase del test il setpoint di temperatura interna è maggiore della temperatura esterna, ci si aspetterebbe un fabbisogno nullo e quindi un consumo nullo della PdC, ma ciò non si verifica perché viene effettuato ricambio d'aria costante. A partire dalle 15:30 circa il consumo passa da circa 14 kW a mediamente 25 kW per il resto della giornata: questo è provocato dall'incremento del fabbisogno, in parte dovuto alla diminuzione del setpoint a 24°C, in parte dovuto al raggiungimento del picco di temperatura esterna. Il fatto che il consumo della PdC si mantenga così alto per tutto il resto della giornata corrente e della giornata successiva (**Figura 57**) potrebbe far pensare che l'inerzia dell'edificio sia elevata.

#### 3.5.1.2 Test del 4 settembre

Durante il test del 4 settembre, svolto dalle 8:30 alle 14:30 circa, l'assorbimento della PdC è stato limitato al 25% della potenza elettrica di targa, ovvero a circa 18 kW.



**Figura 57.** Test del 4 settembre: potenza elettrica assorbita dalla PdC e temperatura esterna.

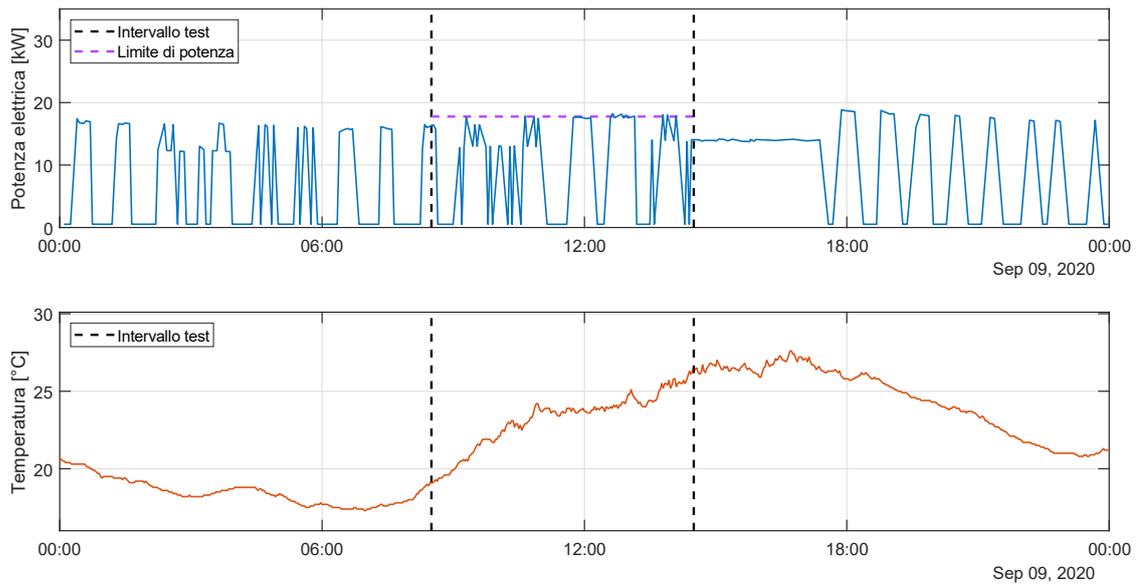
Rispetto al giorno precedente nella prima parte della giornata l'assorbimento è maggiore nonostante l'andamento di temperatura esterna sia pressoché uguale: si può ipotizzare sia un effetto provocato dall'innalzamento del setpoint nella giornata precedente e che quindi l'edificio abbia una elevata inerzia. Durante e dopo il test, il consumo è di base circa 14 kW con qualche picco di circa 27 kW: questo significa che il limite non è stato rispettato, probabilmente perché non è stato impostato correttamente. I picchi di potenza sono presenti principalmente nell'intervallo di tempo in cui la temperatura è massima, quindi probabilmente il fabbisogno energetico è maggiore e viene richiesta più potenza alla PdC.

### 3.5.1.3 Test del 9 settembre

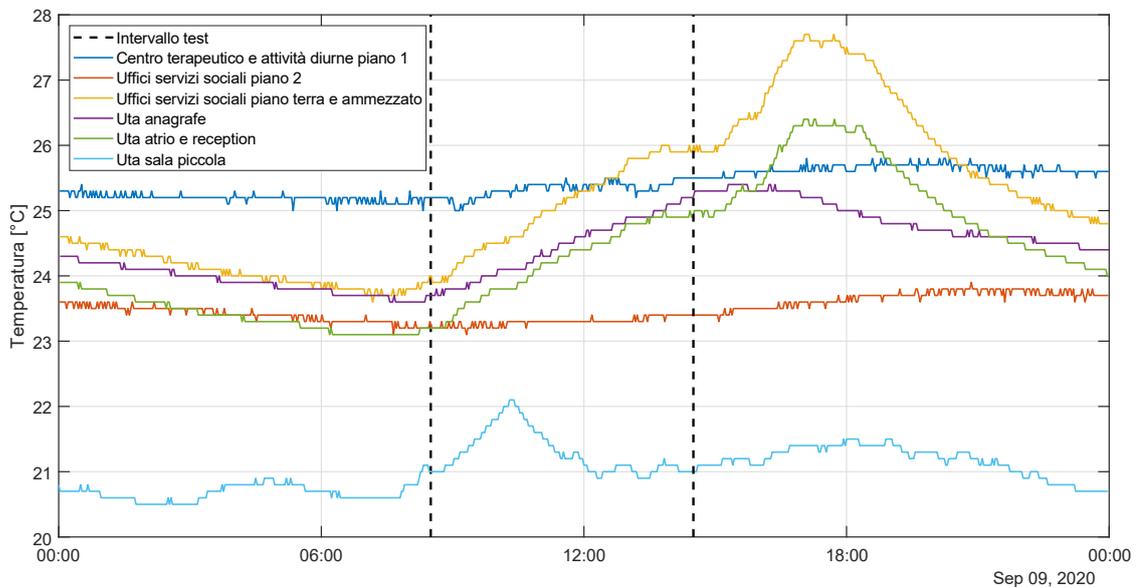
Il test del 9 settembre è stato svolto dalle 8:30 alle 14:30 circa nelle stesse modalità del test precedente.

Per quanto riguarda l'assorbimento di potenza della PdC, non ci sono significative differenze tra la prima fase della giornata e il test: la macchina lavora in modalità on-off, con picchi di circa 17 kW. Dopo il test c'è una prima fase di assorbimento continuo a potenza più bassa, circa 14 kW, dovuta probabilmente in parte all'innalzamento del

fabbisogno per effetto dell'incremento della temperatura esterna, e in parte all'effetto di limitazione del consumo avvenuto precedentemente, e una seconda fase a picchi analoga alle altre. Come dedotto anche dagli altri test probabilmente il consumo è dovuto principalmente all'accensione costante delle UTA.



**Figura 58.** Test del 9 settembre: potenza elettrica assorbita dalla PdC e temperatura esterna.



**Figura 59.** Test del 9 settembre: temperatura interna degli ambienti monitorati.

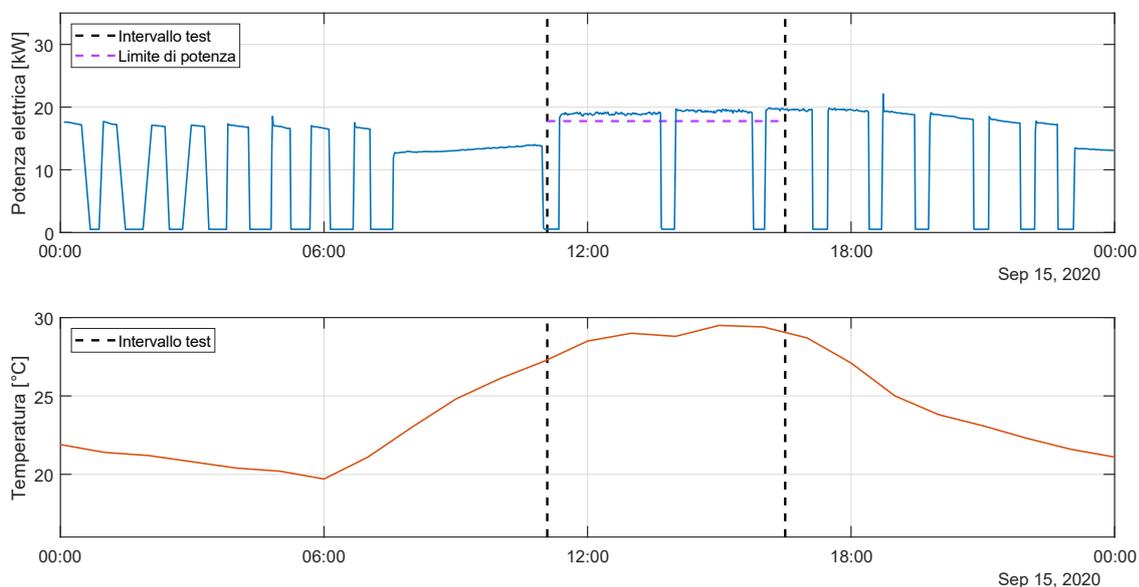
Per quanto riguarda la temperatura interna, tra i vari ambienti monitorati essa ha valori e andamenti molto diversi: la motivazione molto probabilmente sta nell'esposizione

dell'ambiente e del sensore. Negli uffici servizi sociali al piano terra e ammezzato e nell'atrio e reception si ha il picco nel tardo pomeriggio, sintomo che l'esposizione sia a ovest; negli uffici anagrafe il picco si ha a metà pomeriggio, un po' prima che nel caso precedente, perciò l'esposizione è probabilmente a sud-ovest; nella sala piccola il picco si verifica a metà mattinata quindi l'esposizione è sicuramente a sud-est; infine nei restanti ambienti la temperatura è all'incirca costante, perciò il sensore non avrà un'esposizione predominante.

Durante il test, anche se per alcuni ambienti la temperatura interna è in aumento, essa rimane sempre al di sotto di 26°C, quindi il limite di potenza non ha un significativo impatto sul comfort interno.

#### 3.5.1.4 Test del 15 settembre

Il test del 15 settembre è stato svolto dalle 11:05 alle 16:30 circa. Per i primi 15 minuti la pompa di calore è stata spenta, mentre a partire dalle 11:30 l'assorbimento della PdC è stato limitato al 25% della potenza elettrica di targa.



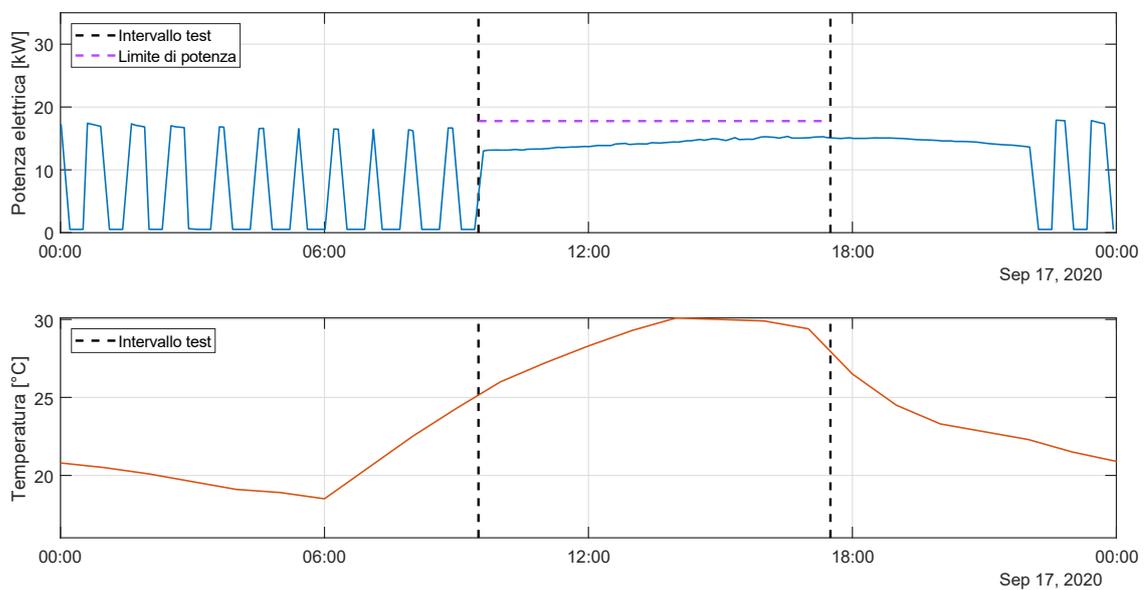
**Figura 60.** Test del 15 settembre: potenza elettrica assorbita dalla PdC e temperatura esterna.

Come avvenuto nel precedente test, si può notare che quando la temperatura esterna è al suo massimo, la PdC lavora in modo più continuativo, mentre quando la temperatura esterna è più bassa lavora in modalità on-off o a picchi, la cui potenza e

durata diminuiscono al decrescere della temperatura esterna. Durante il test il limite di potenza non è stato rispettato, probabilmente perché non era stato impostato correttamente.

### 3.5.1.5 Test del 17 settembre

Il test del 17 settembre è stato svolto dalle 9:30 alle 17:30 circa nelle stesse modalità della prova precedente.



**Figura 61.** Test del 15 settembre: potenza elettrica assorbita dalla PdC e temperatura esterna.

Anche in questa occasione è possibile fare considerazioni del tutto analoghe ai test precedenti. Tuttavia in questo caso il limite di potenza durante lo svolgimento del test è stato rispettato e la PdC non si è mai spenta, lavorando costantemente in modo continuativo e non a picchi: in questa giornata la temperatura esterna è stata infatti particolarmente elevata e quindi il fabbisogno è stato maggiore.

### 3.5.1.6 Conclusioni del monitoraggio

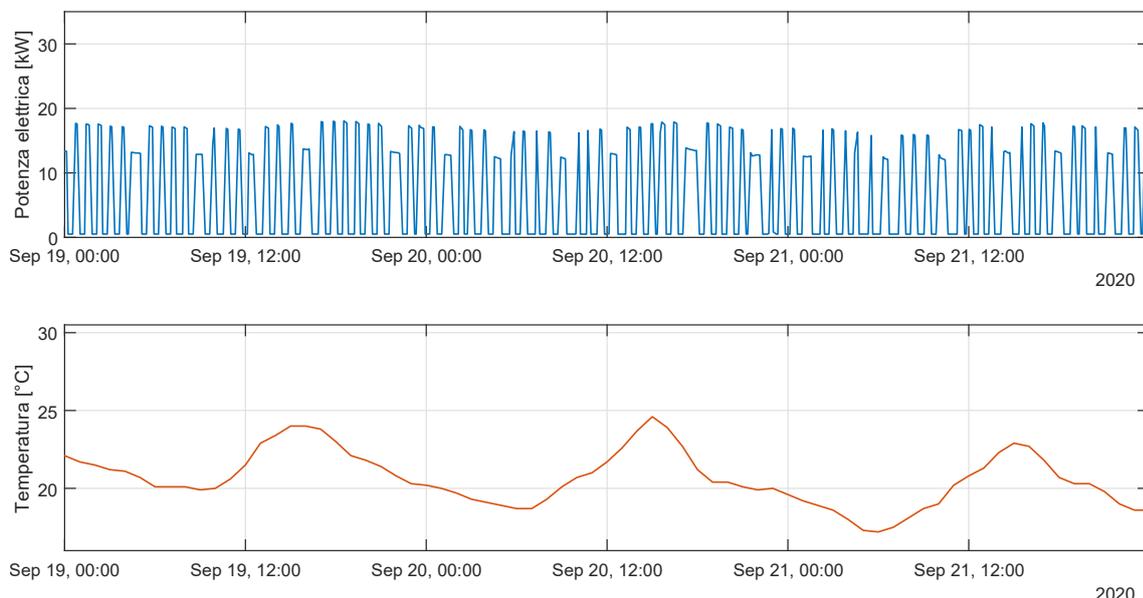
Dall'analisi dei monitoraggi effettuati si possono fare delle considerazioni sul comportamento della pompa di calore.

La PdC in genere lavora in modalità on-off quando la temperatura esterna è più bassa e in modo continuativo quando la temperatura esterna è più alta: la soglia che distingue

questi comportamenti è circa 25 °C. Nel primo caso il fabbisogno è più basso e la PdC fornisce impulsi di breve durata di circa 18 kW che sono in grado di mantenere il comfort interno per l'intervallo compreso tra due impulsi successivi; nel secondo caso il fabbisogno è più alto e la PdC deve lavorare continuamente per poterlo soddisfare, ma la potenza di esercizio necessaria potrebbe essere più bassa degli impulsi on-off. In entrambi questi casi è comunque necessaria l'accensione di un solo compressore e tendenzialmente la potenza dei picchi si abbassa all'aumentare della loro durata.

C'è una terza possibilità in cui la PdC lavora ad impulsi ma con una potenza di base di circa 14 kW e quindi non nulla: in questo caso per soddisfare la domanda dell'utenza un compressore acceso in modo continuativo non è sufficiente, ma due compressori accessi in modo continuativo forniscono di più del necessario. Per questo motivo il secondo compressore viene acceso per brevi intervalli di tempo, fornendo impulsi che sono in grado di mantenere il comfort interno fino all'eventuale picco successivo, assorbendo circa 27 kW.

Questi tipi di funzionamento sono determinati dalla presenza di 4 compressori che lavorano a gradini fissi, come descritto in precedenza.



**Figura 62.** Monitoraggio settembre: potenza elettrica assorbita dalla PdC e temperatura esterna tra il 19 e il 21 settembre 2020.

A conferma della tesi che il consumo della pompa di calore sia determinato principalmente dall'accensione costante delle UTA, si può notare che nelle ore notturne e nelle giornate più fresche (11 settembre e dal 19 settembre in poi) la PdC lavora in modo molto simile, senza significative differenze.

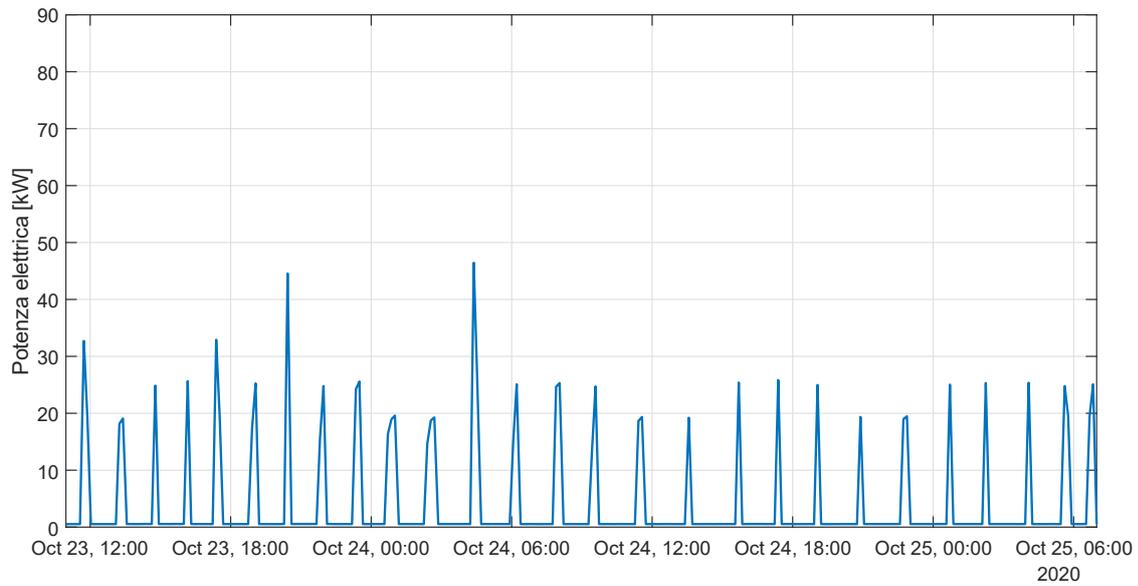
Si può concludere che nella mezza stagione l'edificio richiede alla PdC quasi sempre una potenza di circa il 25% della potenza di targa, quindi si potrebbe offrire flessibilità a salire alla rete. Nel caso in cui la potenza richiesta alla PdC sia maggiore di questo limite, ma questa continui a lavorare al massimo al 25% della sua potenzialità, il comfort interno dell'edificio non subisce effetti significativi: perciò ci sono possibilità di offrire anche flessibilità a scendere.

Date le numerose incongruenze e problematiche riscontrate durante lo svolgimento dei test, sarebbe utile ripetere le prove per effettuare delle analisi più accurate, anche in periodi dell'anno differenti.

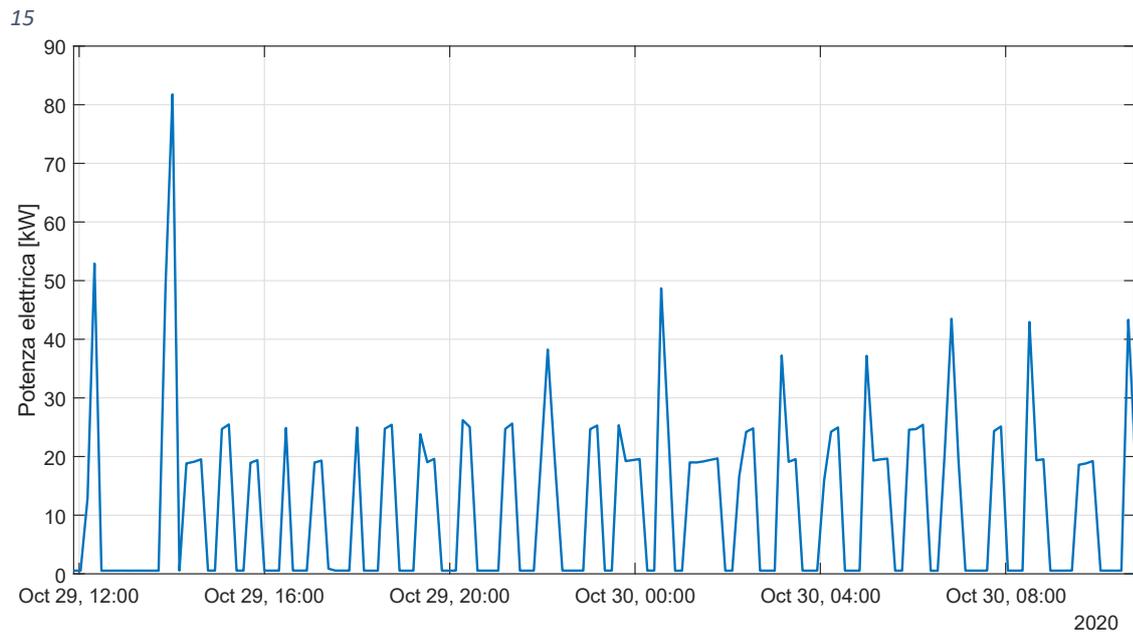
### 3.5.2 Monitoraggio invernale

A partire dalla fine di settembre, a causa dell'arrivo dell'autunno e quindi di temperature più rigide, la pompa di calore è stata spenta e per i primi giorni di ottobre il generatore di calore ha provveduto da solo al riscaldamento dell'edificio, nel caso ce ne fosse di bisogno.

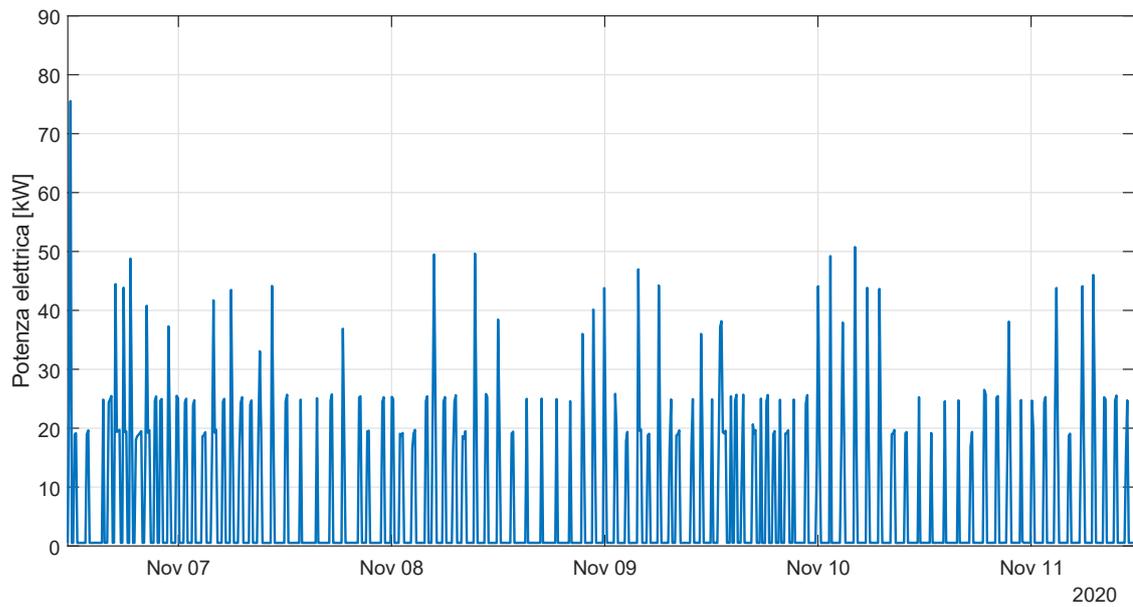
Il 12 ottobre 2020 la pompa di calore è stata avviata in modalità riscaldamento ed ha cominciato a contribuire alla copertura della domanda di riscaldamento dell'utenza.



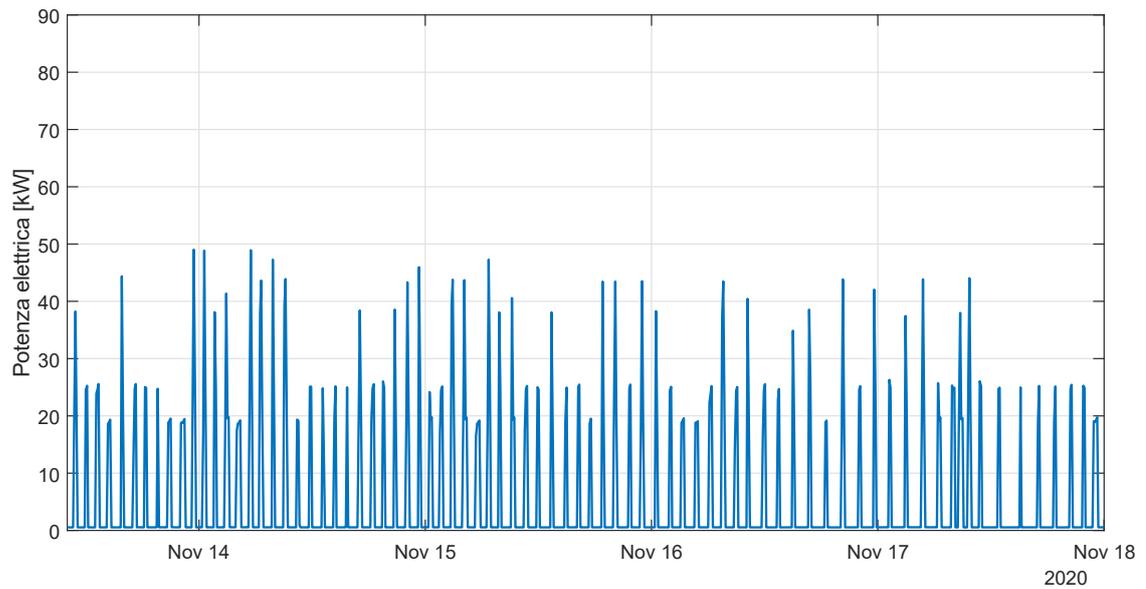
**Figura 63.** Monitoraggio invernale: potenza elettrica assorbita dalla PdC tra i 23 e il 25 ottobre 2020.



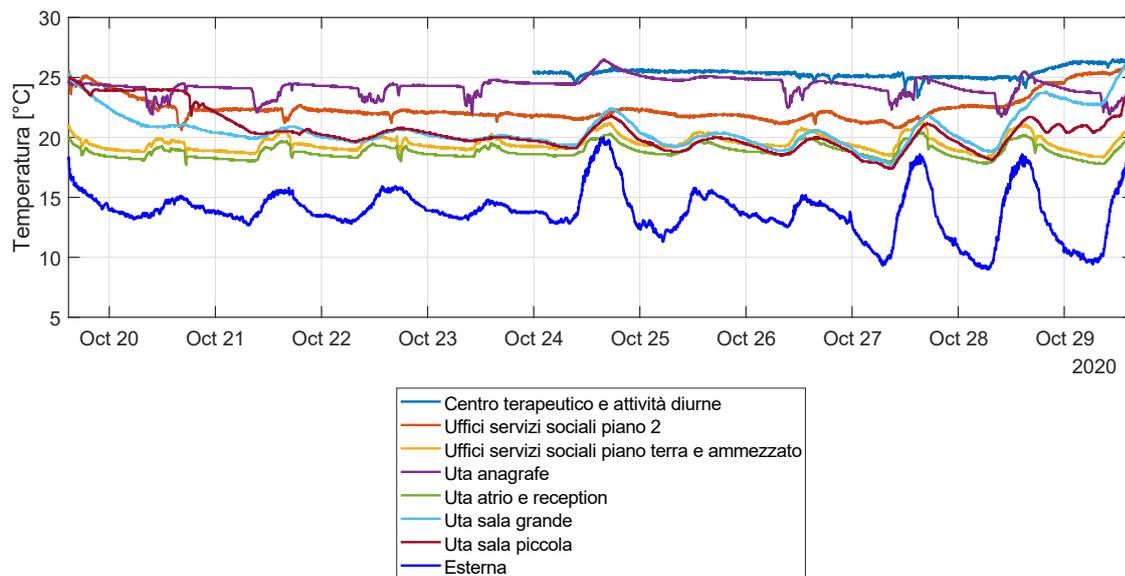
**Figura 64.** Monitoraggio invernale: potenza elettrica assorbita dalla PdC tra il 29 e il 30 ottobre 2020.



**Figura 65.** Monitoraggio invernale: potenza elettrica assorbita dalla PdC tra il 6 e l'11 novembre 2020.



**Figura 66.** Monitoraggio invernale: potenza elettrica assorbita dalla PdC tra il 13 e l'18 novembre 2020.



**Figura 67.** Monitoraggio invernale: temperatura esterna e interna dei vari ambienti monitorati tra il 20 e il 29 ottobre 2020.

Le precedenti immagini, che illustrano l'assorbimento della pompa di calore in condizioni di esercizio standard, mostrano che anche in questa stagione la macchina lavora con un andamento a picchi della potenza elettrica assorbita: la motivazione è esattamente la stessa di quella illustrata per il caso estivo, e cioè la presenza di 4 compressori a gradini fissi.

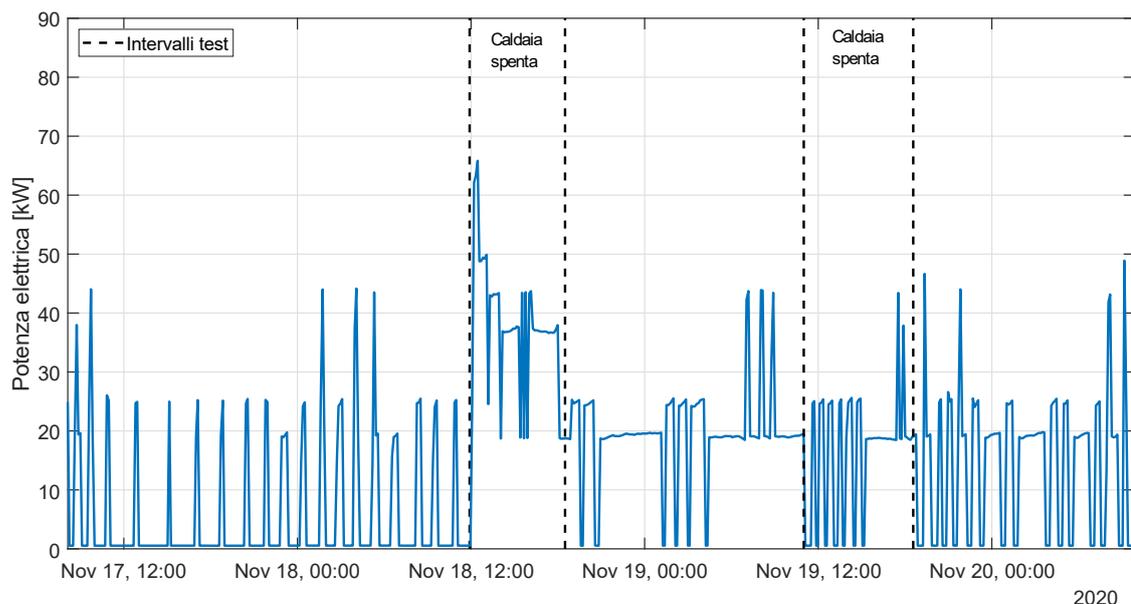
Analizzandone più nel dettaglio i profili di funzionamento, è evidente che la PdC entra in funzione per brevi intervalli di tempo, assorbendo quasi costantemente circa 25 kW e raggiungendo di rado valori di potenza di massimo il 60% della potenza nominale: quindi attualmente in condizioni di esercizio standard la PdC viene sfruttata poco e male. Le spiegazioni potrebbero essere due: in parte il sovradimensionamento dell'accumulo inerziale, in parte il vincolo provocato dalla presenza della dorsale dell'ACS sul collettore di mandata. Per quanto concerne il sovradimensionamento dell'accumulo inerziale, il volume dell'accumulo è molto più elevato del volume di acqua circolante nei circuiti dei pavimenti radianti, quindi la temperatura dell'accumulo si riduce molto lentamente e la PdC deve fornire piccoli contributi per mantenerla costante. Per quanto concerne il vincolo dell'ACS, per mantenere il suo accumulo a temperature abbastanza elevate da evitare la formazione della legionella (circa 60°C), la caldaia deve produrre acqua a 70°C

circa e questo genera inevitabilmente un decremento dell'apporto della PdC, poiché i ritorni dei pavimenti radianti sono in queste condizioni a temperature più elevate.

### 3.5.2.1 Test 18-19 novembre 2020

Per valutare se fosse possibile sfruttare meglio la PdC, il 18 e il 19 novembre sono stati eseguiti due test in modalità riscaldamento: poiché la temperatura esterna non è ancora rigida come può essere nei mesi di dicembre o gennaio, si è deciso di provare a spegnere completamente la caldaia in modo che la PdC singolarmente provvedesse alla copertura della domanda dell'utenza. In particolare:

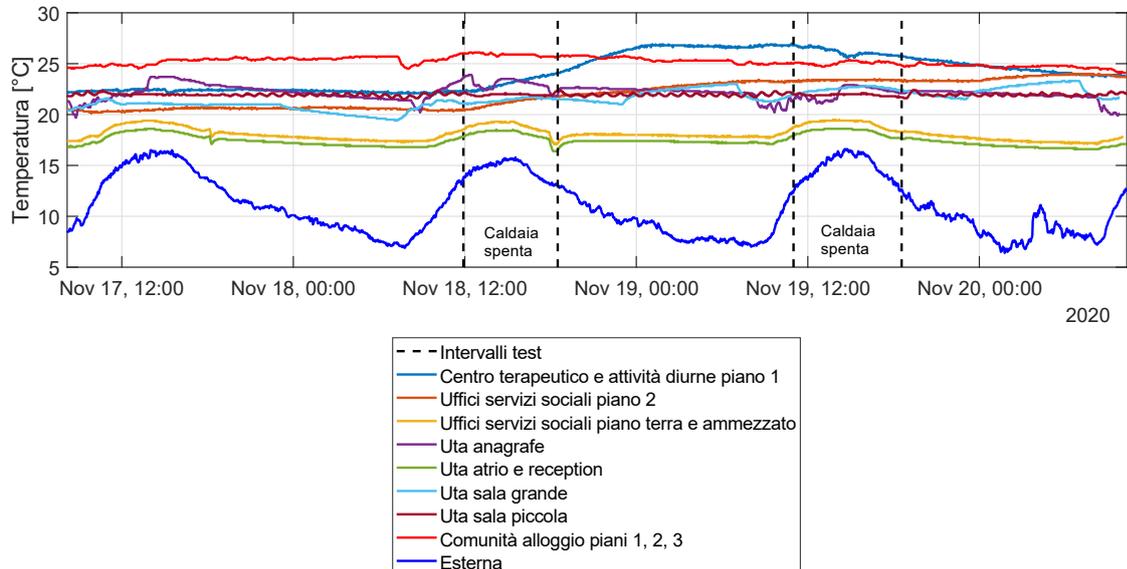
- Il 18 novembre la caldaia è stata spenta dalle 11:54 alle 18:30;
- Il 19 novembre la caldaia è stata spenta dalle 11:00 alle 18:34.



**Figura 68.** Test del 18-19 novembre 2020: potenza elettrica assorbita dalla PdC.

Per quanto concerne l'assorbimento della pompa di calore, durante lo svolgimento del test del 18 novembre la potenza ha raggiunto valori più elevati (mediamente 40 kW) e non si è mai spenta (ha lavorato in modo continuo); durante lo svolgimento del test del giorno successivo la PdC ha lavorato in parte a picchi di circa 25 kW molto più frequenti del solito e in parte ha lavorato in modo continuo a circa 18 kW. In generale pertanto la

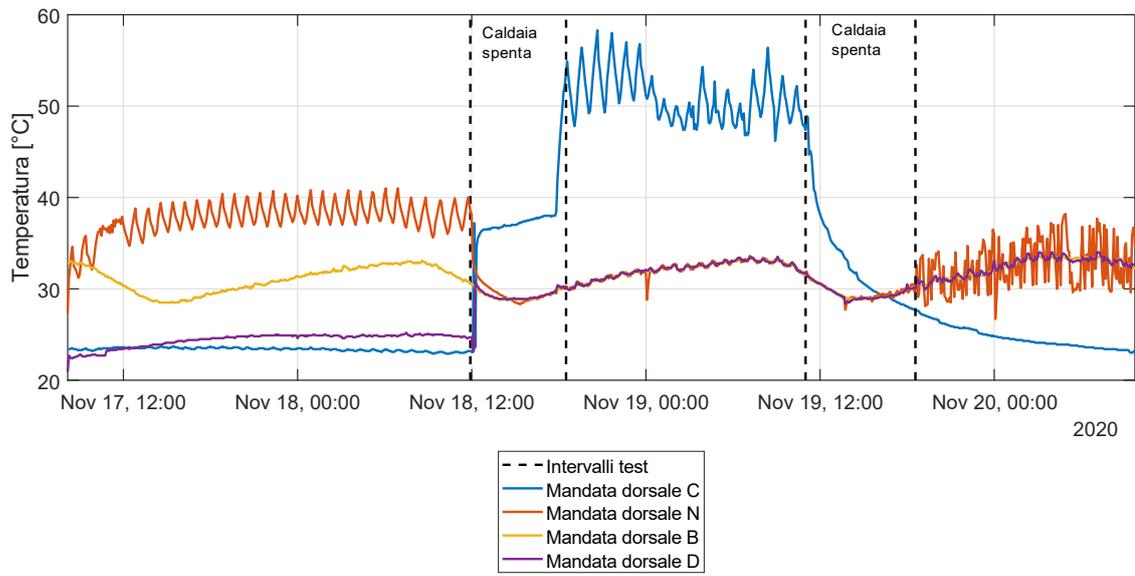
PdC ha lavorato a carichi più elevati e per maggior tempo, ed era proprio quello che si voleva ottenere.



**Figura 69.** Test del 18-19 novembre 2020: temperatura esterna e interna dei vari ambienti monitorati.

Per quanto concerne il comportamento termico dell'edificio, si può notare che tra il 17 novembre, in cui l'impianto ha lavorato in condizioni standard, e i due giorni successivi non si è verificata una significativa differenza delle temperature interne dei vari ambienti monitorati: da ciò si deduce che nei periodi di media stagione (autunnale/primaverile) la PdC da sola riesce tranquillamente a soddisfare il fabbisogno per riscaldamento.

Infine, per quanto riguarda la temperatura dell'acqua dell'impianto, si evince che durante i test i circuiti N, B e D hanno mantenuto valori di circa 28°C, mentre il circuito C ha mantenuto valori di circa 37°C il 18 novembre ed ha subito un decremento costante da 48 a 27 °C il 19 novembre. Questi valori sono del tutto compatibili con i valori tipici di funzionamento della PdC, e anzi sono molto più bassi della sua potenzialità (50°C), ulteriore indice che essa riuscirebbe a coprire la domanda senza ausilio della caldaia.



**Figura 70.** Test del 18-19 novembre 2020: temperature di mandata dell'acqua dell'impianto dei circuiti a pavimenti radianti.

## CAPITOLO 4

### Modello Matlab-Simulink dell'edificio Pilota

Per valutare il funzionamento dell'impianto nella configurazione ex-post e per valutare la flessibilità che lo stesso potrebbe offrire ai fini della partecipazione al MSD, è stato sviluppato il modello matematico dell'edificio in ambiente Matlab-Simulink.

Come modello di riferimento è stato utilizzato quello sviluppato nell'anno 2019 da uno studente del Politecnico di Torino, durante lo svolgimento della sua tesi di laurea [52]. Quest'ultima si è inserita anch'essa nell'ambito del progetto PLANET e si poneva l'obiettivo di contribuire allo sviluppo di un modello matematico rappresentante un sistema energetico flessibile, dotato di più tecnologie per la conversione dell'energia, che ottimizzasse l'integrazione delle fonti rinnovabili tramite l'utilizzo del VES (Virtual Energy Storage), ovvero l'accumulo termico nella struttura edile.

Più nel dettaglio, è stato sviluppato il modello dinamico di un edificio di riferimento che, tenendo conto dell'effetto di accumulo termico nella struttura, calcola i fabbisogni energetici richiesti, i quali vengono soddisfatti tramite sistemi Power to Heat (P2H) e generazione rinnovabile locale distribuita (PV). Quindi il modello in output fornisce i consumi dei sistemi P2H e la flessibilità utilizzabile.

Il modello del singolo edificio è stato successivamente utilizzato per crearne uno più ampio di un aggregato di edifici, allo scopo di simulare la presenza del VES in un'area urbana appartenente alla città di Torino.

Ai fini della presente tesi, il modello del singolo edificio è stato adattato all'edificio in questione, in base alle sue caratteristiche strutturali, e successivamente modificato per considerare le particolari caratteristiche impiantistiche e modalità di gestione energetica dello stesso.

In ambiente Simulink il modello del singolo VES è caratterizzato da una maschera al cui interno sono contenuti il blocco coincidente con il modello dell'edificio, il blocco coincidente con il modello dell'impianto e il blocco coincidente con il modello flessibilità.

All'interno della maschera sono definiti i principali parametri strutturali e caratteristiche dell'edificio.

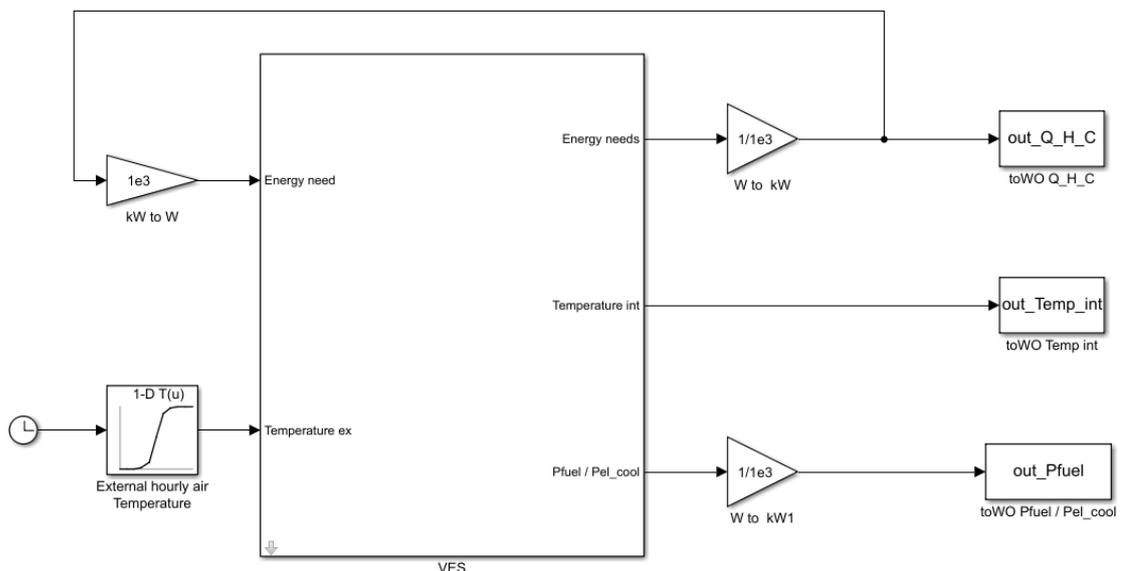
Gli **input** della maschera sono:

- Fabbisogno energetico, in termini di potenza termica;
- Temperatura esterna.

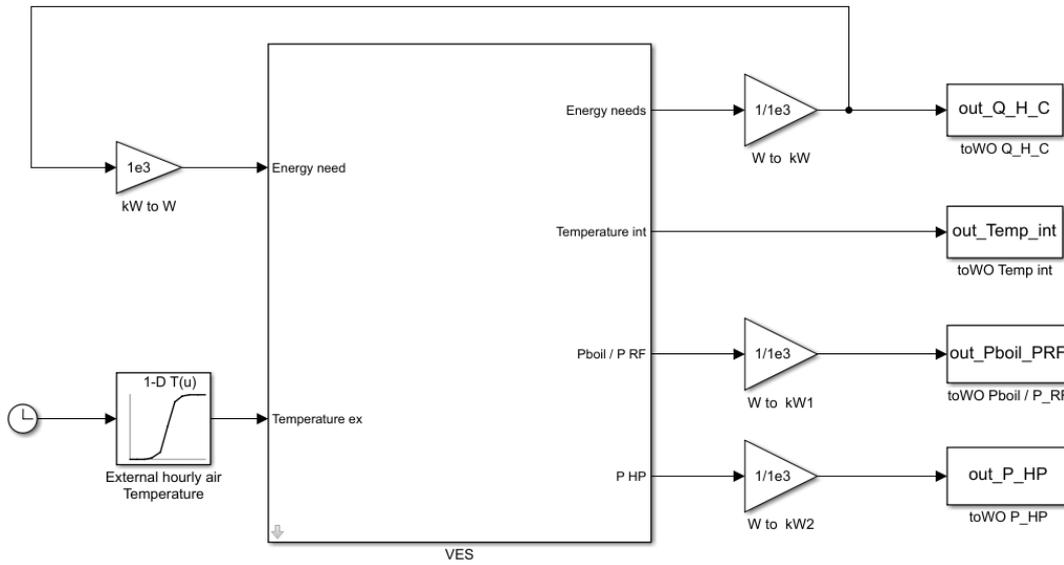
Gli **output** della maschera sono:

- Fabbisogno energetico, in termini di potenza termica;
- Temperatura interna;
- Potenza erogata dall'impianto.

Nel caso ex-ante la potenza erogata dall'impianto coincide con la potenza al focolare delle caldaie in modalità riscaldamento e con la potenza elettrica assorbita dal chiller in modalità raffrescamento; nel caso ex-post la potenza erogata dall'impianto coincide con la potenza fornita dalla pompa di calore in entrambi le stagioni, con la potenza fornita dalle caldaie in modalità riscaldamento e dal refrigeratore in modalità raffrescamento.



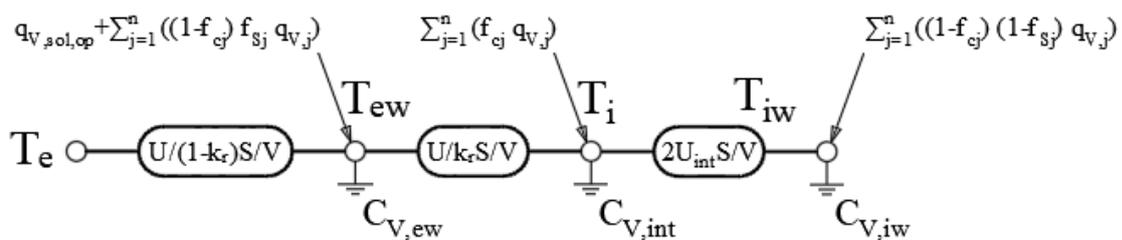
**Figura 71.** Maschera del modello Simulink nel caso ex-ante.



**Figura 72.** Maschera del modello Simulink nel caso ex-post.

## 4.1 Modello dell'edificio

Il modello dell'edificio è stato riprodotto tal quale dal modello di riferimento, elaborato nella tesi di laurea, sviluppata nell'ambito di PLANET e descritta precedentemente [52]. Esso è stato sviluppato seguendo la procedura di calcolo della norma ISO 52016:2017, applicandovi tuttavia delle semplificazioni: essa infatti svolge un calcolo dinamico molto accurato e complesso perché considera ogni elemento costruttivo in modo individuale. Il modello matematico semplificato al contrario è caratterizzato da tre soli nodi, ad ognuno dei quali è associata una equazione differenziale da risolvere: involucro, divisori interni e aria interna.



**Figura 73.** Modello matematico dell'edificio.

Nella fase di definizione del modello sono state fatte le seguenti assunzioni:

- l'involucro è costituito da un unico nodo aventi caratteristiche specifiche medie e posizionato tramite un fattore di calibrazione  $k_r$  che ne ripartisce la resistenza termica in due componenti;
- le pareti interne (intese come divisori e solai interpiano) sono considerate in un unico nodo posto nel centro;
- la temperatura dell'aria interna è stata considerata costante in tutti i punti dell'ambiente interno;
- la temperatura esterna è stata considerata costante in tutti i punti dell'ambiente esterno;
- la temperatura superficiale delle pareti è considerata uniforme;
- la temperatura dell'ambiente radiante esterno è stata considerata uguale a quella dell'aria;
- la temperatura dell'aria interna è stata utilizzata come parametro di misura del comfort;
- nei calcoli è stata considerata solo la zona riscaldata dell'edificio, vista come uno spazio delimitato dall'involucro;
- il flusso termico emesso verso la volta celeste è stato trascurato;
- il flusso termico è stato considerato lineare tra i vari nodi;
- le proprietà termofisiche dei materiali sono state considerate costanti nel tempo;
- i flussi energetici entranti nel sistema destinati a scambiare calore con l'aria e con le pareti vengono definiti tramite delle frazioni convettive definite in seguito;
- la capacità termica delle masse edili è suddivisa tra pareti interne ed esterne in base alla loro frazione volumica;
- tutti i flussi termici radianti destinati a scambiare con le superfici interne di involucro e pareti interne vengono distribuiti equamente tramite la frazione superficiale  $f_s$ .

**Tabella 28.** Parametri di input e output del blocco "Edificio".

	Parametro	Simbolo	U.M.
<b>INPUT</b>	Temperatura esterna	$T_e$	°C
	Potenza erogata dall'impianto nell'intervallo di tempo precedente	$Q_{HC,t-1}$	W
<b>OUTPUT</b>	Temperatura interna	$T_i$	°C
	Temperatura della superficie interna delle pareti disperdenti	$T_{iw}$	°C
	Temperatura della superficie esterna delle pareti disperdenti	$T_{ew}$	°C
	Somma degli apporti solari su superfici trasparenti e degli apporti interni	$Q_{int,sol}$	W

Il blocco "Edificio" è caratterizzato da altri quattro sotto blocchi per il calcolo di:

1. Frazioni superficiali di pareti interne ed esterne;
2. Apporti solari su pareti opache e trasparenti;
3. Apporti interni;
4. Risoluzione delle equazioni differenziali caratterizzanti l'edificio.

#### 4.1.1 Frazioni superficiali

Le frazioni superficiali di pareti interne ed esterne vengono calcolate tramite le seguenti espressioni:

$$f_{s_{ew}} = \frac{S}{S + S_i} \quad [-] \quad (3.1)$$

$$f_{s_{iw}} = 1 - \frac{S}{S + S_i} \quad [-] \quad (3.2)$$

La superficie delle pareti interne  $S_i$  è stata stimata come il doppio della superficie dell'involucro disperdente.



Il pedice  $i$  indica la  $i$ -esimo orientamento delle superfici considerate (nord, sud, est, ovest).

**Tabella 30.** Parametri di input e output del blocco "Apporti solari".

	<b>Parametro</b>	<b>Simbolo</b>	<b>U.M.</b>
<b>INPUT</b>	Irradianza solare incidente su ogni orientamento	$I_i$	W/m <sup>2</sup>
	Apporti solari su superfici opache	$Q_{sol,op}$	W
<b>OUTPUT</b>	Apporti solari su superfici trasparenti	$Q_{sol,dir}$	W

**Tabella 31.** Parametri del blocco "Apporti solari" definiti nella maschera.

	<b>Parametro</b>	<b>Simbolo</b>	<b>U.M.</b>
	Superficie trasparente totale dei componenti vetrati	$S_{gl,i}$	m <sup>2</sup>
	Frazione telaio (rapporto tra superficie del telaio e superficie totale dei componenti vetrati)	$F_f$	-
	Fattore di ombreggiamento dovuto a ostacoli sul componente vetrato	$F_{sh}$	-
	Fattore solare medio dei componenti vetrati	$g_{gl}$	-
	Superficie opaca disperdente	$S_{op,i}$	m <sup>2</sup>
	Fattore di assorbimento solare della superficie opaca disperdente	$\alpha$	-
	Trasmittanza termica pareti esterne opache	$U$	W/m <sup>2</sup> K
	Coefficiente superficiale di scambio termico liminare esterno	$h_{le}$	W/m <sup>2</sup> K
	Fattore di calibrazione della resistenza termica delle pareti opache disperdenti	$k_r$	-

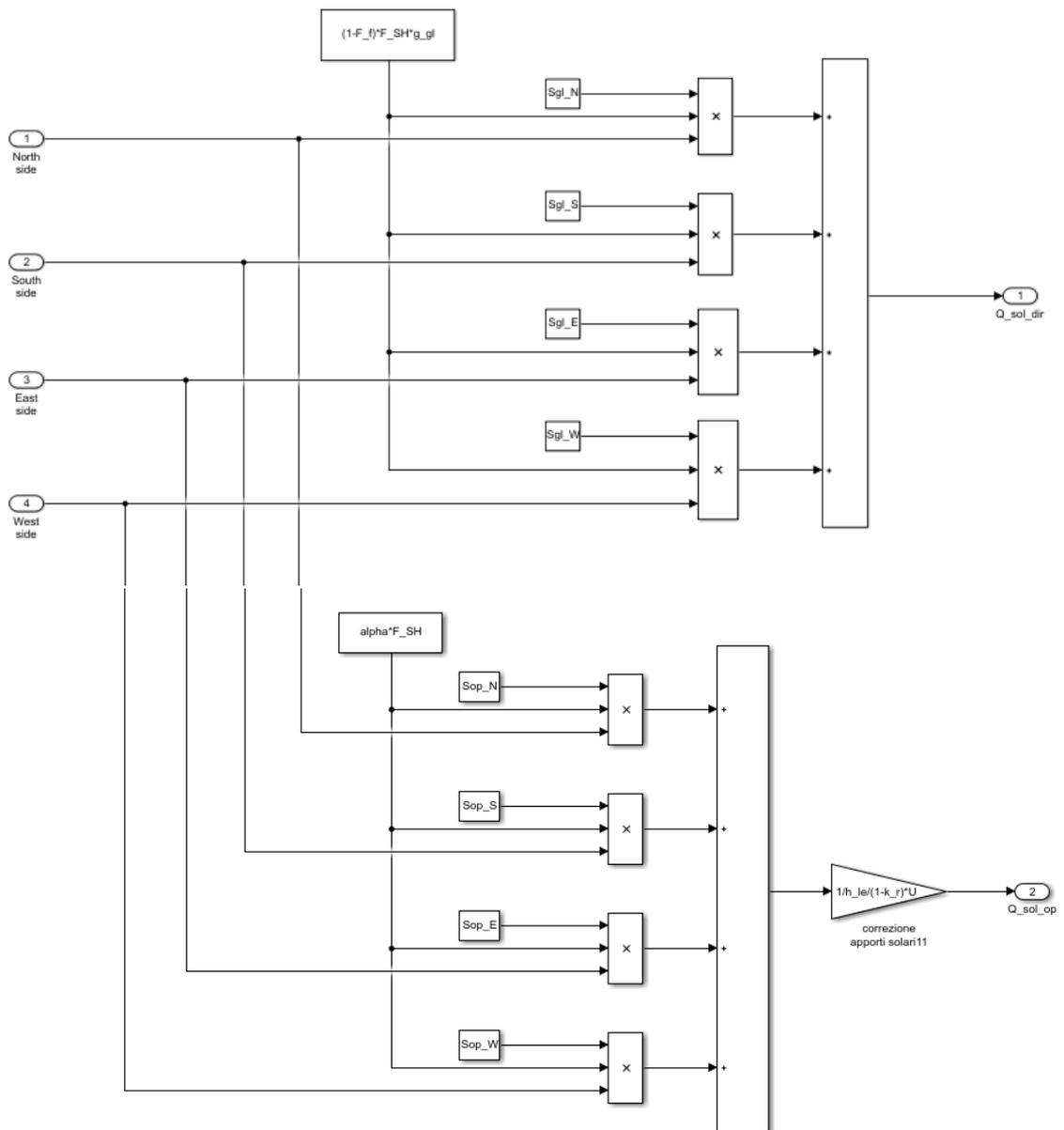


Figura 75. Blocco Simulink "Edificio - Apporti solari".

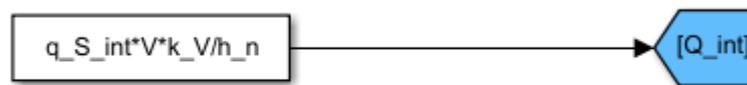
### 4.1.3 Apporti interni

Gli apporti interni sono calcolati tramite la seguente relazione:

$$Q_{int} = q_{s,int} \cdot \frac{V \cdot k_v}{h_n} \quad [W] \quad (3.5)$$

**Tabella 32.** Parametri del blocco "Edificio - Apporti interni" definiti nella maschera.

Parametro	Simbolo	U.M.
Apporti medi globali per unità di superficie utile di pavimento	$q_{s,int}$	W/m <sup>2</sup>
Volume lordo climatizzato	$V$	m <sup>3</sup>
Frazione volumica di aria interna rispetto al volume totale	$k_v$	-
Altezza netta dei piani	$h_n$	m



**Figura 76.** Blocco Simulink "Edificio - Apporti interni".

#### 4.1.4 Nodo involucro

Ogni nodo prevede la risoluzione di una equazione differenziale. Per il nodo involucro vale la seguente relazione:

$$\begin{aligned}
 C_{V,ew} \cdot \frac{dT_{ew,t}}{dt} = & \frac{U}{1 - k_r} \cdot \frac{S}{V} \cdot (T_{e,t} - T_{ew,t}) + \frac{U}{k_r} \cdot \frac{S}{V} \cdot (T_{i,t} - T_{ew,t}) \\
 & + q_{V,sol,op,t} + (1 - f_{c,int}) \cdot f_s \cdot q_{V,int,t} + (1 - f_{c,sol}) \\
 & \cdot f_s \cdot q_{V,sol,dir,t} + (1 - f_{c,HC}) \cdot f_s \cdot q_{V,HC,t}
 \end{aligned} \quad (3.6)$$

Dove  $t$  indica l'intervallo di tempo corrente in cui viene ripetuta la simulazione.

Il parametro  $C_{V,ew}$  è la capacità termica volumica dell'involucro esterno, calcolata come:

$$C_{V,ew} = \rho_w \cdot c_w \cdot k_{ew} \quad \left[ \frac{kJ}{m^3 K} \right] \quad (3.7)$$

Il parametro  $k_{ew}$  è la frazione volumica delle pareti esterne rispetto al volume lordo climatizzato, ed è determinata come:

$$k_{ew} = s \cdot SV \quad [-] \quad (3.8)$$

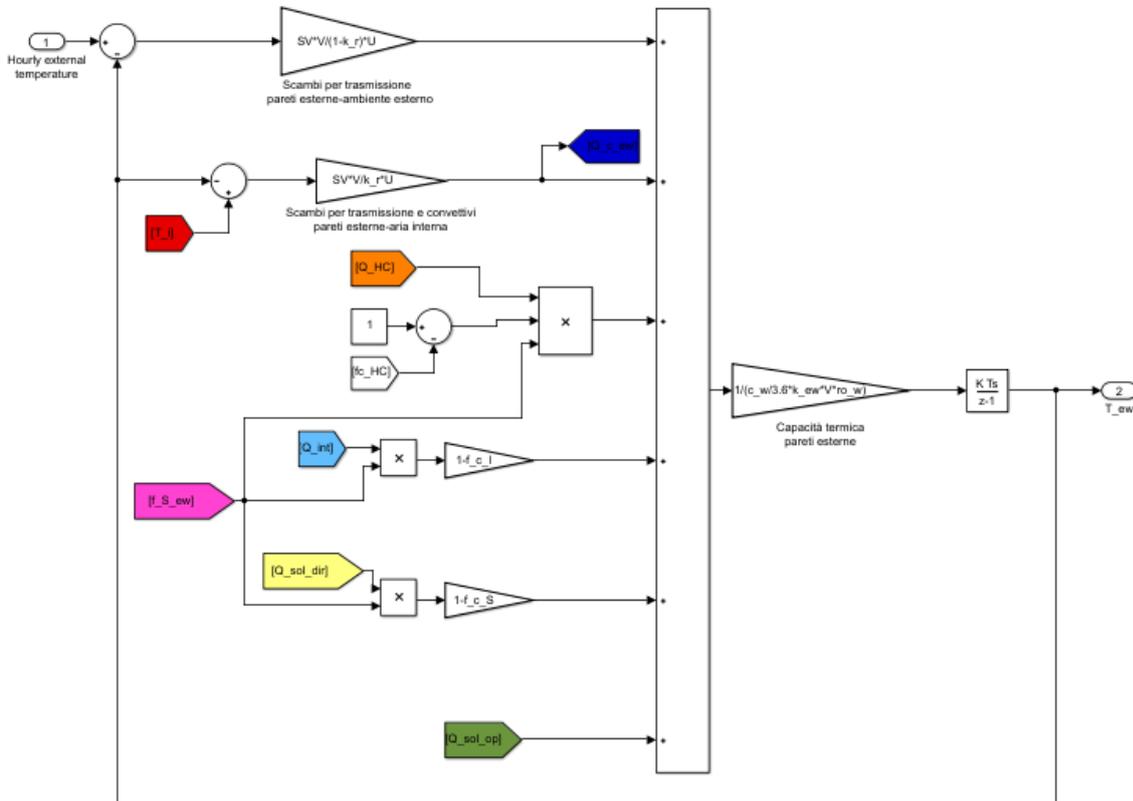
$$SV = S/V \quad [1/m] \quad (3.9)$$

**Tabella 33.** Parametri di input e output del blocco "Edificio - Nodo involucro".

	Parametro	Simbolo	U.M.
<b>INPUT</b>	Potenza termica per unità di volume lordo degli apporti solari, degli apporti interni ed emessa dai sistemi di riscaldamento e raffrescamento	$q_{V,sol,dir}$ $q_{V,sol,op}$ $q_{V,int}$ $q_{V,HC}$	W/m <sup>3</sup>
	Temperatura esterna	$T_e$	°C
	Temperatura interna	$T_i$	°C
	Frazione convettiva degli apporti termici dell'impianto	$f_{c,HC}$	-
	<b>OUTPUT</b>	Temperatura superficiale esterna dell'involucro disperdente	$T_{ew,t}$

**Tabella 34.** Parametri del blocco "Edificio - Nodo involucro" definiti nella maschera.

	Parametro	Simbolo	U.M.
	Densità media delle pareti	$\rho_w$	kg/m <sup>3</sup>
	Capacità termica media delle pareti	$c_w$	kJ/(kg K)
	Spessore delle pareti esterne	$s$	M
	Rapporto di forma (S/V)	$SV$	1/m
	Trasmittanza termica interposta tra il nodo dell'involucro e l'aria esterna	$\frac{U}{1 - k_r}$	W/(m <sup>2</sup> K)
	Trasmittanza termica interposta tra il nodo dell'involucro e l'aria interna	$\frac{U}{k_r}$	W/(m <sup>2</sup> K)
	Frazione convettiva degli apporti interni	$f_{c,int}$	-
	Frazione convettiva degli apporti solari	$f_{c,sol}$	-



**Figura 77.** Blocco Simulink “Edificio - Nodo involucro”.

### 4.1.5 Nodo divisori interni

Il nodo divisori interni è rappresentato dalla seguente equazione differenziale:

$$\begin{aligned}
 C_{V,iw} \cdot \frac{dT_{iw,t}}{dt} = & 2 \cdot U_i \cdot \frac{S_i}{V} \cdot (T_{i,t} - T_{iw,t}) + (1 - f_{c,int}) \cdot (1 - f_s) \\
 & \cdot q_{V,int,t} + (1 - f_{c,sol}) \cdot (1 - f_s) \cdot q_{V,sol,dir,t} \\
 & + (1 - f_{c,HC}) \cdot (1 - f_s) \cdot q_{V,HC,t}
 \end{aligned} \tag{3.10}$$

Dove  $t$  indica l'intervallo di tempo corrente in cui viene ripetuta la simulazione.

Il parametro  $C_{V,iw}$  è la capacità termica volumica dell'involucro esterno, calcolata come:

$$C_{V,iw} = \rho_w \cdot c_w \cdot k_{iw} \quad \left[ \frac{kJ}{m^3 K} \right] \tag{3.11}$$

Il parametro  $k_{iw}$  coincide con la frazione volumica delle pareti interne rispetto al volume lordo climatizzato, ed è determinata come:

$$k_{iw} = 1 - k_v - k_{ew} \quad [-] \quad (3.12)$$

**Tabella 35.** Parametri di input e output del blocco "Edificio - Nodo divisori interni".

	<b>Parametro</b>	<b>Simbolo</b>	<b>U.M.</b>
<b>INPUT</b>	Potenza termica per unità di volume lordo degli apporti solari, degli apporti interni ed emessa dai sistemi di riscaldamento e raffrescamento	$q_{V,sol,dir}$ $q_{V,int}$ $q_{V,HC}$	W/m <sup>3</sup>
	Temperatura interna	$T_i$	°C
	Frazione convettiva degli apporti termici dell'impianto	$f_{c,HC}$	-
<b>OUTPUT</b>	Temperatura interna dell'involucro disperdente	$T_{iw,t}$	°C

**Tabella 36.** Parametri definiti nella maschera del blocco "Edificio - Nodo divisori interni".

	<b>Parametro</b>	<b>Simbolo</b>	<b>U.M.</b>
	Trasmittanza termica media di tutte le pareti interne mediata sulla loro superficie	$U_i$	W/m <sup>2</sup> K

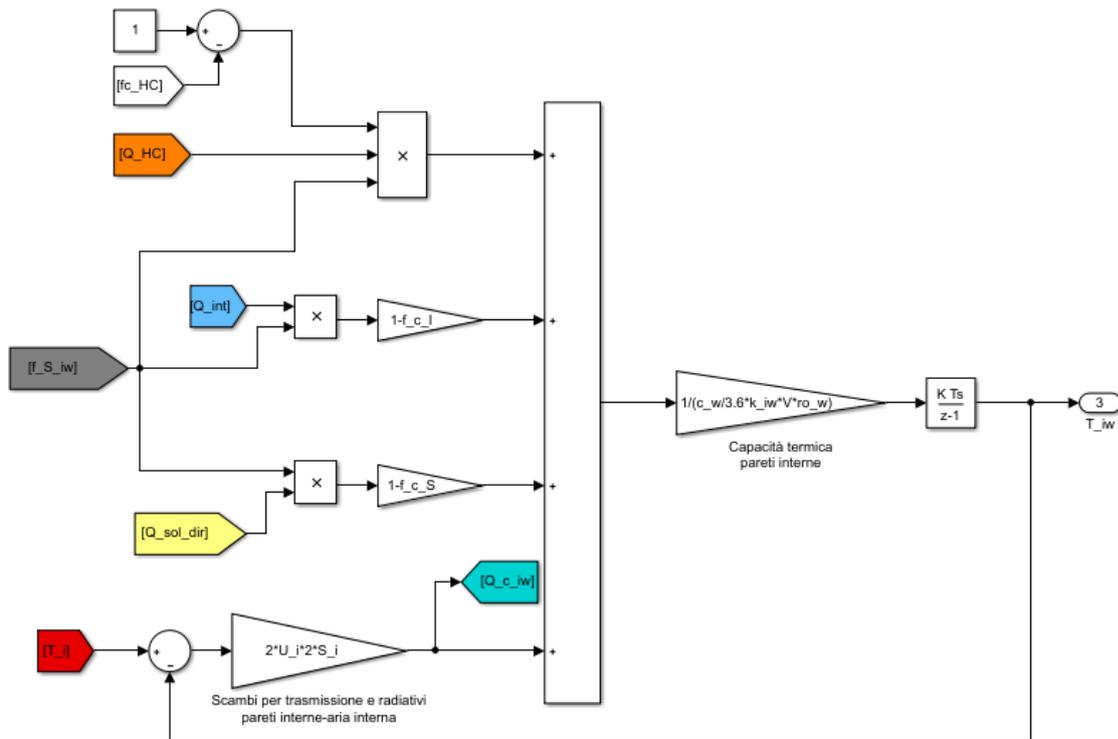


Figura 78. Blocco Simulink “Edificio - Nodo divisori interni”.

#### 4.1.6 Nodo aria interna

Il nodo aria interna è rappresentato dalla seguente equazione differenziale:

$$\begin{aligned}
 C_{V,int} \cdot \frac{dT_{i,t}}{dt} = & \frac{U}{k_r} \cdot \frac{S}{V} \cdot (T_{ew,t} - T_{i,t}) + 2 \cdot U_i \cdot \frac{S_i}{V} \cdot (T_{iw,t} - T_{i,t}) + H_{ve} \\
 & \cdot (T_{e,t} - T_{i,t}) + f_{c,int} \cdot q_{V,int,t} + f_{c,sol} \cdot q_{V,sol,dir,t} \\
 & + f_{c,HC} \cdot q_{V,HC,t}
 \end{aligned}
 \tag{3.13}$$

Dove  $t$  indica l'intervallo di tempo corrente in cui viene ripetuta la simulazione.

Il parametro  $C_{V,int}$  è la capacità termica volumica dell'aria interna e dell'arredamento, calcolata come:

$$C_{V,int} = A_n \cdot C_{S,int} \cdot k_V \quad \left[ \frac{kJ}{m^3 K} \right] \quad (3.14)$$

Il parametro  $H_{ve}$  è il coefficiente volumico di dispersione termica per ventilazione. Il suo valore è determinato tramite la seguente relazione:

$$H_{ve} = k_v \cdot n \cdot \rho_a \cdot c_a \quad \left[ \frac{W}{m^3 K} \right] \quad (3.15)$$

**Tabella 37.** Parametri di input e output del blocco “Edificio – Nodo aria interna”.

	<b>Parametro</b>	<b>Simbolo</b>	<b>U.M.</b>
<b>INPUT</b>	Potenza termica per unità di volume lordo degli apporti solari, degli apporti interni ed emessa dai sistemi di riscaldamento e raffrescamento	$q_{V,sol,dir}$ $q_{V,int}$ $q_{V,HC}$	W/m <sup>3</sup>
	Temperatura esterna dell'involucro disperdente	$T_{ew,t}$	°C
	Temperatura interna dell'involucro disperdente	$T_{iw,t}$	°C
	Temperatura esterna	$T_e$	°C
	Frazione convettiva degli apporti termici dell'impianto	$f_{c,HC}$	-
<b>OUTPUT</b>	Temperatura interna	$T_i$	°C

**Tabella 38.** Parametri definiti nella maschera del blocco “Edificio – Nodo aria interna”.

	<b>Parametro</b>	<b>Simbolo</b>	<b>U.M.</b>
	Densità dell'aria interna	$\rho_a$	kg/m <sup>3</sup>
	Calore specifico dell'aria interna	$c_a$	kJ/kg K
	Tasso di ricambi d'aria	$n$	1/h
	Area netta pavimento	$A_n$	m <sup>2</sup>
	Capacità termica superficiale dell'aria e dell'arredamento interno	$C_{S,int}$	kJ/m <sup>2</sup> K

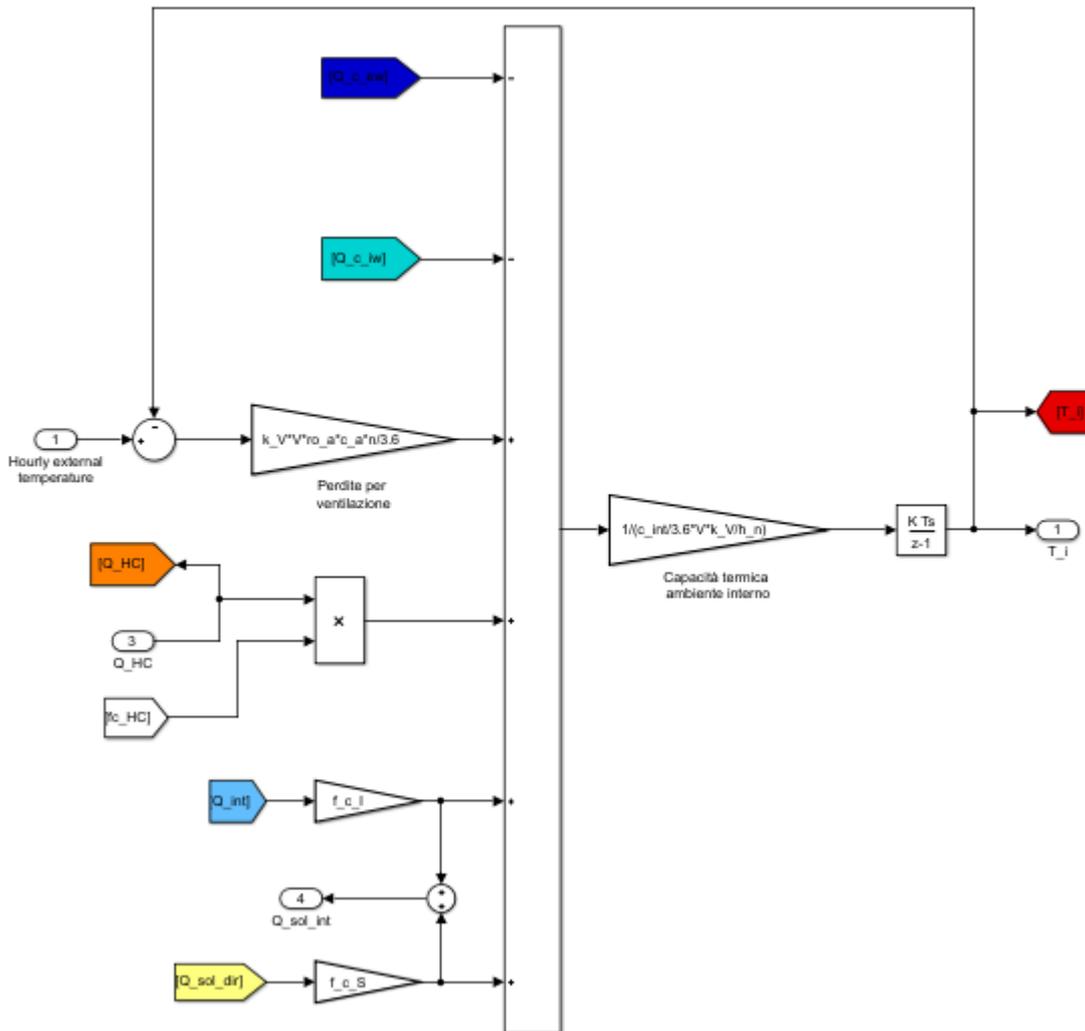


Figura 79. Blocco Simulink “Edificio – Nodo aria interna”.

## 4.2 Modello dell’impianto

A differenza del modello dell’edificio, il modello dell’impianto è stato modificato e adattato al caso in questione. Poiché è stato effettuato un intervento di riqualificazione energetica, sono stati sviluppati due modelli di impianto, uno riferito al caso ex-ante, uno riferito al caso ex-post.

In entrambi i casi il modello riceve in **input**:

- Fabbisogno energetico;

e fornisce in **output**:

- Potenza erogata dall'impianto.

Inoltre è stato ipotizzato che le macchine (generatore di calore, pompa di calore e refrigeratore) lavorino a performance costante (rispettivamente rendimento di generazione, COP, EER).

#### 4.2.1 Configurazione ex-ante

Nel caso ex-ante il fabbisogno di riscaldamento viene semplicemente soddisfatto dalle caldaie, mentre quello di raffrescamento dai chiller. Le due caldaie e i due refrigeratori sono identici, perciò è stato ritenuto conveniente modellarli come se fossero rispettivamente una caldaia e un refrigeratore con potenza doppia.

Un blocco if, che riceve in input il tempo di simulazione corrente e le date di fine e inizio della stagione di riscaldamento, permette di distinguere il fabbisogno per riscaldamento da quello per raffrescamento: nel primo caso viene simulato il blocco "Riscaldamento", nel secondo caso viene simulato il blocco "Raffrescamento".

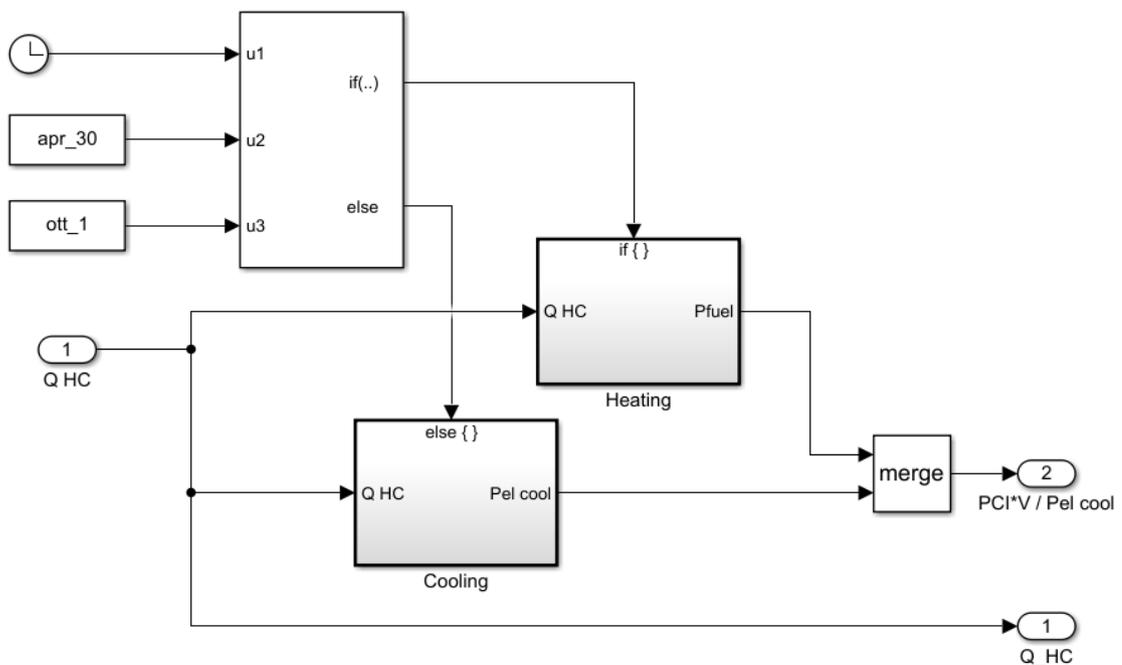
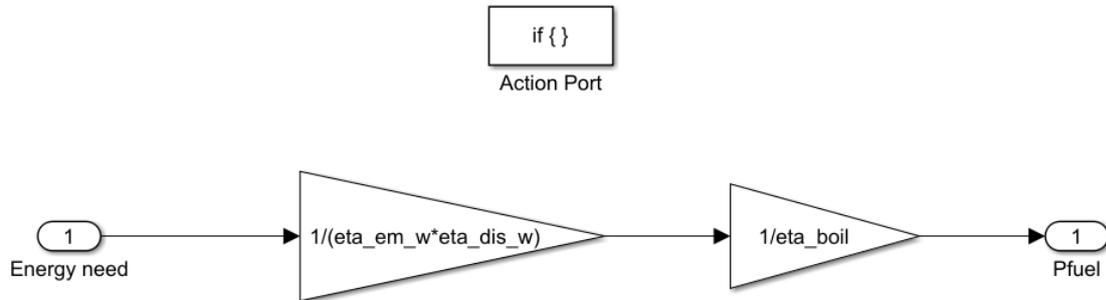


Figura 80. Blocco Simulink "Impianto" ex-ante.

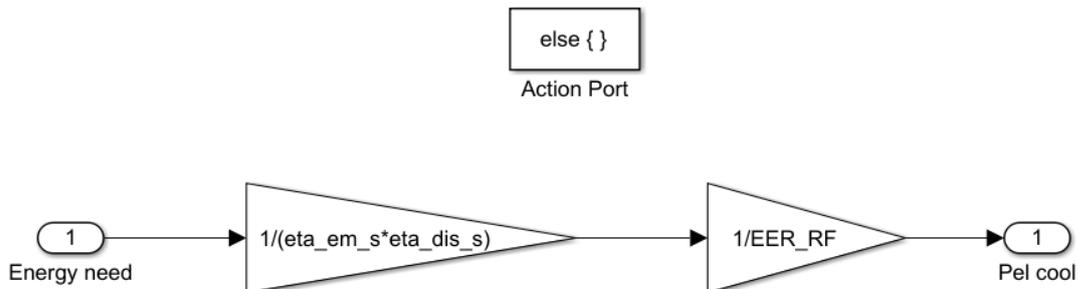
Nel blocco "Riscaldamento" il fabbisogno viene diviso per il rendimento di emissione dei terminali, per il rendimento di distribuzione e per il rendimento di generazione della caldaia, in modo da ottenere come output la potenza al focolare.



**Figura 81.** Blocco Simulink "Impianto - Riscaldamento" ex-ante.

Nel blocco "Raffrescamento", analogamente, il fabbisogno viene diviso per il rendimento di emissione dei terminali, per il rendimento di distribuzione e per il EER (Energy Efficiency Ratio), in modo da ottenere come output la potenza elettrica assorbita dalla rete.

15



**Figura 82.** Blocco Simulink "Impianto - Raffrescamento" ex-ante.

## 4.2.2 Configurazione ex-post

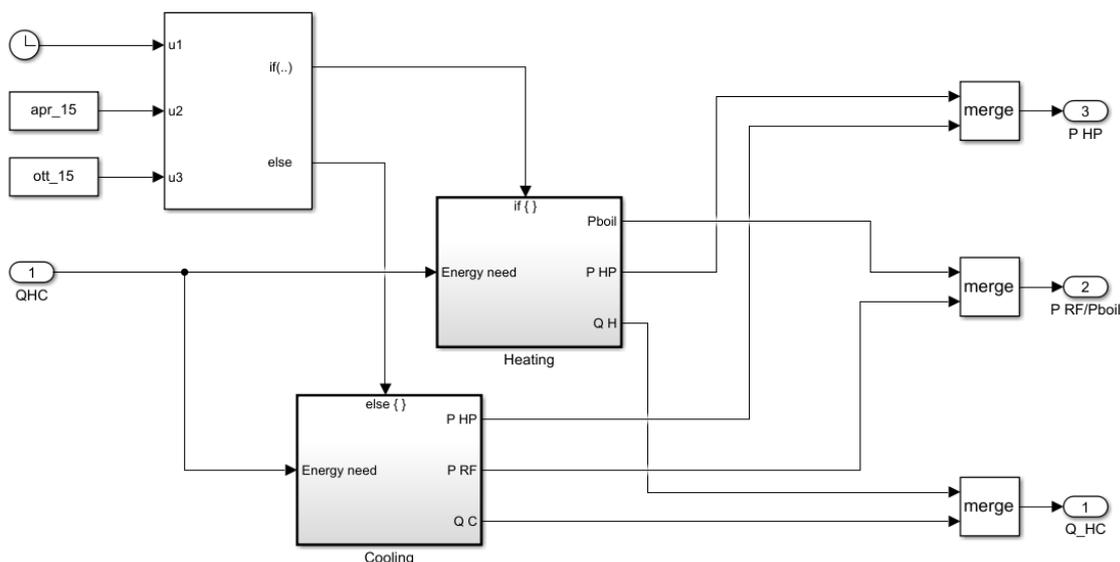
Il caso ex-post risulta essere molto più articolato di quello ex-ante.

Nella stagione di riscaldamento il fabbisogno è soddisfatto in parte dalla PdC in parte dalle caldaie. Come già spiegato nel precedente capitolo, la PdC essenzialmente ha il compito di preriscaldare l'acqua di ritorno dai pavimenti radianti, la quale poi nelle ore diurne si miscela con l'acqua di ritorno dalle altre dorsali e viene inviata alle caldaie. Nelle ore notturne al contrario funziona solo la PdC perché sono attivi solo i pavimenti radianti.

Per tener conto di questo, nel modello Simulink si è ipotizzato che, nelle ore diurne, la PdC provveda al riscaldamento della quota dell'edificio riscaldata dai pavimenti radianti e che le caldaie invece provvedano al resto. Questo significa che in ogni istante di tempo delle ore diurne il fabbisogno energetico dell'edificio viene diviso in due quote, una coperta dai generatori di calore e l'altra dalla PdC, mentre nelle restanti ore il fabbisogno viene coperto interamente dalla PdC. Il rapporto tra il fabbisogno totale e la quota spettante alla PdC cambia tra i giorni infrasettimanali e non, poiché durante il weekend la parte dell'edificio che ospita gli uffici anagrafe non viene riscaldata.

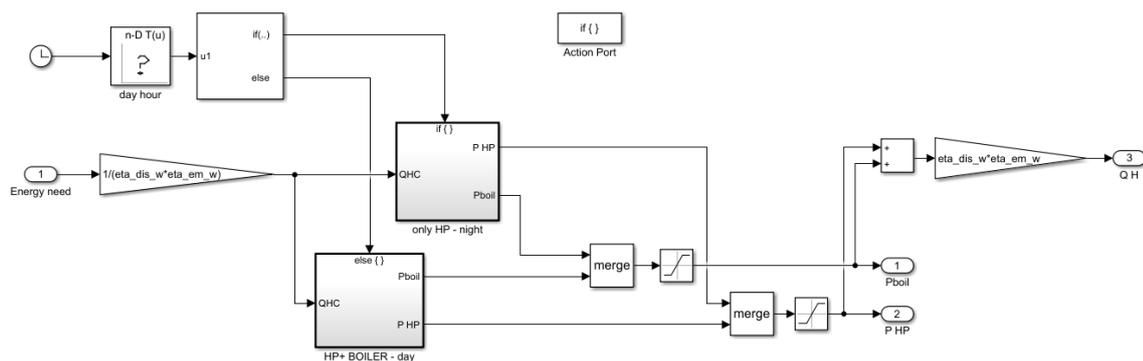
Nella stagione di raffrescamento, invece, il fabbisogno è soddisfatto in primis dalla PdC e nel caso questa singolarmente non dovesse riuscire a coprirlo interviene il chiller.

Un blocco if, che riceve in input il tempo di simulazione e le date di fine e inizio della stagione di riscaldamento, permette di distinguere il fabbisogno per riscaldamento da quello per raffrescamento: nel primo caso viene simulato il blocco "Riscaldamento", nel secondo caso viene simulato il blocco "Raffrescamento".



**Figura 83.** Blocco Simulink "Impianto" ex-post.

Nel blocco “Riscaldamento” per prima cosa un blocco if, che riceve in input l’ora del giorno, individua a quale momento della giornata appartiene il tempo di simulazione corrente: nel caso questo appartenga al giorno viene simulato il blocco “PdC + Caldaie - giorno”, altrimenti viene simulato il blocco “Solo PdC - notte”. L’input di entrambi questi ultimi blocchi è il fabbisogno diviso per i rendimenti di emissione e distribuzione: in questo modo si calcola la quantità di energia che è necessario che l’impianto eroghi.

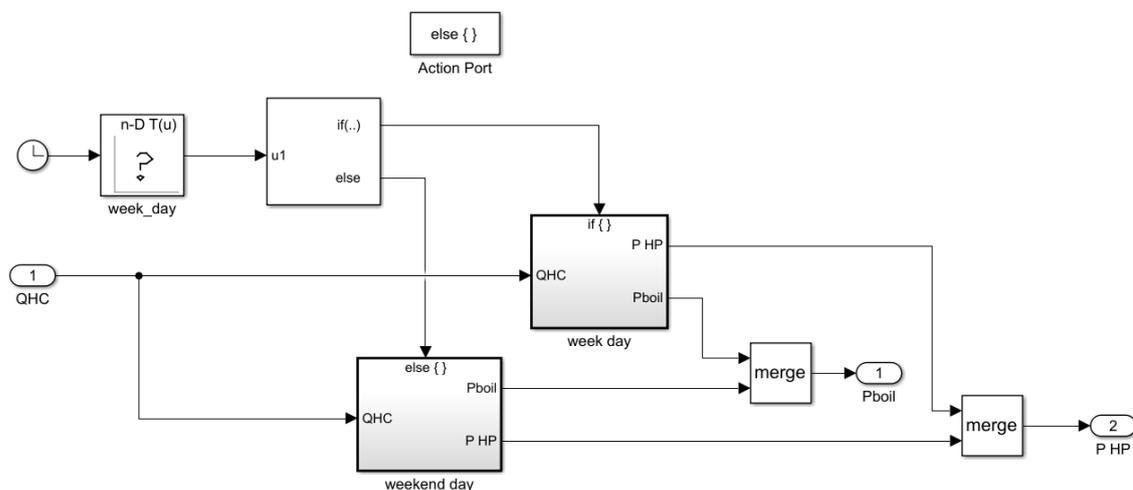


**Figura 84.** Blocco Simulink "Impianto - Riscaldamento" ex-post.

All’interno del blocco “PdC + Caldaie - giorno”, un blocco if che riceve in input il numero corrispondente al giorno della settimana, individua se il giorno corrente di simulazione sia un giorno infrasettimanale o un giorno del fine settimana: nel primo caso verrà

simulato il blocco “Giorno infrasettimanale”, nel secondo caso il blocco “Giorno del fine settimana”.

Questi ultimi due blocchi al loro interno sono strutturati in maniera del tutto analoga, l'unica differenza sta nel valore del rapporto tra il volume lordo climatizzato dai pavimenti radianti e il volume lordo climatizzato totale, calcolo necessario ad individuare la quota di fabbisogno che spetta coprire alla PdC. Il volume lordo climatizzato, infatti, è diverso nel weekend: come già specificato in precedenza una parte dell'edificio in queste giornate non viene riscaldata.

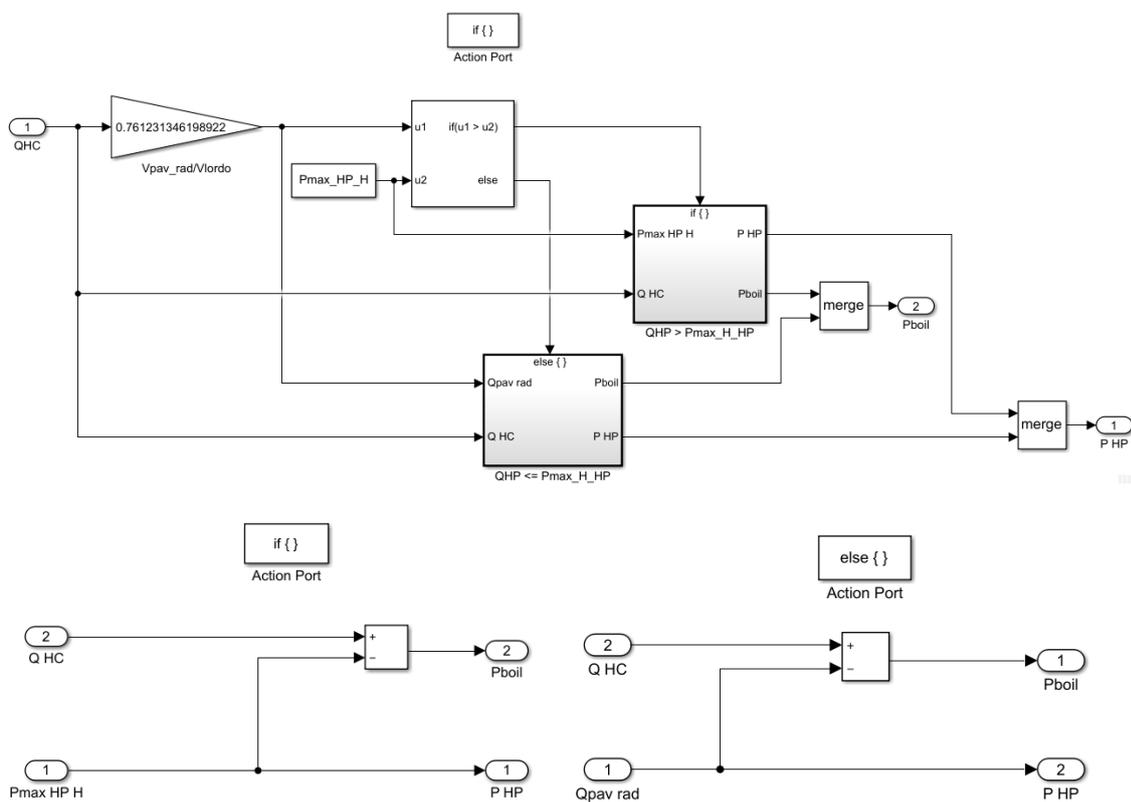


**Figura 85.** Blocco Simulink "Impianto – Riscaldamento – PdC + Caldaie - giorno" ex-post.

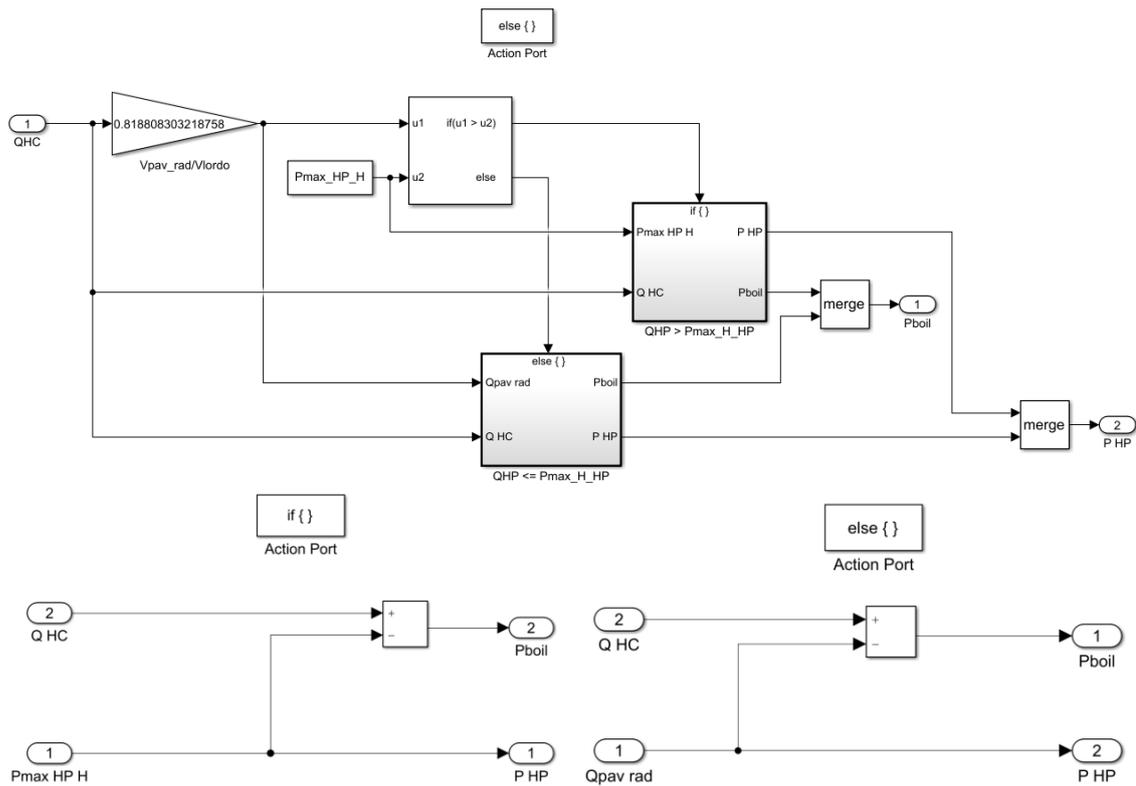
In entrambi i blocchi “Giorno infrasettimanale” e “Giorno del fine settimana” il fabbisogno viene moltiplicato per il rapporto tra il volume lordo climatizzato dai pavimenti radianti e il volume lordo climatizzato totale, in modo da ottenere la quota di fabbisogno che spetta coprire alla PdC. Un blocco if verifica se questa quota sia maggiore della potenzialità massima della PdC: in caso affermativo viene simulato il blocco “QHP > Pmax\_H\_HP”, in caso contrario viene simulato il blocco “QHP ≤ Pmax\_H\_HP”.

All'interno del blocco “QHP > Pmax\_H\_HP” la potenza erogata della PdC nel tempo di simulazione corrente viene impostata uguale alla sua potenzialità massima e la potenza erogata dalle caldaie viene calcolata come la differenza tra il fabbisogno totale e la potenzialità massima della PdC.

All'interno del blocco "QHP <= Pmax\_H\_HP" la potenza erogata della PdC nel tempo di simulazione corrente viene impostata uguale alla quota di fabbisogno corrispondente ai pavimenti radianti e la potenza erogata dalle caldaie viene calcolata come la differenza tra il fabbisogno totale e la potenza della PdC.

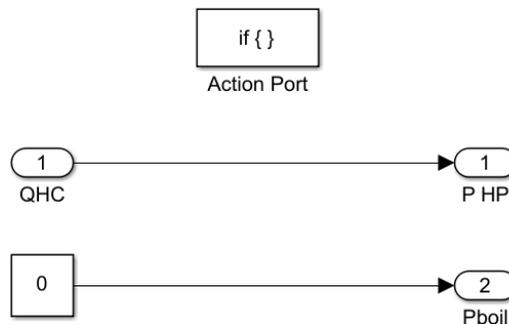


**Figura 86.** Blocco Simulink "Impianto – Riscaldamento – PdC + Caldaie - giorno – Giorno infrasettimanale".



**Figura 87.** Blocco Simulink "Impianto – Riscaldamento – PdC + Caldaie - giorno – Giorno del fine settimana"

All'interno del blocco "Solo PdC - notte" semplicemente la potenza della pompa di calore viene impostata uguale al fabbisogno e la potenza delle caldaie viene impostata uguale a zero.



**Figura 88.** Blocco Simulink "Impianto – Riscaldamento – Solo PdC - notte".

All'interno del blocco "Raffrescamento" il fabbisogno per raffrescamento, diviso per i rendimenti di emissione e distribuzione, viene confrontato con la potenza massima

erogabile dalla PdC: nel caso il fabbisogno sia minore o uguale alla potenzialità della PdC, allora quest'ultima soddisfa interamente la richiesta dell'utente, in caso contrario la PdC lavora a pieno carico e la restante richiesta viene coperta dal chiller.

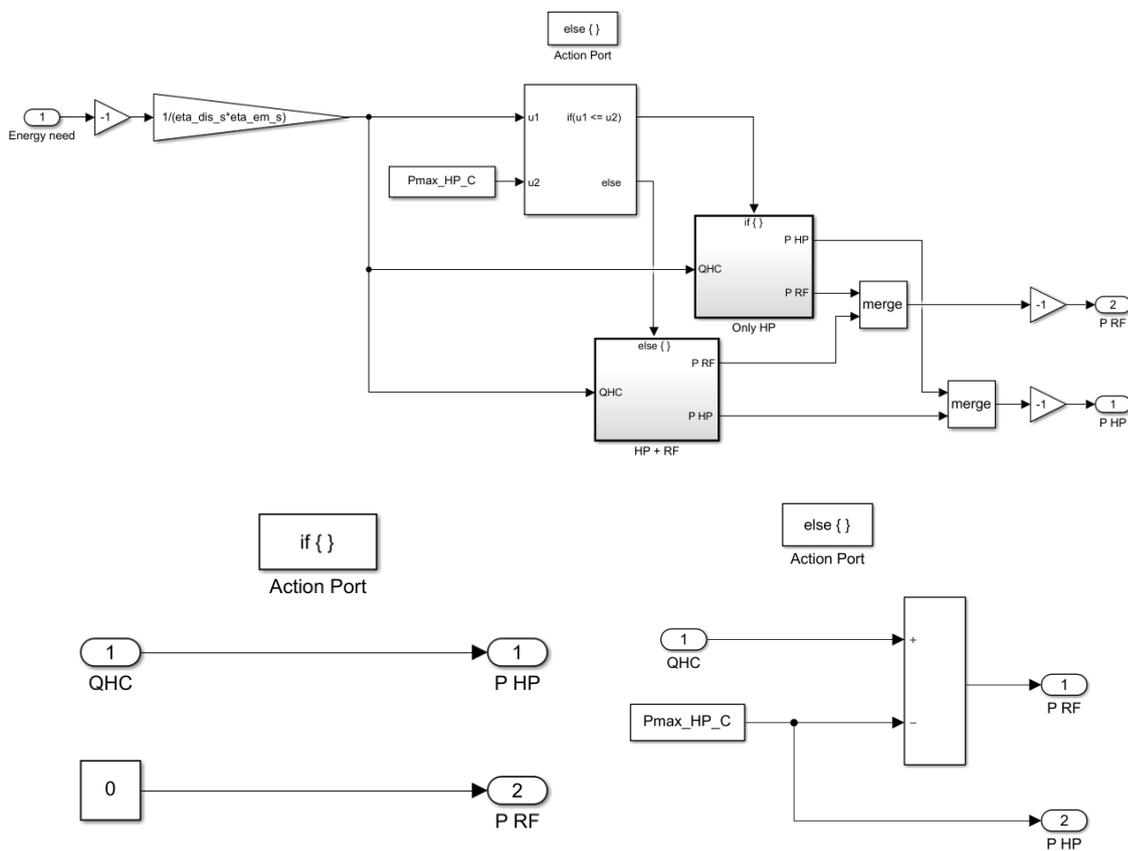


Figura 89. Blocco Simulink " Impianto - Raffrescamento " ex-post.

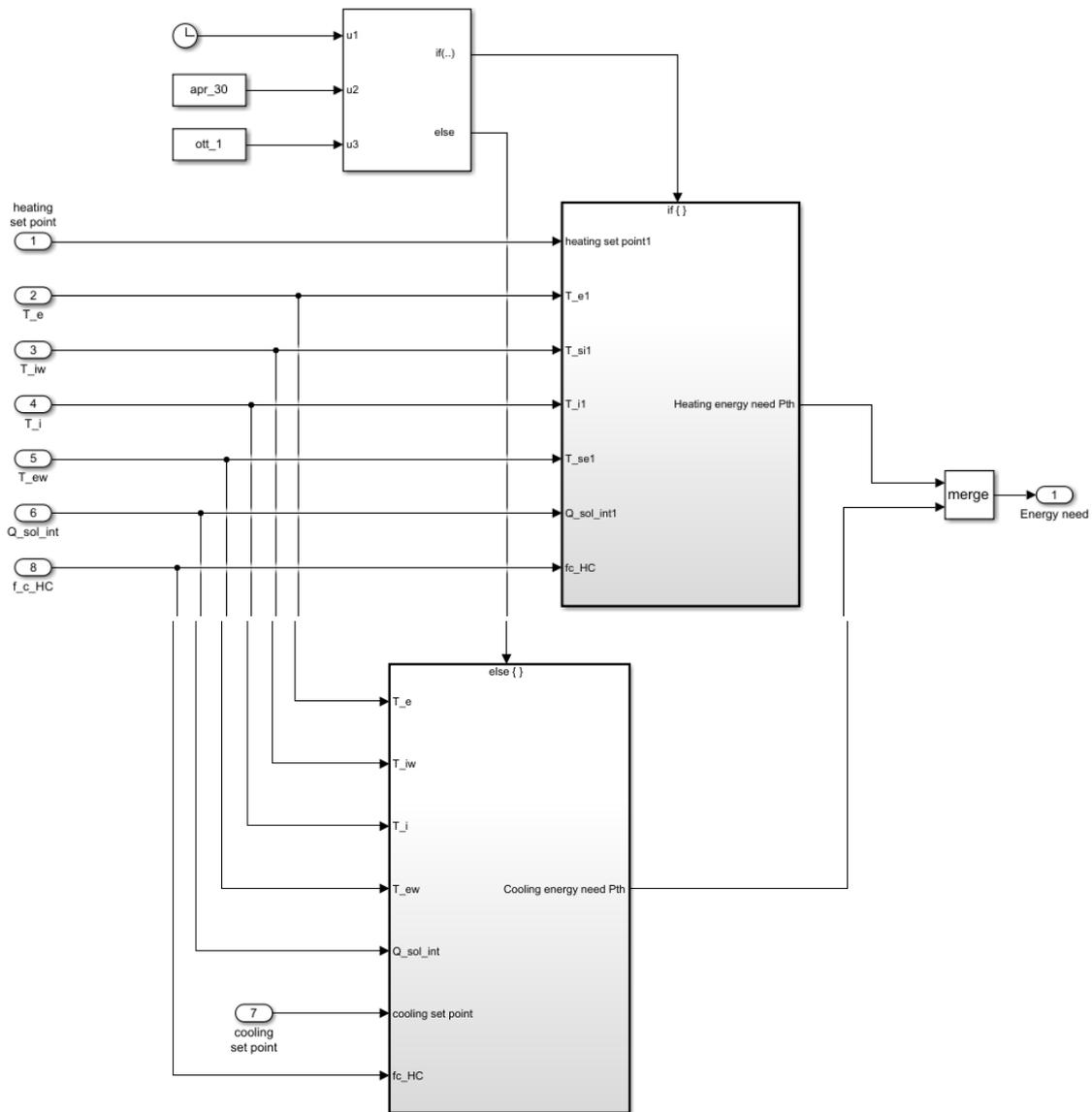
### 4.3 Modello di flessibilità

Nel modello flessibilità viene calcolato il fabbisogno per riscaldamento e raffrescamento.

**Tabella 39.** Parametri di input e output del blocco "Flessibilità".

	Parametro	Simbolo	U.M.
<b>INPUT</b>	Temperatura esterna	$T_e$	°C
	Temperatura esterna dell'involucro disperdente	$T_{ew,t}$	°C
	Temperatura interna dell'involucro disperdente	$T_{iw,t}$	°C
	Temperatura interna	$T_i$	°C
	Temperatura di set-point di riscaldamento	$T_{setpoint,h}$	°C
	Temperatura di set-point di raffrescamento	$T_{setpoint,c}$	°C
	Potenza termica degli apporti solari diretti e degli apporti interni	$Q_{sol,dir,t}$ $Q_{int,t}$	W
	Frazione convettiva degli apporti termici dell'impianto	$f_{c,HC}$	-
<b>OUTPUT</b>	Fabbisogno energetico per riscaldamento e raffrescamento	$Q_{HC}$	W

All'interno del blocco "Flessibilità" suo interno un blocco if, che riceve in input il tempo di simulazione e le date di fine e inizio della stagione di riscaldamento, permette di simulare il blocco "Riscaldamento" e calcolare il fabbisogno per riscaldamento nella stagione di riscaldamento, oppure di simulare il blocco "Raffrescamento" e calcolare il fabbisogno per raffrescamento nella stagione di raffrescamento.



**Figura 90.** Blocco Simulink "Flessibilità".

Entrambi i blocchi relativi al riscaldamento e al raffrescamento sono strutturati secondo la stessa logica, per cui verrà in seguito descritto soltanto il modello di raffrescamento come riferimento.

In entrambi i casi di raffrescamento e riscaldamento, il fabbisogno viene calcolato, all'interno di un ulteriore blocco "Riscaldamento/Raffrescamento Inverso", tramite la seguente correlazione, che permette di determinare il fabbisogno per sola convezione [52]:

$$\begin{aligned}
Q_{HC,conv,t} = & (T_{setpoint,t} - T_{i,t}) \cdot \frac{C_{v,int} \cdot V \cdot k_v}{3,6 \cdot h_n \cdot \Delta t} - (T_{e,t} - T_{i,t}) \\
& \cdot \frac{H_{ve} \cdot V}{3,6} - (T_{iw,t} - T_{i,t}) \cdot 2 \cdot U_i \cdot 2 \cdot S_i \\
& - (T_{ew,t} - T_{i,t}) \cdot \frac{U}{k_r} \cdot S - (Q_{sol,dir,t} + Q_{int,t})
\end{aligned} \quad (3.16)$$

Il termine  $T_{setpoint,t}$  rappresenta la temperatura di set-point all'istante  $t$  di simulazione.

**Tabella 40.** Parametri di input e output del blocco "Flessibilità - Base - Raffrescamento – Raffrescamento Inverso".

	Parametro	Simbolo	U.M.
INPUT	Temperatura esterna	$T_e$	°C
	Temperatura esterna dell'involucro disperdente	$T_{ew,t}$	°C
	Temperatura interna dell'involucro disperdente	$T_{iw,t}$	°C
	Temperatura interna	$T_i$	°C
	Temperatura di set-point di riscaldamento/ raffrescamento	$T_{setpoint,h}$ $T_{setpoint,c}$	°C
	Potenza termica degli apporti solari diretti e degli apporti interni	$Q_{sol,dir,t}$ $Q_{int,t}$	W
	Frazione convettiva degli apporti termici dell'impianto	$f_{c,HC}$	-
OUTPUT	Fabbisogno energetico per riscaldamento e raffrescamento per sola convezione	$Q_{HC_conv}$	W

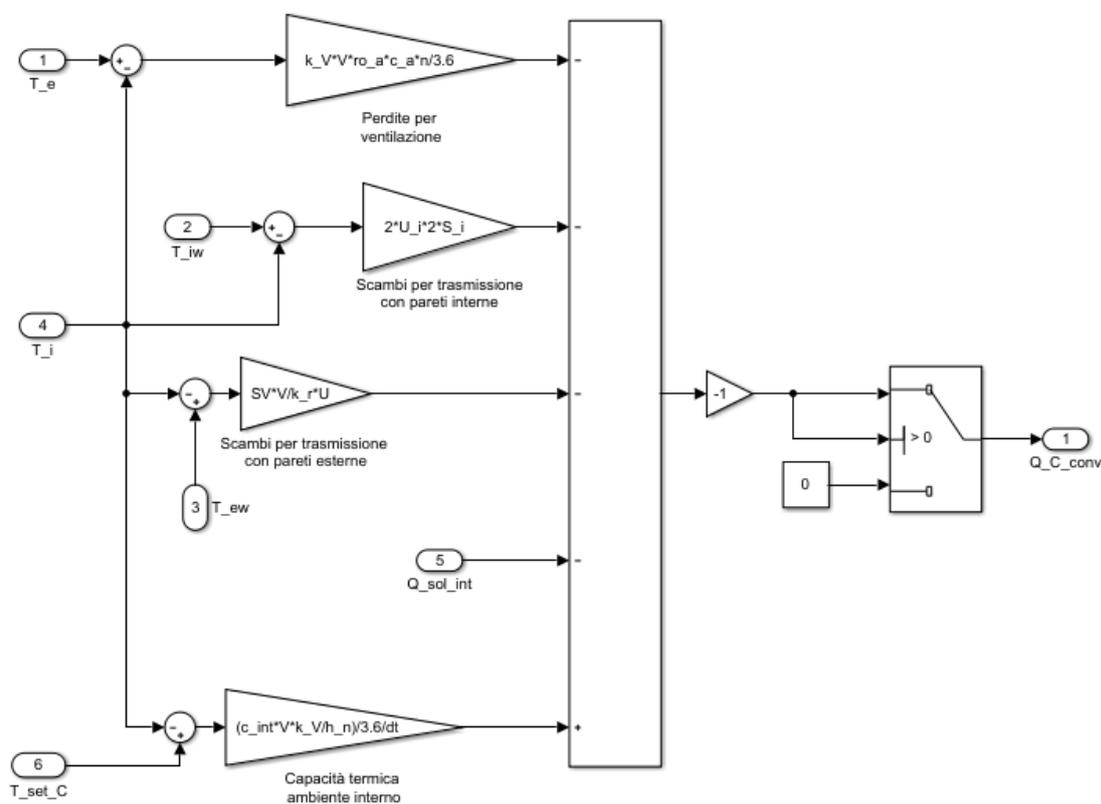


Figura 91. Blocco Simulink "Flessibilità - Base - Raffrescamento - Raffrescamento Inverso".

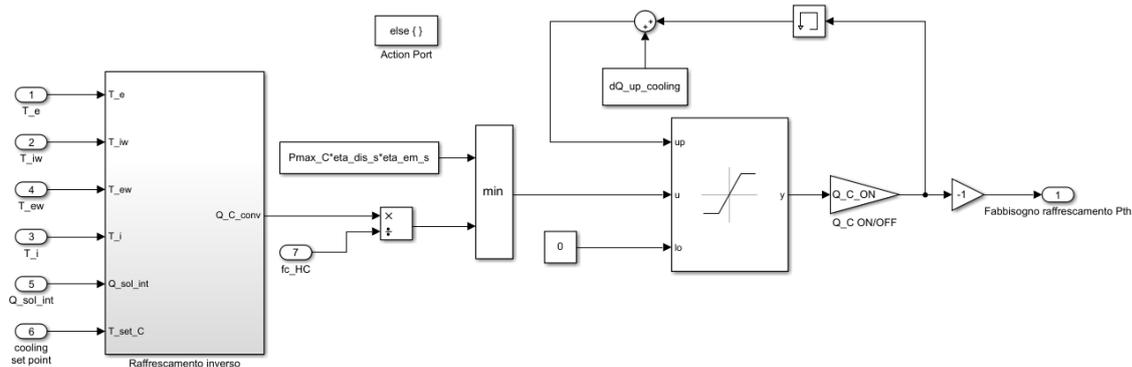


Figura 92. Blocco Simulink "Flessibilità - Base - Raffrescamento".

Successivamente, nel blocco "Flessibilità – Base - Raffrescamento", il fabbisogno (per riscaldamento o raffrescamento) viene diviso per la frazione convettiva degli apporti dell'impianto, in modo da ottenere il valore totale richiesto. Il fabbisogno totale viene poi confrontato con la massima potenza erogabile dall'impianto, in modo da prendere il

valore minimo tra i due, ed infine viene confrontato con il massimo incremento di fabbisogno nell'intervallo di tempo della simulazione. Quest'ultimo è stato determinato ipotizzando che la PdC sia in grado di trasferire all'aria interna dell'edificio la sua potenza massima in 20 minuti.

## 4.4 Calibrazione del modello

Per calibrare e validare il modello sono stati utilizzati dati noti e riferimenti bibliografici. I dati noti sono principalmente i valori di consumo di gas ed elettricità delle bollette, il volume lordo climatizzato, il periodo di costruzione e le caratteristiche principali di componenti opachi e trasparenti.

### 4.4.1 Parametri del modello

Nelle seguenti tabelle sono illustrati tutti i parametri di input al modello complessivo. Vengono specificati il nome, il simbolo, l'unità di misura e la fonte. In alcuni casi non c'è alcuna fonte perché il valore è stato determinato a tentavi, effettuando cioè la simulazione diverse volte e scegliendo il valore che permetteva di ottenere i risultati più possibile simili a quelli reali e che, al contempo, fosse accettabile.

**Tabella 41.** Parametri del modello definiti nella maschera.

Parametro	Simbolo	U.M.	Valore	Fonte
Volume lordo climatizzato	$V$	m <sup>3</sup>	17400	Dato noto
Area di basamento	$A_b$	m <sup>2</sup>	1195	Google Earth files .dwg
Altezza netta dei piani	$h_n$	m	3,5	Dato noto
Superfici disperdenti opache verticali	$S_{op,N}$	m <sup>2</sup>	151	Google Earth files .dwg
	$S_{op,S}$		174	
	$S_{op,E}$		1055	
	$S_{op,W}$		971	

Superfici disperdenti trasparenti	$S_{gl,N}$		57	Google Earth files .dwg
	$S_{gl,S}$	m <sup>2</sup>	51	
	$S_{gl,E}$		348	
	$S_{gl,W}$		371	
Superficie disperdente orizzontale (tetto)	$S_{roof}$		m <sup>2</sup>	1303
Fattore di forma	$SV$	-	0,258	Da equazione (3.9)
Superficie delle pareti interne	$S_i$	m <sup>2</sup>	8964	[53]
Frazione di aria rispetto al volume lordo climatizzato	$k_v$	-	0,7	[54]
Spessore delle pareti esterne	$s$	m	0,55	Google Earth files .dwg
Frazione volumica delle pareti esterne	$k_{ew}$	-	0,142	Da equazione (3.8)
Frazione volumica di pareti interne e solai interpiano	$k_{iw}$	-	0,158	Da equazione (3.11)
Fattore di calibrazione	$k_r$	-	0,3	[52]
Frazione convettiva degli apporti interni	$f_{c,int}$	-	0,4	[55]
Apporti interni superficiali	$q_{s,int}$	W/ m <sup>2</sup>	7	[54]
Frazione convettiva degli apporti solari	$f_{c,sol}$	-	0,1	[55]
Fattore solare	$g_{gl}$	-	0,75	[56]
Fattore telaio	$F_F$	-	0,7	[53]
Fattore di ombreggiamento dovuto ad ostacoli esterni	$F_{SH}$	-	0,2	Da simulazioni
Coefficiente di assorbimento solare	$\alpha$	-	0,45	[57]
Capacità termica media delle pareti	$c_w$	kJ/(kg K)	1	[52] [54]
Densità media delle pareti	$\rho_w$	kg/m <sup>3</sup>	1400	[52]
Trasmittanza termica media delle pareti interne	$U_i$	W/(m <sup>2</sup> K)	1,13	[52]

Capacità termica superficiale di aria e arredamento interno	$c_{int}$	kJ/(kg K)	10	[52] [55]
Densità dell'aria	$\rho_a$	kg/m <sup>3</sup>	1,2	[52] [55]
Capacità termica specifica dell'aria	$c_a$	kJ/(kg K)	1,006	[52] [55]
Coefficiente di scambio termico liminare esterno	$h_{le}$	W/(m <sup>2</sup> K)	25	[52] [55] [54]
Trasmittanza termica dell'involucro disperdente	$U$	W/(m <sup>2</sup> K)	1,3	[56]
Tasso di ricambio d'aria	$n$	1/h	0,69	[58]
Rendimento di emissione dei terminali - riscaldamento	$\eta_{em,w}$	-	0,973	[59]
Rendimento di distribuzione – riscaldamento	$\eta_{dis,w}$	-	0,92	[59]
Rendimento di emissione dei terminali - raffrescamento	$\eta_{em,s}$	-	0,95	[60]
Rendimento di distribuzione – raffrescamento	$\eta_{dis,s}$	-	0,99	[60]

**Tabella 42.** Parametri del modello definiti nello script di Matlab.

Parametro	Simbolo	U.M.	Valore	
			Ante operam	Post operam
Potenzialità massima di riscaldamento dell'impianto	$P_{max,H}$	kW	600	789,4
Potenzialità massima di riscaldamento della PdC	$P_{max,HP,H}$	kW	-	189,4
Potenzialità massima di riscaldamento delle caldaie	$P_{max,boil}$	kW	600	
Rendimento delle caldaie	$\eta_{boil}$	-	1,015	
Performance della PdC in modalità riscaldamento	$COP_{HP}$	-	-	2,52

Potenzialità massima di raffrescamento dell'impianto	$P_{max,C}$	kW	422	397,1
Potenzialità massima di raffrescamento della PdC	$P_{max,HP,C}$	kW	-	186,1
Potenzialità massima di raffrescamento dei refrigeratori	$P_{max,RF}$	kW	422	211
Performance della PdC in modalità raffrescamento	$EER_{HP}$	-	-	2,83
Performance dei refrigeratori	$EER_{RF}$	-	-	3,13
Potere calorifico inferiore del gas naturale	$PCI$	kJ/Smc	-	35318
Frazione convettiva degli apporti di riscaldamento dell'impianto	$f_{c,HC}$	-	-	0,5
Frazione convettiva degli apporti di raffrescamento dell'impianto	$f_{c,HC}$	-	-	0,8
Massimo incremento di potenza dell'impianto nel time-step della simulazione	$dP_{up}$	kW	-	6
Massimo incremento di fabbisogno per riscaldamento nel time-step della simulazione	$dQ_{up,H}$	kW	-	5,086
Massimo incremento di fabbisogno per raffrescamento nel time- step della simulazione	$dQ_{up,C}$	kW	-	5,344

I profili di temperatura interna di setpoint sono stati determinati in modo da adeguarsi più possibile alla realtà.

Nella stagione di raffrescamento il setpoint è stato impostato pari a 24°C 24h/24 come avviene nella realtà, mentre nella stagione di riscaldamento è stato scelto di impostare

diversi setpoint tra il giorno e la notte e tra i giorni infrasettimanali e del weekend, per tenere conto delle porzioni di edificio non riscaldate.

**Tabella 43.** Profili di temperatura interna di setpoint nella stagione di riscaldamento.

Temperatura [°C]	Orario	Giorni
21	00:00 – 4:00	Lunedì - venerdì
22	5:00 – 20:00	
21	21:00 – 00:00	
21	00:00 – 24:00	Sabato – domenica - festivi

**Tabella 44.** Profili di temperatura interna di setpoint nella stagione di raffrescamento.

Temperatura di setpoint [°C]	Orario	Giorni
24	00:00 – 24:00	Lunedì - domenica

#### 4.4.2 Confronto tra risultati del modello e dati reali

Nelle seguenti tabelle sono illustrati i valori di consumo di elettricità e gas durante le due stagioni di riscaldamento e raffrescamento dell'anno 2019, ottenuti tramite il modello ex-ante. Questi sono stati confrontati costantemente con i dati reali durante la calibrazione del modello, per ottenere valori più possibile simili.

Le data del 1° ottobre e del 30 aprile sono state impostate come inizio e fine della stagione di riscaldamento: infatti nei primi 15 giorni di ottobre e negli ultimi 15 di aprile l'impianto viene acceso in caso di necessità. Come si può notare i risultati di questi due mesi sono proprio quelli caratterizzati da più scostamento rispetto alla realtà, sicuramente perché caratterizzati da temperature intermedie.

Considerazioni del tutto analoghe possono essere fatte per i mesi di giugno e settembre per quanto riguarda i consumi nella stagione di raffrescamento.

**Tabella 45.** Confronto tra consumi mensili di gas [Smc] reali per solo riscaldamento e calcolati dal modello ex-ante dell'anno 2019.

Mese	Reali	Da modello Simulink	Errore
Gennaio	10'202	10'772	6%
Febbraio	7'456	7'532	1%
Marzo	4'375	4'348	-1%
Aprile	1'493	3618	142%
Maggio	0	0	-
Giugno	0	0	-
Luglio	0	0	-
Agosto	0	0	-
Settembre	0	0	-
Ottobre	2'775	1'967	-29%
Novembre	5'824	6'776	16%
Dicembre	9'113	8'826	-3%
<b>Totale anno</b>	<b>41'239</b>	<b>43'837</b>	<b>6%</b>

**Tabella 46.** Confronto tra consumi mensili di energia elettrica [kWh] reali per solo raffrescamento e calcolati dal modello ex-ante dell'anno 2019.

Mese	Reali	Da modello Simulink	Errore
Gennaio	0	0	-
Febbraio	0	0	-
Marzo	0	0	-
Aprile	0	0	-
Maggio	0	0	-
Giugno	2'345	6'315	+169%
Luglio	12'947	12'172	-6%
Agosto	9'469	8'618	-9%
Settembre	4'239	1'362	-68%
Ottobre	0	0	-
Novembre	0	0	-
Dicembre	0	0	-
<b>Totale anno</b>	<b>29'001</b>	<b>28'467</b>	<b>-2%</b>

Sia per quanto riguarda i consumi di gas sia per quanto riguarda i consumi di energia elettrica, nonostante per i singoli mesi l'errore raggiunge anche valori molto elevati (per esempio +169% per il mese di aprile), nell'intero anno l'errore rimane molto contenuto. L'errore percentuale è stato calcolato come:

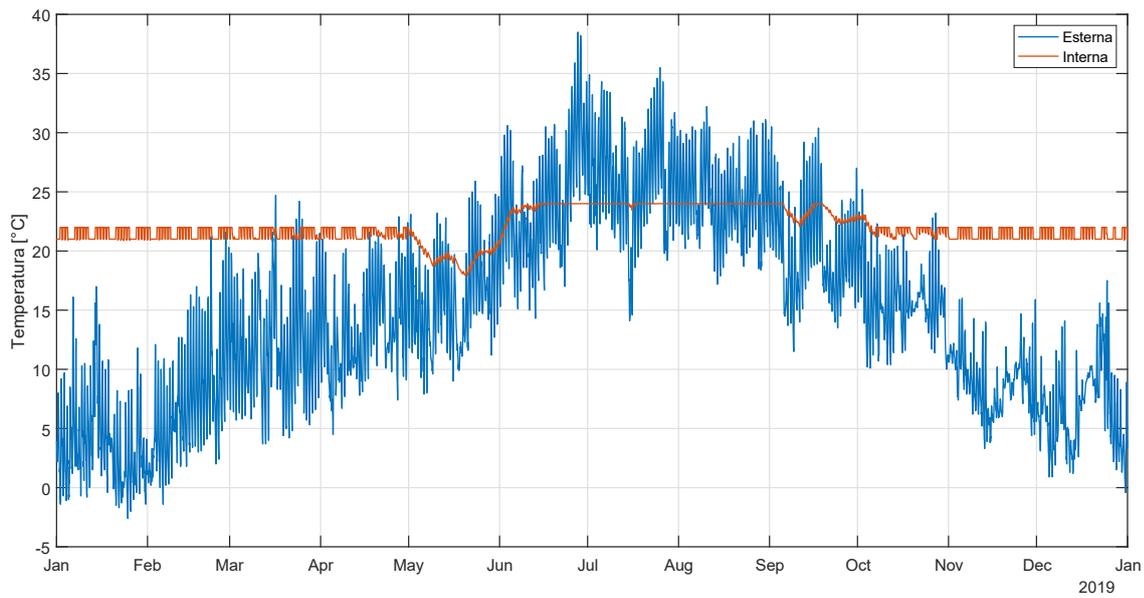
$$Err\% = \frac{consumi_{modello} - consumi_{reali}}{consumi_{reali}} \cdot 100$$

In modo da ottenere l'errore dei calcoli effettuato da Simulink rispetto ai consumi reali.

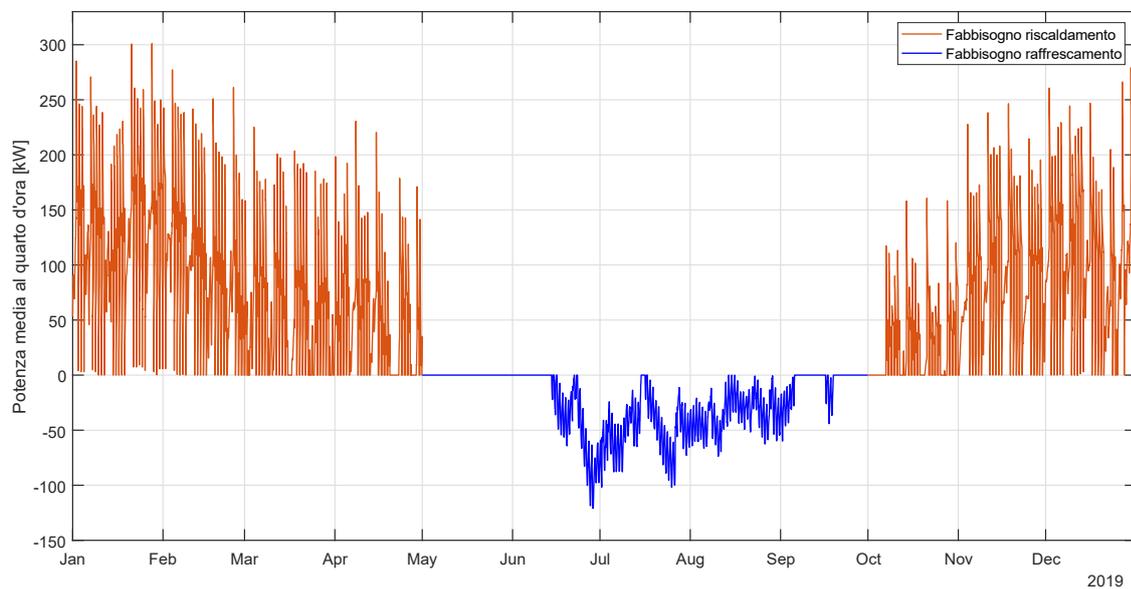
## 4.5 Risultati del modello

Nelle immagini seguenti sono rappresentati i risultati più significativi ottenuti dal modello Simulink.

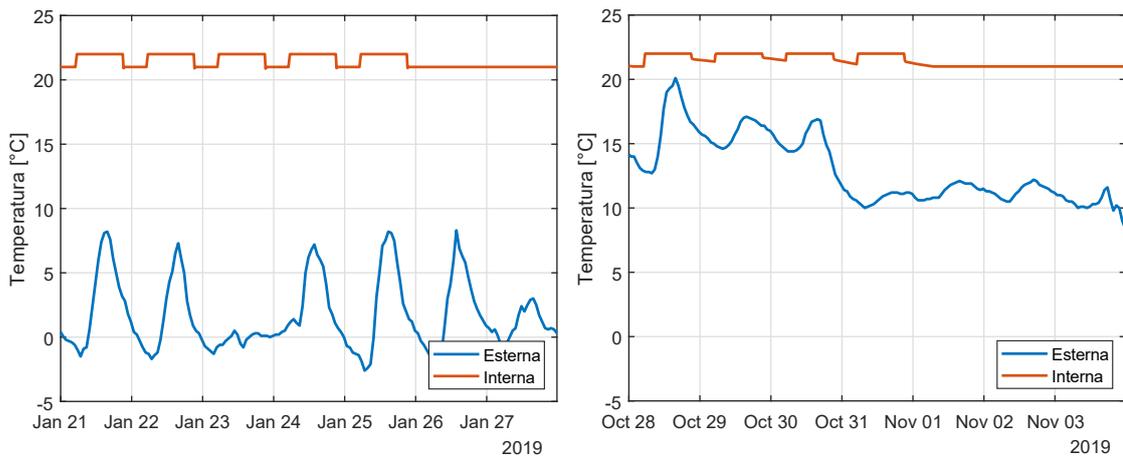
I profili di temperatura interna e fabbisogno sono esattamente uguali tra la configurazione ex-ante ed ex-post del modello, ciò che cambia è la modalità in cui il fabbisogno viene soddisfatto e il setpoint rispettato: nella **Figura 97**, nella **Figura 98** e nella **Figura 100** vengono rappresentate proprio le due diverse modalità in cui viene coperta la domanda dell'utenza in alcune settimane caratteristiche delle stagioni di riscaldamento e raffrescamento.



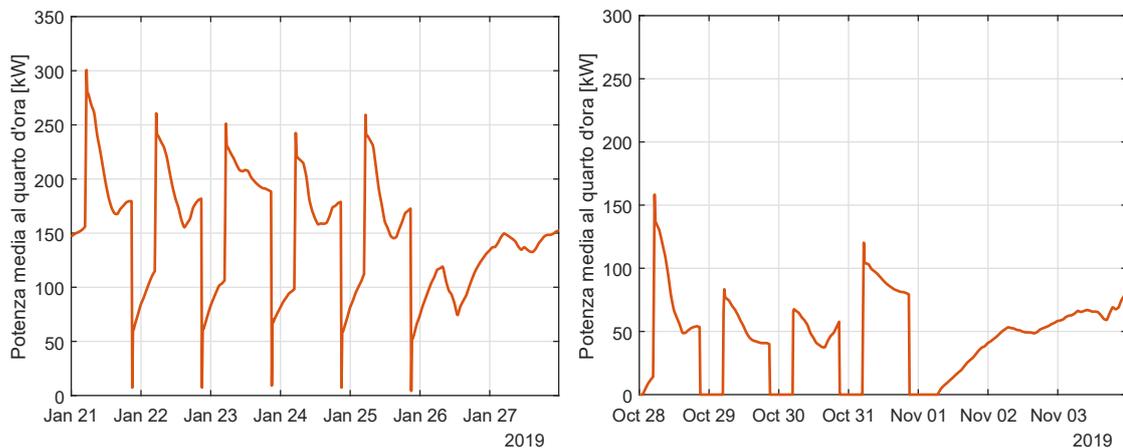
**Figura 93.** Risultati del modello Simulink: profili di temperatura esterna e interna dell'anno 2019.



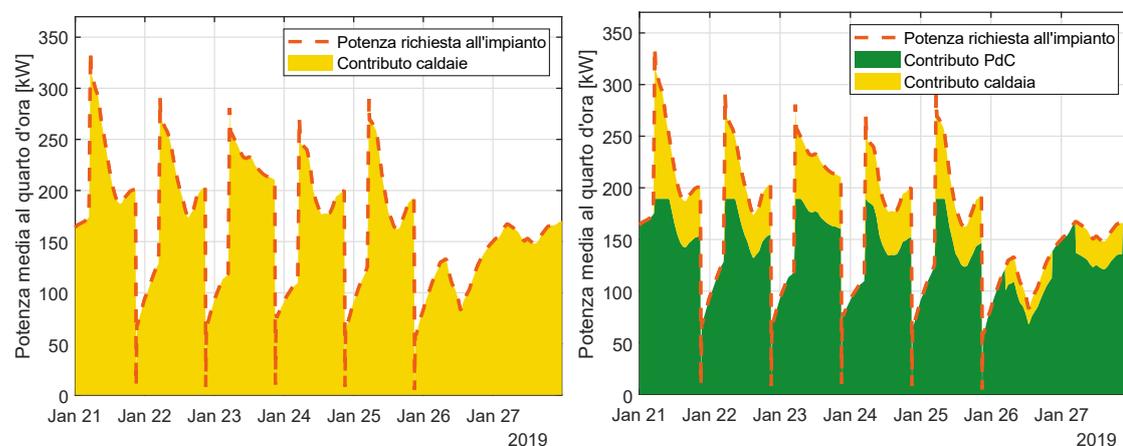
**Figura 94.** Risultati del modello Simulink: profilo quartorario del fabbisogno energetico dell'edificio per l'anno 2019.



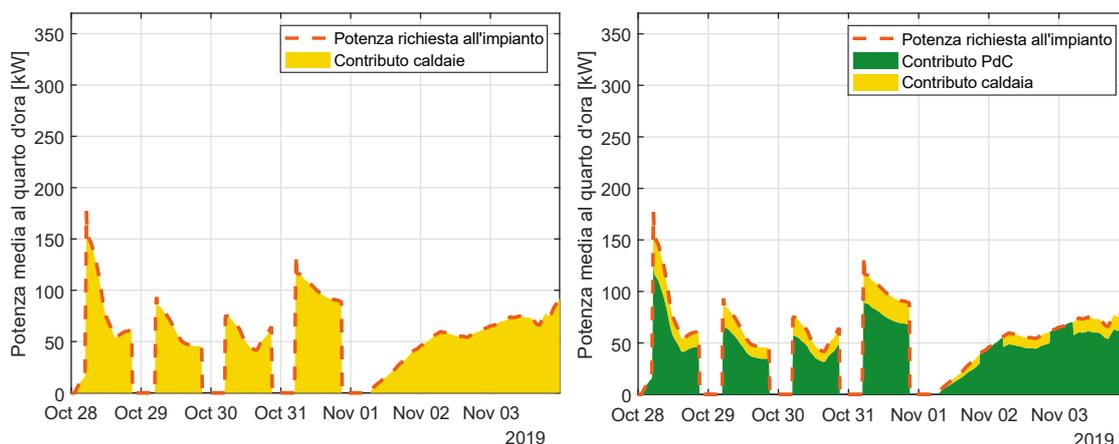
**Figura 95.** Risultati del modello Simulink: profili quortorari di temperatura interna ed esterna in due settimane della stagione di riscaldamento dell'anno 2019.



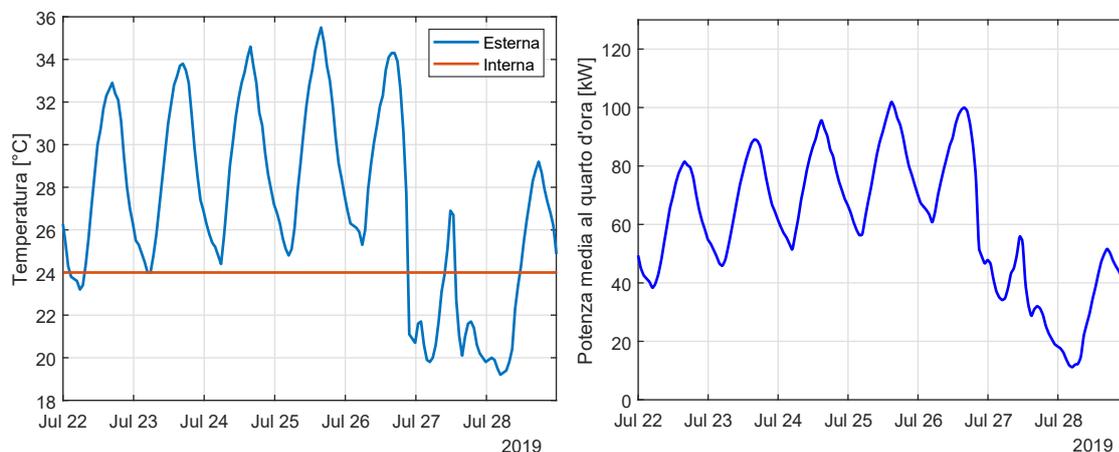
**Figura 96.** Risultati del modello Simulink: fabbisogno energetico quortorario in due settimane della stagione di riscaldamento dell'anno 2019.



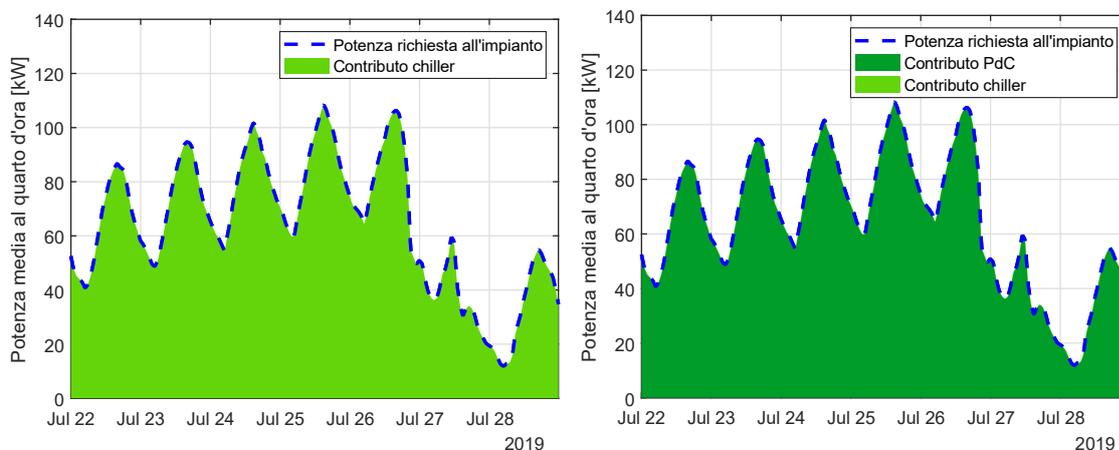
**Figura 97.** Risultati del modello Simulink: confronto tra il funzionamento dell'impianto ex-ante ed ex-post nella settimana 21-27 gennaio 2019.



**Figura 98.** Risultati del modello Simulink: confronto tra il funzionamento dell'impianto ex-ante ed ex-post nella settimana 28 ottobre - 3 novembre 2019.



**Figura 99.** Risultati del modello Simulink: profili quartorari di temperatura interna ed esterna (a sinistra) e di fabbisogno energetico (a destra) nella settimana 22 – 28 luglio 2019.



**Figura 100.** Risultati del modello Simulink: confronto tra il funzionamento dell'impianto ex-ante ed ex-post nella settimana 22-28 luglio 2019.

Dalla seguente tabella si può evincere come tra la configurazione di impianto ex-ante ed ex-post i consumi di gas si siano ridotti mediamente dell'80% ogni mese: questo ha del tutto senso poiché la quota di fabbisogno coperta dai pavimenti radianti, e quindi dalla pompa di calore, è circa del 76% nei giorni feriali escluso il sabato e circa l'81% nei giorni festivi più il sabato.

**Tabella 47.** Confronto tra i consumi di gas [Smc] calcolati dal modello Simulink nella configurazione ex-ante ed ex-post.

Mese	Da modello ex-ante	Da modello ex-post	Variazione
Gennaio	10'772	2'004	-81%
Febbraio	7'532	1'404	-81%
Marzo	4'348	925	-79%
Aprile	3'618	776	-79%
Maggio	0	0	-
Giugno	0	0	-
Luglio	0	0	-
Agosto	0	0	-
Settembre	0	0	-
Ottobre	1'967	463	-76%
Novembre	6'776	1'330	-80%
Dicembre	8'826	1'650	-81%
<b>Totale anno</b>	<b>43'837</b>	<b>8'552</b>	<b>-80%</b>

La cosa più importante che emerge dalla tabella sottostante è che per l'intera stagione di raffrescamento ha funzionato esclusivamente la pompa di calore: anche se non è stato effettuato il monitoraggio dell'impianto durante l'estate 2020, è noto che il chiller non è mai entrato in funzione, quindi questa circostanza è confermata nella realtà.

**Tabella 48.** Consumi mensili di energia elettrica [kWh] di PdC e chiller calcolati tramite il modello Simulink in configurazione ex-post.

Mese	Pompa di calore	Chiller
Gennaio	34'645	-
Febbraio	24'212	-
Marzo	13'525	-
Aprile	11'230	-
Maggio	0	0
Giugno	6'985	0
Luglio	13'463	0
Agosto	9'531	0
Settembre	1'506	0
Ottobre	5'942	-
Novembre	21'517	-
Dicembre	28'355	-
<b>Totale anno</b>	<b>170'912</b>	<b>0</b>

Nella tabella successiva viene mostrato che la PdC consuma l'11% in più di energia elettrica per coprire la domanda di raffrescamento rispetto al chiller: questo è semplicemente spiegato dal fatto che l'EER del chiller è maggiore di quello della PdC proprio dell'10.6%.

**Tabella 49.** Confronto tra i consumi di energia elettrica [kWh] per raffrescamento calcolati tramite il modello Simulink in configurazione ex-ante ed ex-post.

Mese	Da modello ex-ante	Da modello ex-post	Variazione
Gennaio	-	-	-
Febbraio	-	-	-
Marzo	-	-	-
Aprile	-	-	-
Maggio	0	0	+0%
Giugno	6'315	6'985	+11%
Luglio	12'172	13'463	+11%
Agosto	8'618	9'531	+11%

Settembre	1'362	1'506	+11%
Ottobre	-	-	-
Novembre	-	-	-
Dicembre	-	-	-
<b>Totale anno</b>	<b>28'467</b>	<b>31'485</b>	<b>+11%</b>

Infine le ultime e successive due tabelle analizzano il comportamento dell'impianto nella configurazione ex-post considerando 4 diversi scenari per ognuna delle due stagioni termiche: regime di funzionamento della pdc compreso tra 0 e 40% della potenza nominale, tra 40 e 80%, tra 80 e 100% e regime completo tra 0 e 100%.

Gli aspetti che si vogliono evidenziare tramite le suddette tabelle sono la percentuale di ricorrenza dei diversi scenari con la relativa potenza media di esercizio della PdC e la percentuale di copertura del fabbisogno da parte della PdC.

Per ciò che concerne la stagione di riscaldamento risulta che la PdC copre l'80% della richiesta dell'utenza e che per la maggior parte del tempo (55%) lavora in basso regime con una potenza media di 28,1 kWt, pari a circa il 15% della potenza di targa. Soltanto per il 7% del tempo lavora in alto regime, con una potenza media di 171.5 kWt, pari a circa al 90% della potenza di targa.

Considerando l'ultimo scenario (0-100%) la potenza media di esercizio è pari all'incirca al 36% del valore nominale, a conferma che la PdC lavora principalmente in basso regime.

**Tabella 50.** Analisi degli scenari di funzionamento della configurazione d'impianto ex-post modellizzato in Simulink: stagione di riscaldamento.

<b>SCENARI: range della potenza nominale della pompa di calore</b>	<b>Basso regime 0 - 40 %</b>	<b>Medio regime 40 - 80%</b>	<b>Alto regime 80 - 100 %</b>	<b>Totale 0 - 100 %</b>
Fabbisogno energetico immobile [MWh/a]	85,4	232,8	72,5	390,7
Fabbisogno energetico immobile + perdite distribuzione ed emissione [MWh/a]	95,4	260,1	81,0	436,5

Utilizzo impianto senza PdC [%]	0%	0%	0%	0%
<b>Ricorrenza scenario [%]</b>	<b>55%</b>	<b>38%</b>	<b>7%</b>	<b>100%</b>
<b>Percentuale domanda coperta da PdC [%]</b>	<b>84%</b>	<b>81%</b>	<b>76%</b>	<b>80%</b>
Energia (termica) resa dalla PdC [MWh/a]	79,9	209,7	61,8	351,4
Energia (termica) resa dal chiller [MWh/a]	-	-	-	-
Energia (termica) resa dalla caldaia [MWh]	15,5	50,4	19,3	85,3
Consumo gas [MWh/a]	15,3	49,7	19,0	84,0
Consumo elettricità PdC [MWh/a]	31,7	83,2	24,5	139,4
Consumo elettricità chiller [MWh/a]	-	-	-	-
<b>Potenza media di esercizio della PdC [kWt]</b>	<b>28,5</b>	<b>108,8</b>	<b>171,5</b>	<b>69,1</b>

Per quanto concerne la stagione di raffrescamento risulta che la pompa di calore copre totalmente il fabbisogno (come detto in precedenza il chiller non interviene mai) e che per la stragrande maggioranza del tempo (93,4%) lavora in basso regime con una potenza media di esercizio di 19,4 kWt, pari a circa il 10% del valore di targa. Per il tempo restante lavora in medio regime con una potenza pari all'incirca al 50% del valore nominale: ciò significa che lo scenario di alto regime non si verifica mai.

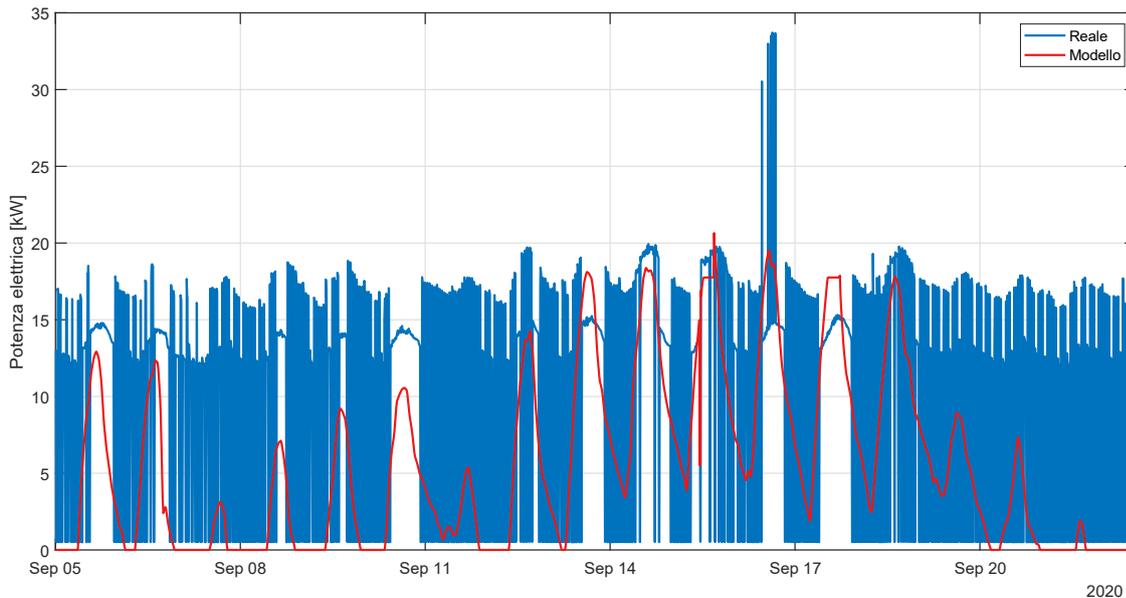
Considerando l'ultimo scenario (0-100%) la potenza media di esercizio è pari all'incirca al 13% del valore nominale, a conferma che la PdC lavora quasi esclusivamente in basso regime.

**Tabella 51.** Analisi degli scenari di funzionamento della configurazione d'impianto ex-post modellizzato in Simulink: stagione di raffrescamento.

<b>SCENARI: range della potenza nominale della pompa di calore</b>	<b>Basso regime 0 - 40 %</b>	<b>Medio regime 40 - 80%</b>	<b>Alto regime 80 - 100 %</b>	<b>Totale 0 – 100 %</b>
Fabbisogno energetico immobile [MWh/a]	63,1	20,7	0	83,8
Fabbisogno energetico immobile + perdite distribuzione ed emissione [MWh/a]	70,5	23,1	0	93,6
Utilizzo impianto senza PdC [%]	0%	0%	0%	0%
Ricorrenza scenario [%]	93,4%	6,6%	0%	100%
Percentuale domanda coperta da PdC [%]	100%	100%	0%	100%
Energia (termica) resa dalla PdC [MWh/a]	70,5	23,1	0	93,6
Energia (termica) resa dal chiller [MWh/a]	0	0	0	0
Energia (termica) resa dalla caldaia [MWh]	-	-	-	-
Consumo gas [MWh/a]	-	-	-	-
Consumo elettricità PdC [MWh/a]	23,7	7,8	0	31,5
Consumo elettricità chiller [MWh/a]	0	0	0	0.0
Potenza media di esercizio della PdC [kWt]	19,6	90,9	-	24,3

## 4.6 Monitoraggio estivo

Il monitoraggio effettuato nel mese di settembre per valutare il comportamento termico dell'edificio e il funzionamento dell'impianto in condizioni standard e in particolari circostanze è stato riprodotto tramite il modello Simulink.

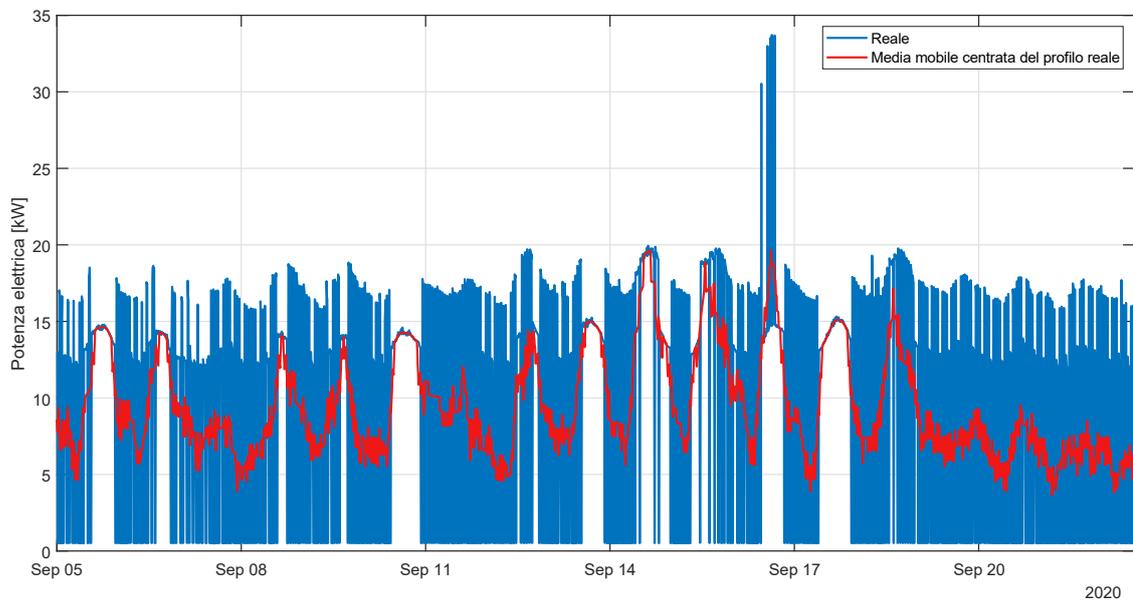


**Figura 101.** Potenza elettrica assorbita dalla PdC reale e calcolata tramite il modello Simulink tra il 5 e il 22 settembre 2020.

Come si può notare i risultati elaborati dal modello sono molto diversi dai risultati reali: ovviamente il modello non può riprodurre il funzionamento reale a picchi della pompa di calore, provocato dalle caratteristiche dei compressori. Il modello calcola i consumi in maniera abbastanza proporzionale rispetto alla temperatura esterna, quando questa è maggiore di circa 24/25 °C.

Per poter effettuare un confronto più accurato tra i risultati del modello e i dati reali, è stata calcolata la media mobile centrata del profilo di assorbimento reale della pompa di calore: più in particolare, ogni valore del profilo risultante è stato calcolato come la media di tutti i valori compresi tra le 9 misurazioni precedenti e le 9 successive del profilo reale. Tale calcolo è stato ripetuto per ogni istante in cui è stata registrata la misurazione e il numero di step è stato scelto in modo da eliminare i punti ad assorbimento nullo

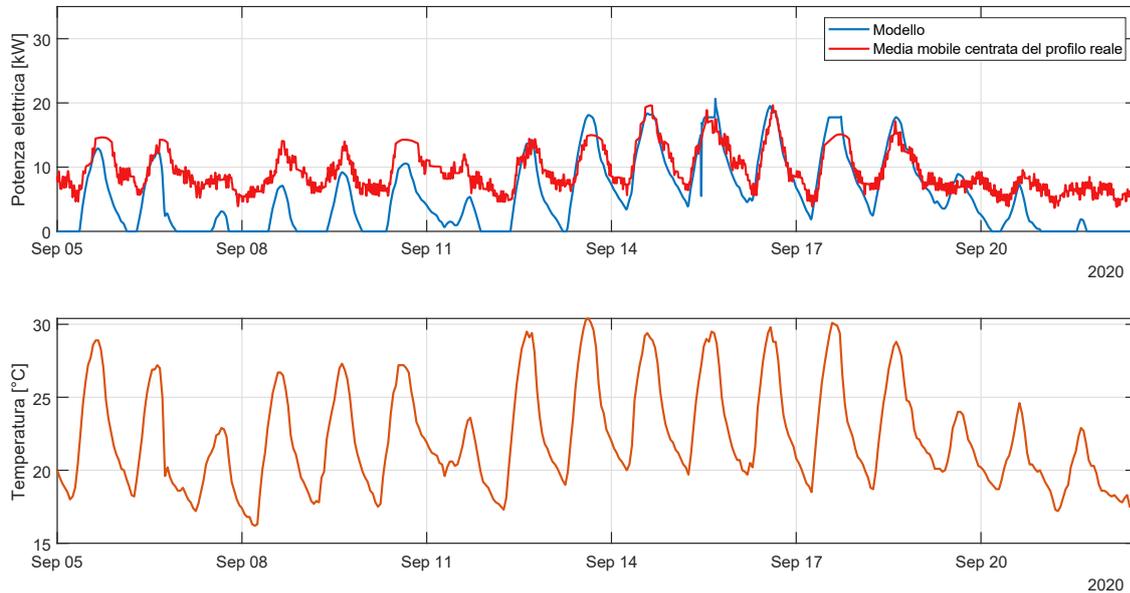
(cioè di circa 500 W): in questo modo ogni valore risultante corrisponde al valore medio di un arco temporale di circa un'ora e mezza, più precisamente dei 45 min prima e dopo l'istante corrente.



**Figura 102.** Profilo della potenza elettrica reale assorbita dalla pompa di calore tra il 5 e il 22 settembre 2020 e corrispondente media mobile centrata.

Mentre il profilo reale di assorbimento elettrico e quello calcolato dal modello sembrano completamente diversi, la media mobile del profilo reale e il profilo calcolato dal modello sono molto simili.

Nelle giornate comprese tra il 13 e il 18 settembre i due profili praticamente si sovrappongono, mentre nelle restanti giornate sembrerebbe che il modello sottostimi il fabbisogno per raffrescamento, anche se l'andamento qualitativo viene rispettato. Questa discordanza, che si verifica nelle giornate meno calde e più vicine alla media stagione, potrebbe essere provocata dall'accensione 24h/24 delle UTA: infatti nell'edificio si sta attuando ricambio d'aria costante a causa della pandemia da Covid-19 e probabilmente l'aria viene trattata anche quando teoricamente non ci sarebbe bisogno di raffrescare l'ambiente, per esempio di notte, essendo la temperatura esterna sempre abbastanza bassa, oppure viene trattata una portata d'aria maggiore del necessario in condizioni normali.

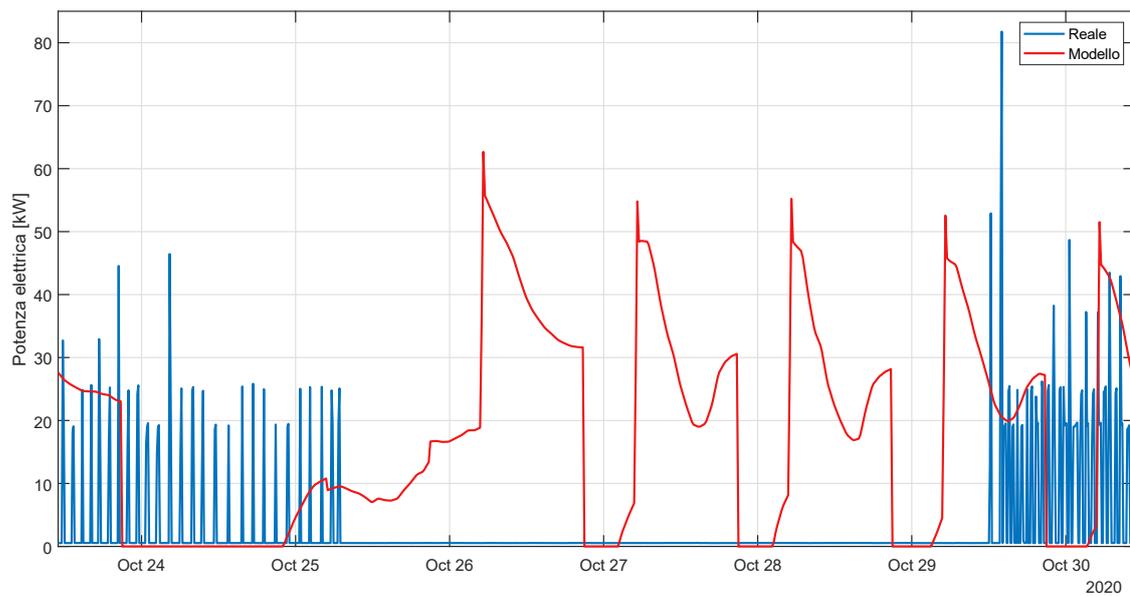


**Figura 103.** In alto confronto tra il profilo di assorbimento elettrico della PdC calcolato dal modello e ricavato tramite la media mobile centrata del reale, in basso temperatura esterna tra il 5 e il 22 settembre 2020.

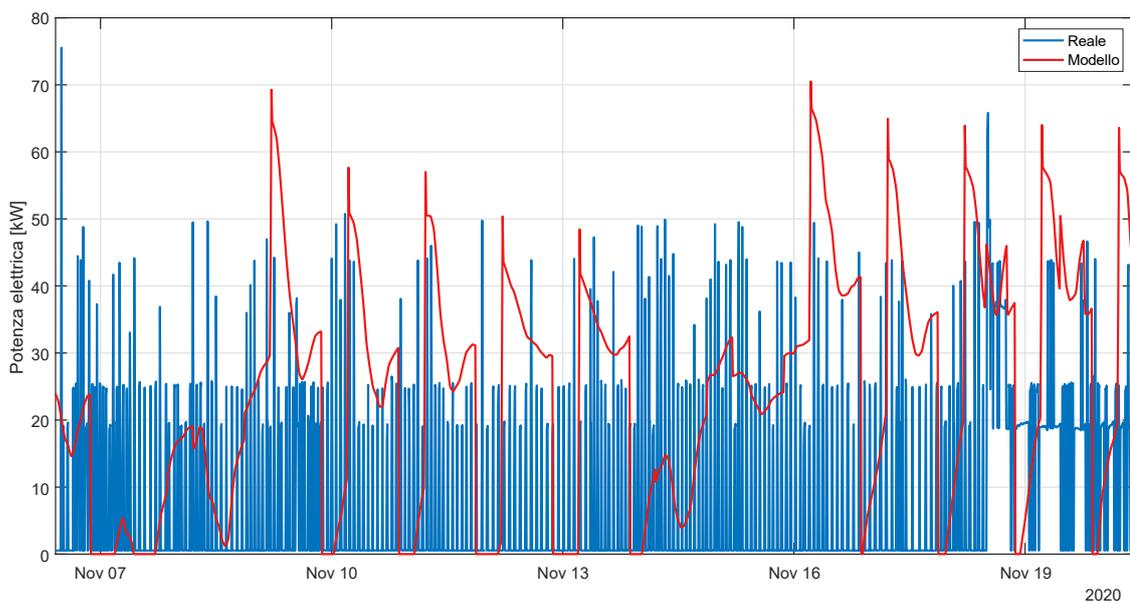
## 4.7 Monitoraggio invernale

Come avvenuto per il mese di settembre, il monitoraggio effettuato nei mesi di ottobre e novembre per valutare il comportamento termico dell'edificio e il funzionamento dell'impianto in condizioni standard e in particolari circostanze è stato riprodotto tramite il modello Simulink.

La metodologia utilizzata per le presenti analisi è la stessa che è stata utilizzata per le analisi estive: il profilo reale di assorbimento della pompa di calore e il profilo calcolato dal modello Simulink sono totalmente diversi e non confrontabili, come è evidente dalle seguenti figure. Nelle giornate comprese tra il 25 e il 29 ottobre l'assorbimento reale della PdC risulta nullo perché si era verificata una perdita nell'impianto che ne aveva provocato lo spegnimento.



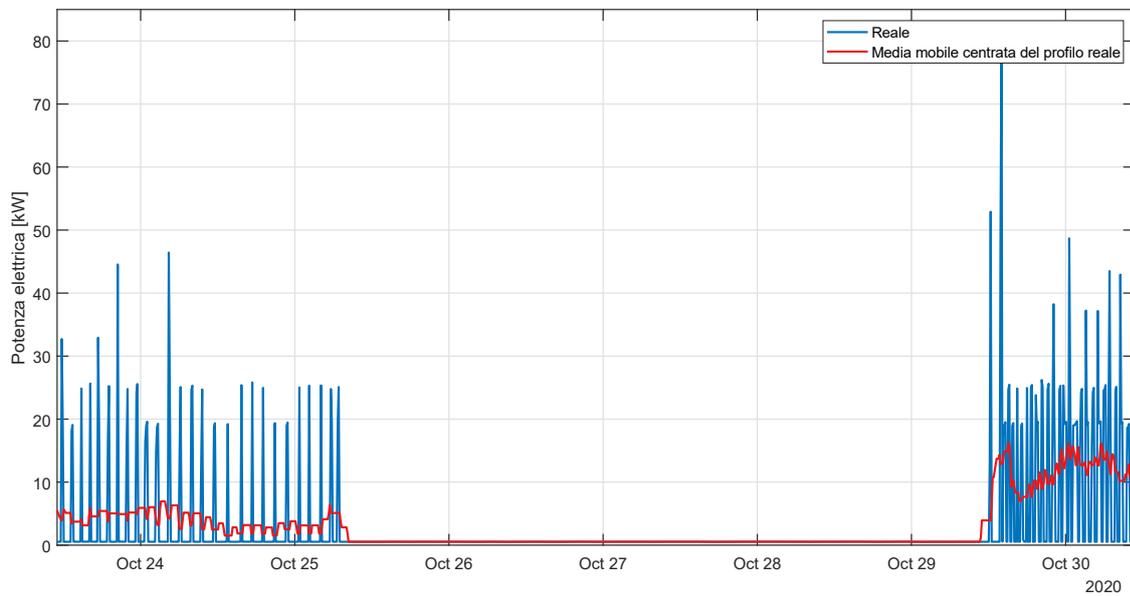
**Figura 104.** Potenza elettrica assorbita dalla PdC reale e calcolata tramite il modello Simulink tra il 23 e il 30 ottobre 2020.



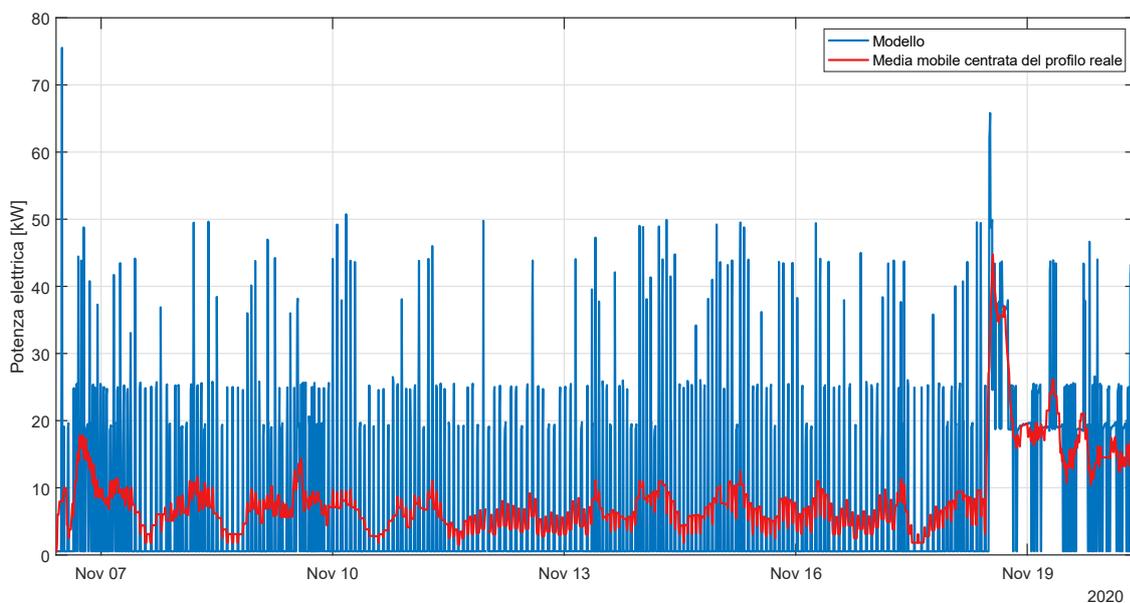
**Figura 105.** Potenza elettrica assorbita dalla PdC reale e calcolata tramite il modello Simulink tra il 6 e il 19 novembre 2020.

Pertanto, è stata calcolata la media mobile centrata del profilo di assorbimento reale della pompa di calore e questa è stata successivamente paragonata al profilo calcolato tramite il modello Simulink. Anche in questa occasione la scelta dell'intervallo di calcolo della media mobile è stata determinata dalla necessità di eliminare i punti ad

assorbimento nullo: è stato possibile ciò calcolando per ogni valore del profilo reale la corrispondente media di tutti i valori compresi tra le 9 misurazioni precedenti e le 9 successive, esattamente come per il caso di settembre.

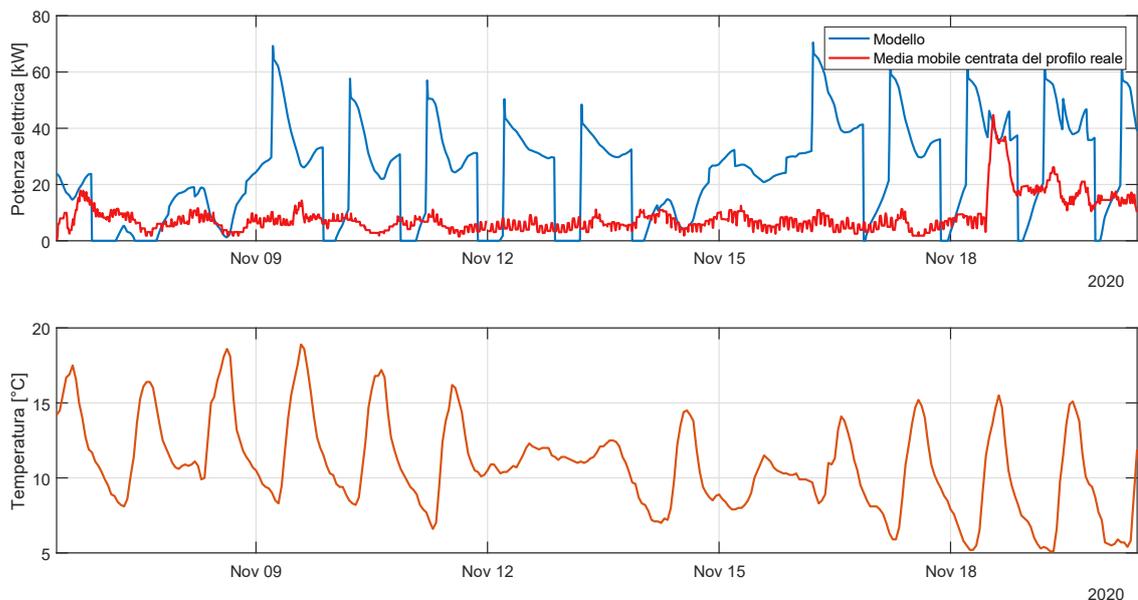


**Figura 106.** Profilo della potenza elettrica reale assorbita dalla pompa di calore tra il 23 e il 30 ottobre 2020 e corrispondente media mobile centrata.



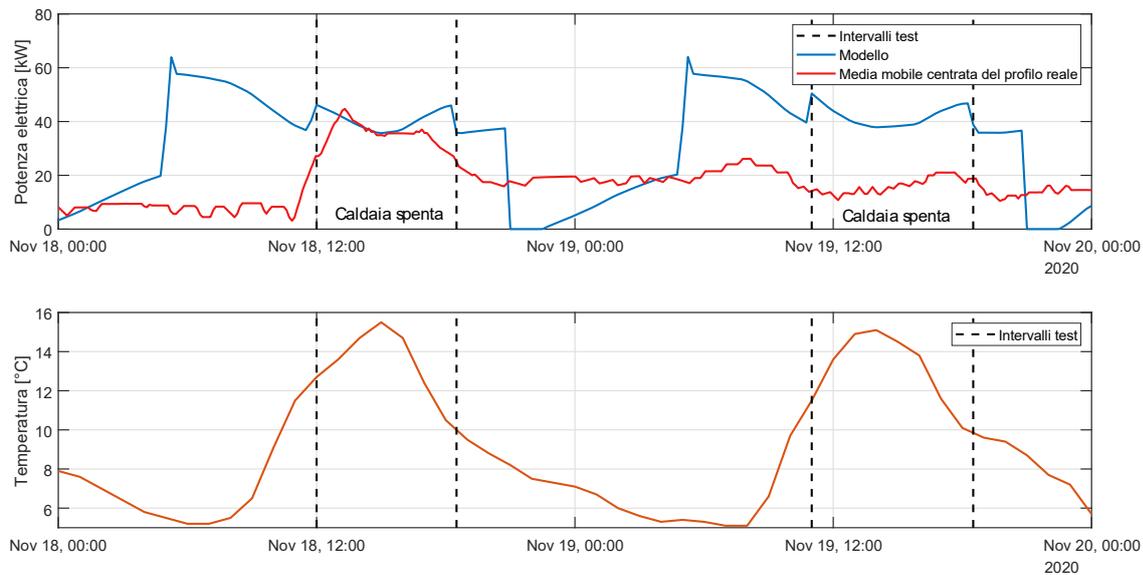
**Figura 107.** Profilo della potenza elettrica reale assorbita dalla pompa di calore tra il 6 e il 19 novembre 2020 e corrispondente media mobile centrata.

Tuttavia, paragonando il profilo a media mobile con quello calcolato dal modello è evidente che nella realtà la PdC lavora molto meno da quanto ipotizzato teoricamente. Il fatto che la PdC lavora poco è in realtà evidente a prescindere e le ipotetiche motivazioni sono state illustrate nei precedenti capitoli.



**Figura 108.** In alto confronto tra il profilo di assorbimento elettrico della PdC calcolato dal modello e ricavato tramite la media mobile centrata del reale tra il 6 e il 19 novembre 2020, in basso temperatura esterna.

Confrontando più nel dettaglio i profili delle giornate in cui è stato effettuato il test di spegnere la caldaia e mantenere accesa solo la PdC (il 18 novembre dalle 12:00 alle 18:30 e il 19 novembre dalle 11:00 alle 18:30), sembrerebbe che il 18 novembre le due curve quasi si sovrappongano durante il test, mentre nella giornata seguente si nota che nella realtà la PdC ha lavorato molto meno rispetto a quanto simulato dal modello, anche se l'andamento qualitativo viene rispettato.



**Figura 109.** Test del 18 e 19 novembre 2020: In alto confronto tra il profilo di assorbimento elettrico della PdC calcolato dal modello e ricavato tramite la media mobile centrata del reale, in basso temperatura esterna.

Le spiegazioni potrebbero essere due. La prima riguarda ancora il vincolo della presenza della dorsale dell'ACS sulla mandata: la caldaia lavora per far sì che la temperatura di accumulo dell'ACS rimanga alta abbastanza (circa 60°C) da evitare la formazione della legionella, quindi la sua accensione non è sempre dovuta alla necessità di riscaldamento dell'edificio e avviene in momenti poco prevedibili. Potrebbe essere che il 18 novembre la PdC abbia lavorato di più perché la temperatura dell'acqua dell'impianto era più bassa siccome non c'era stato fabbisogno di ACS precedentemente (la caldaia era rimasta spenta); mentre il giorno seguente potrebbe essere accaduto l'esatto contrario e quindi potrebbe essere che la PdC abbia dovuto fornire un apporto minore.

La seconda motivazione potrebbe riguardare l'assenza dell'accumulo inerziale nel modello Simulink: nella realtà la sua presenza potrebbe aver smorzato i picchi presenti nel profilo simulato.

## 4.8 Integrazione con il DSS PLANET

Come ultimo step del presente lavoro sono state apportate delle piccole modifiche al modello Simulink dell'edificio pilota di PLANET in modo che questo si possa integrare con il modello VES (Virtual Energy Storage) e con lo strumento di supporto alle decisioni (Decision Support System - DSS) sviluppati nell'ambito dello stesso progetto europeo.

Con il termine VES si intende l'accumulo "virtuale" di energia termica nelle strutture edili degli edifici e nell'aria interna, grazie alla loro capacità termica, nei momenti in cui vi è una sovrapproduzione di energia da RES. Infatti, le esigenze di riscaldamento/raffreddamento di un edificio offrono un certo grado di flessibilità in quanto la risposta termica degli edifici non è immediata per effetto della loro inerzia termica. Nei casi di sfruttamento della flessibilità, la temperatura interna di un edificio può infatti variare in un intervallo prestabilito, che viene stimato sulla base delle zone di comfort termico degli abitanti. Se gli edifici sono dotati di sistemi di riscaldamento/raffreddamento elettrici autonomi, come le pompe di calore, la flessibilità della domanda termica si riflette nella flessibilità della domanda elettrica dei dispositivi.

Lo strumento DSS è una piattaforma di simulazione di sistemi multienergetici e utilizzato per eseguire un'analisi a livello di quartiere, dal punto di vista della rete di distribuzione elettrica, al fine di cogliere i benefici della flessibilità della domanda legata al VES sia per un singolo edificio che per l'intero quartiere. Questa architettura permette di simulare la flessibilità della domanda da carichi distribuiti su piccola scala (abilitata dall'approccio VES) e di sfruttarla a livello di zona urbana per ottimizzare i flussi di energia in presenza di elevate quote di energia rinnovabile.

Più nel dettaglio, il DSS tool permette di analizzare a livello distrettuale gli scenari dei sistemi multienergetici, simulando i flussi di energia e le conversioni di energia, rese possibili grazie alle tecnologie energetiche P2X, nelle loro varie forme (elettricità, calore e gas naturale). La flessibilità offerta dalle unità di conversione e stoccaggio dell'energia (P2H, P2G, VES) viene sfruttata, in questi scenari complessi, per migliorare l'integrazione

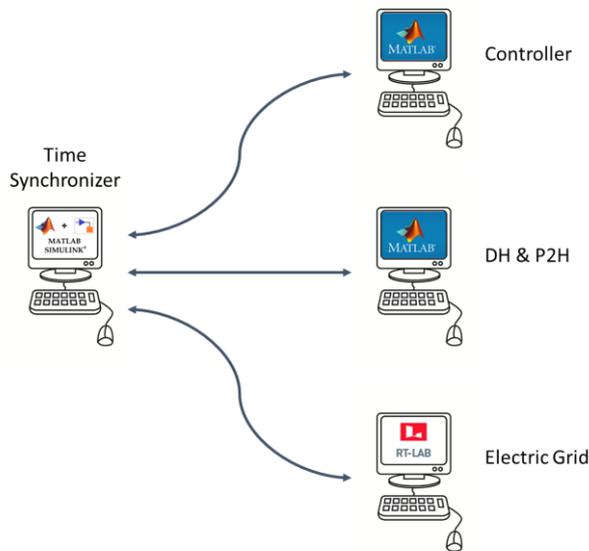
della generazione distribuita di energia rinnovabile in un quadro di coordinamento multi-vettore che coinvolge le reti di elettricità, calore e gas naturale.

I principali input del modello sono la capacità e la distribuzione degli impianti di produzione di energia rinnovabile, la domanda di energia (elettricità, calore e gas naturale) e le tecnologie di immagazzinamento e conversione dell'energia installate nello scenario analizzato. I risultati includono il bilancio energetico, i flussi di energia all'interno dello scenario, la quota di RES, il consumo di energia, la sovrapproduzione di RES e la flessibilità offerta dalle tecnologie di conversione e stoccaggio dell'energia.

Lo strumento PLANET DSS è composto fondamentalmente da quattro diversi moduli:

- L'interfaccia utente web (UI) e il modulo di orchestrazione: IDOC (Integrated Decision Support System and Orchestration Cockpit);
- I modelli di conversione dell'energia e di immagazzinamento degli asset (P2G, P2H e VES), sviluppati in ambiente Matlab;
- Il modulo di ottimizzazione del sistema (modulo di controllo): SCCE (District-Level Storage/Conversion Coordination Engine), anch'esso sviluppato in ambiente Matlab;
- Il modulo di simulazione della rete elettrica, sviluppato nel software RT-Lab di OPAL-RT Technologies che simula la dinamica della rete elettrica.

Lo strumento è sviluppato su una piattaforma web con la quale l'utente può interagire per eseguire simulazioni a distanza. I diversi moduli sono installati in diverse macchine remote, la cui comunicazione e sincronizzazione è condotta tramite una co-simulazione in tempo reale. Questa struttura di co-simulazione rende il PLANET DSS molto mantenibile e flessibile, poiché ogni modulo può essere facilmente sostituito o modificato in modo plug and play. L'approccio di co-simulazione permette intrinsecamente di simulare sia la dinamica del sistema di alimentazione e dei dispositivi sia le reti di comunicazione come in un vero sistema di smart grid.



**Figura 110.** Struttura del DSS Planet.

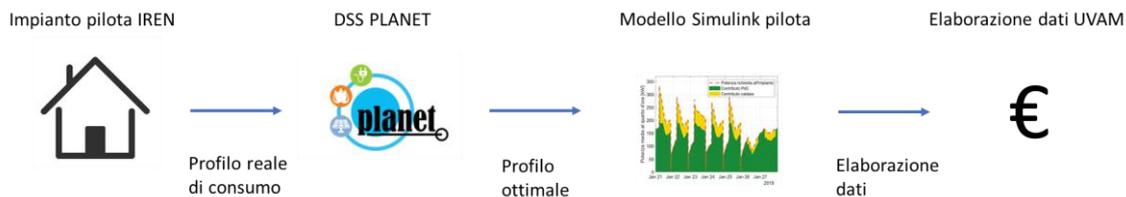
L'utente interagisce con il DSS attraverso la parte di interfaccia utente (UI) del modulo IDOC (front-end IDOC) con la quale può definire i parametri dello scenario (ad esempio, i parametri di rete, la domanda e la generazione di energia così come la connessione di rete delle tecnologie di conversione e di immagazzinamento dell'energia). Le funzioni di back-end di IDOC inviano i parametri dello scenario di inizializzazione definiti dall'utente ai diversi moduli e, al termine della simulazione, recuperano e analizzano i risultati. L'analisi dei risultati si basa su una serie di KPI ed è seguita dalla pubblicazione e visualizzazione dei risultati attraverso l'interfaccia utente. Lo scenario, configurato attraverso l'IU, può essere simulato per diversi orizzonti temporali (ad esempio, un giorno, un mese, un anno, ecc.) e con diverse discretizzazioni temporali (15 min, 1 h). L'IDOC, tramite il Time Synchronizer (TimeSync) sviluppato in ambiente MATLAB/Simulink, ha anche il compito di coordinare e sincronizzare i flussi di informazioni tra gli altri moduli durante la simulazione.

Il modulo degli asset calcola la risposta energetica sulla base dello stato degli asset stessi e dei parametri operativi definiti dall'utente e, inoltre, calcola la flessibilità disponibile, definita come la disponibilità a modificare il consumo elettrico.

Il modulo di simulazione della rete riceve la risposta energetica degli asset ed esegue un'analisi del flusso di potenza all'interno della rete analizzata.

Infine, il controllore SCCE riceve i consumi energetici e le generazioni dalla componente di simulazione della rete e, in base alla flessibilità offerta dagli asset, definisce i set-point di funzionamento ottimale degli asset.

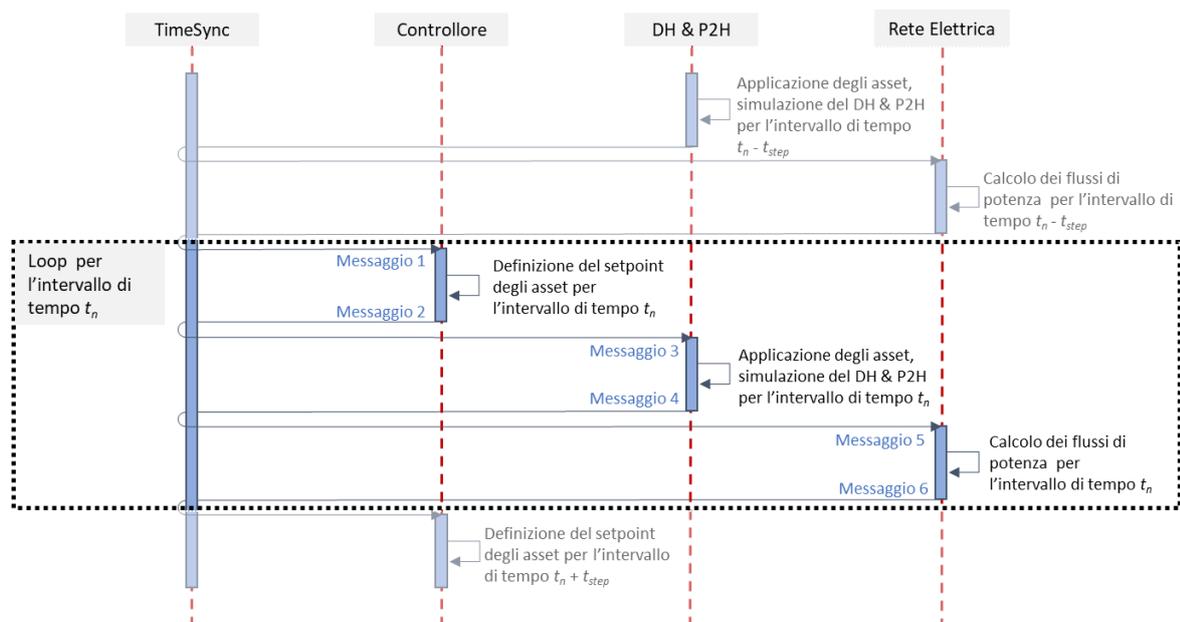
La seguente immagine mostra come il modello Matlab-Simulink del pilota sviluppato nell'ambito del presente lavoro si può integrare con il DSS Planet.



**Figura 111.** Schema di integrazione del modello Matlab-Simulink dell'edificio pilota con il DSS Planet.

### 4.8.1 Modulo Time Synchronizer

Ogni messaggio, che viene inviato tra i diversi moduli, passa attraverso il TimeSync e viene inviato al modulo ricevente al momento opportuno. Il TimeSync salva anche tutti i dati di uscita di ogni modulo per il calcolo dei risultati alla fine della simulazione.



**Figura 112.** Ciclo della co-simulazione di ogni intervallo di tempo.

Ad ogni time-step della simulazione, TimeSync invia al modulo di controllo il consumo e la generazione del nodo di rete elettrica e la flessibilità dell'asset calcolati nel time-step precedente (Messaggio 1 di Figura 5). Al termine della simulazione del modulo di controllo, TimeSync riceve il setpoint dell'asset (Messaggio 3 di Figura 5) e attiva la simulazione del modulo DH&P2H, inviando ad esso il setpoint calcolato dal modulo di controllo nel time-step corrente e lo stato di carica calcolato nel time-step precedente, più tutti gli altri parametri di configurazione e di ingresso (Messaggio 3 di Figura 5). Al termine della simulazione del modulo DH&P2H, TimeSync riceve la flessibilità degli asset P2H, il nuovo stato di carica degli storage e il consumo di potenza attiva e reattiva del P2H e, successivamente, li inoltra al modulo della Rete Elettrica (Messaggio 5 di Figura 5) insieme a tutti gli altri parametri di uscita che vengono salvati per l'analisi dei risultati. Il modulo della Rete Elettrica, in seguito alla simulazione, genera e invia al TimeSync i valori di generazione e consumo del nodo (Messaggio 6 di Figura 5), che saranno utilizzati dal modulo di Controllo per la simulazione del time-step successivo.

#### 4.8.2 Algoritmo di controllo

L'algoritmo di controllo che regola il carico degli asset P2H è stato sviluppato con il fine di ridurre gli squilibri di rete e, come conseguenza indiretta, ridurre il flusso di potenza inversa e le perdite di rete. La rete elettrica dello scenario è collegata alla rete di trasmissione attraverso 3 trasformatori da alta a media tensione. Ogni asset P2H si trova a valle di uno dei tre trasformatori. L'algoritmo di controllo considera tutti i carichi e le generazioni a valle dell'i-esimo trasformatore di alta-media tensione e regola il P2H a valle dello stesso trasformatore secondo la logica illustrata di seguito.

In primis viene quantificata la sovrapproduzione a valle del trasformatore i-esimo come:

$$surplus_i = \sum_{n=1}^{N_i} (GP_{i,n} - LP_{i,n}) - (P_{P2H,base,i})$$

Dove  $N_i$  è il numero di nodi di media tensione a valle del trasformatore i-esimo;  $GP_{i,n}$  e  $LP_{i,n}$  sono la generazione e il carico del nodo n-esimo a valle del trasformatore i-esimo e  $P_{P2H,base,i}$  è il carico elettrico del P2H a valle del trasformatore i-esimo.

Se il  $surplus_i$  è inferiore a 0 significa che la generazione rinnovabile è inferiore al consumo e quindi l'algoritmo di controllo sfrutta la flessibilità negativa del P2H per ridurre i carichi sulla rete e mitigare il suo squilibrio. Viceversa, se il  $surplus_i$  è superiore a 0, la generazione è maggiore del consumo e quindi l'algoritmo sfrutta la flessibilità positiva disponibile del P2H per aumentare il consumo di rete e ridurre il flusso di potenza inversa.

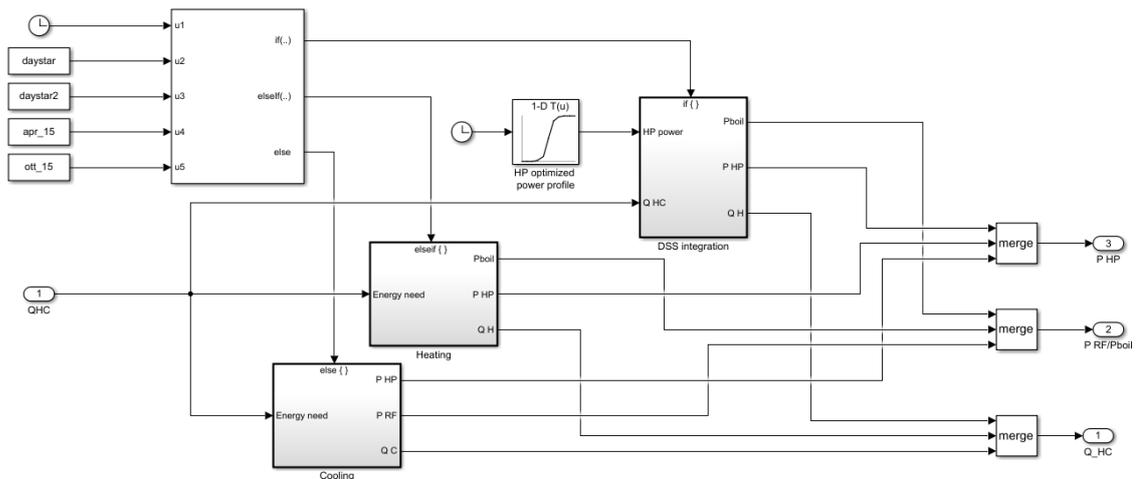
Il setpoint del P2H è definito in modo da assorbire il più possibile lo sbilanciamento senza superare i vincoli di flessibilità dell'asset stesso:

$$surplus_i = \begin{cases} P_{P2H,base,i} - P_{P2H,flex,down,i} & \text{if } surplus_i < -P_{P2H,flex,down,i} \\ surplus_i & \text{if } -P_{P2H,flex,down,i} \leq surplus_i \leq P_{P2H,flex,up,i} \\ P_{P2H,base,i} + P_{P2H,flex,up,i} & \text{if } surplus_i > P_{P2H,flex,up,i} \end{cases}$$

### 4.8.3 Modifiche del modello Simulink del pilota

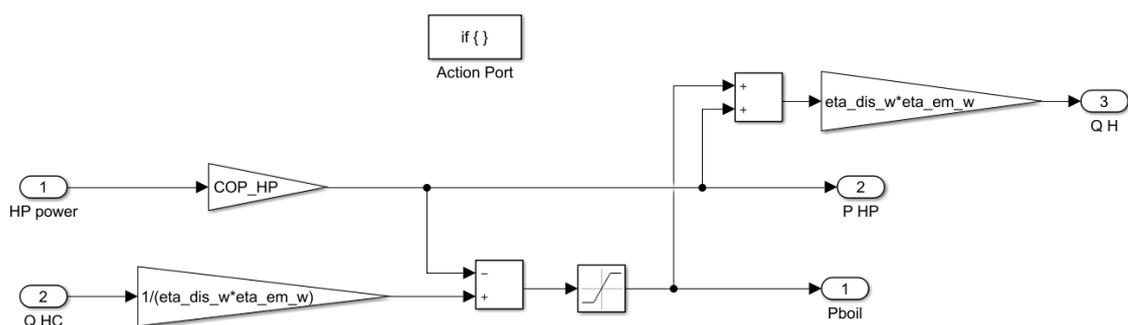
Per permettere l'integrazione con il DSS Planet, il modello dell'impianto ex-post è stato modificato in modo che il profilo di assorbimento elettrico della PdC fosse inserito dall'esterno come input e non calcolato dal modello stesso. Il profilo ottimizzato della PdC può essere giornaliero, settimanale, mensile o stagionale, in base al tipo di analisi che si vuole effettuare.

Come esempio il modello è stato modificato per l'inserimento di un profilo ottimizzato giornaliero. Il blocco if che permette di individuare se il tempo di simulazione faccia parte della stagione di riscaldamento o raffreddamento possiede ulteriori due input che rappresentano l'inizio e la fine della giornata scelta per svolgere l'analisi con il DSS (daystar).



**Figura 113.** Modello dell'impianto ex-post modificato per integrazione con il DSS.

Nel caso in cui il tempo di simulazione corrente appartenga proprio a questa giornata viene simulato il blocco "Integrazione con il DSS". Esso riceve come input il profilo ottimizzato della PdC e il fabbisogno calcolato dal blocco "Flessibilità" e fornisce in output la potenza erogata da PdC e generatore di calore: la prima è calcolata semplicemente moltiplicando per il COP il valore in ingresso del profilo ottimizzato, la seconda è calcolata facendo la differenza tra il fabbisogno e la potenza della PdC. Se quest'ultimo valore dovesse risultare negativo (la PdC da sola riesce a soddisfare il fabbisogno) il comando "Saturation" fornisce in output un valore nullo.



**Figura 114.** Blocco "Impianto ex-post – Integrazione con il DSS".

## CAPITOLO 5

### Conclusioni

Il lavoro della presente tesi, svolto in collaborazione con l'azienda Iren Spa, riguarda l'analisi teorica-sperimentale dell'impianto di produzione energetica dell'edificio scelto come pilota del progetto Europeo PLANET. L'impianto in questione è stato sottoposto a riqualificazione energetica tramite l'integrazione nell'impianto esistente, caratterizzato da due caldaie e due chiller, di una pompa di calore reversibile alimentata ad elettricità, in sostituzione di uno dei due chiller.

Lo scopo del progetto PLANET è quello di valutare la possibile partecipazione del pilota al Mercato Servizi Dispacciamento, gestito dall'azienda Terna Spa, fornendo quindi servizi di flessibilità alla rete di trasmissione nazionale come parte di una Unità Virtuale Mista Abilitata.

Dopo aver analizzato nel dettaglio le attività e i fini del progetto PLANET e il contesto normativo-regolatorio nazionale ed europeo riguardante le UVAM, è stato affrontato lo studio del caso in analisi.

Per cominciare è stato descritto l'edificio e la sua destinazione d'uso, le configurazioni dell'impianto prima e dopo la riqualificazione energetica, la tipologia e la distribuzione negli ambienti dei sistemi HVAC e le modalità di gestione del riscaldamento e del raffrescamento.

Successivamente sono stati analizzati i consumi, in particolare di gas ed elettricità, dell'impianto nella sua configurazione ex-ante per ottenere una correlazione tra essi e le condizioni climatiche esterne; tale analisi si è poi rivelata fondamentale per le valutazioni successive.

Mentre per l'impianto nello stato ex-ante si avevano a disposizione soltanto i dati ricavabili dalle bollette mensili, per l'impianto nello stato ex-post è stato possibile effettuare un monitoraggio approfondito grazie all'installazione di misuratori e sensori, che sono stati integrati nel sistema di monitoraggio e registrazione. In questo modo è

stato possibile lo screening del comportamento termico dell'edificio e del funzionamento della pompa di calore, sia a settembre che a ottobre/novembre, sia in condizioni standard di funzionamento, sia durante lo svolgimento di particolari test, eseguiti per indagare se e quali servizi di flessibilità sia in grado di fornire il pilota.

Terminata questa prima parte relativa all'analisi sperimentale dell'impianto pilota, è stata descritta l'analisi teorica dello stesso, effettuata tramite lo sviluppo del suo modello matematico in ambiente Matlab-Simulink. Quest'ultimo è stato costruito prendendo come riferimento un modello già sviluppato in una precedente tesi, sempre nell'ambito del progetto PLANET. Il modello del pilota comprende al suo interno il modello dell'edificio, il modello di flessibilità, entrambi invariati tra la configurazione ex-ante ed ex-post, e il modello dell'impianto, differenziato tra le due configurazioni. I consumi a disposizione di gas ed elettricità dei precedenti anni hanno permesso la calibrazione del modello, tramite anche l'ausilio di normative specifiche.

Per esaminare l'adeguatezza del modello nella configurazione ex-post, i suoi risultati sono stati confrontati con i monitoraggi e le prove effettuati a settembre e a ottobre/novembre.

Come ultimo step, sono state apportate delle modifiche al modello dello stato ex-post dell'impianto, allo scopo di potersi integrare con lo strumento di supporto alle decisioni (Decision Support System - DSS) sviluppato nell'ambito di PLANET. Esso essenzialmente coincide un modello di simulazione di una smart grid a livello di quartiere.

Per quanto riguarda l'analisi sperimentale si può concludere che:

- I test estivi effettuati a settembre hanno mostrato che la limitazione della potenza elettrica assorbita al valore di circa il 25% della potenza nominale non ha avuto significativo impatto sul comfort interno, anzi in molti casi tale soglia non sarebbe stata superata a prescindere: per questo si può affermare che l'edificio sarebbe in grado di fornire flessibilità principalmente a salire in questo periodo. Tuttavia, è importante sottolineare che le temperature non erano eccessivamente elevate rispetto ai valori raggiunti a luglio o ad agosto, quindi sarebbe opportuno ripetere gli stessi test in periodi estivi più caldi.

- I test invernali effettuati a novembre hanno mostrato che nei periodi autunnali, quando le temperature esterne non sono ancora molto rigide, la pompa di calore sarebbe in grado singolarmente di soddisfare la domanda termica dell'utenza, lavorando in modo molto più continuativo del consueto e limitando il funzionamento a picchi, che rende poco praticabile la fornitura di flessibilità alla rete. A questo proposito la principale limitazione dell'impianto è la presenza della dorsale che riscalda l'accumulo di ACS sulla mandata del riscaldamento, la quale impone spesso e senza una precisa prevedibilità una temperatura di mandata dell'acqua di circa 70°C. Pertanto, per integrare in modo ottimale la PdC con la caldaia la soluzione migliore sarebbe rendere indipendente la produzione di ACS.

Per quanto riguarda l'analisi teorica si può concludere che:

- Il modello risulta molto attendibile nel caso estivo: infatti il profilo di assorbimento della PdC simulato dal modello e la media mobile centrata del profilo reale del mese di settembre sono quasi coincidenti, soprattutto nelle giornate più calde e più simili a giornate tipicamente estive. Al contrario nelle giornate più fredde e più vicine alla mezza stagione, il modello sottostima il fabbisogno: questo potrebbe essere provocato dalla particolare condizione dovuta alla pandemia da Covid-19 che ha costretto ad effettuare ricambio d'aria costantemente, anche ad esempio di notte quando non sarebbe stato necessario, e con una portata d'aria maggiore di quanto richiesto normalmente. Sarebbe opportuno ripetere tali valutazioni in mesi più caldi, quali luglio ed agosto, e, ancora meglio, in una situazione non di pandemia.
- Nel caso invernale al contrario il modello risulta poco attendibile rispetto ai monitoraggi svolti fino ad ora. I problemi sono verosimilmente due. Il primo riguarda la mancanza nel modello Simulink dell'accumulo inerziale, che nella realtà smorza molto i picchi che vengono da esso invece simulati; il secondo potrebbe essere l'assenza nel modello Simulink anche dell'accumulo di ACS, che nella realtà vincola molto il funzionamento della caldaia, come già spiegato

precedentemente, limitando al contempo il contributo fornito dalla pompa di calore. Sarebbe opportuno, in primis, modellare tali accumuli e, successivamente, ripetere tali valutazioni in mesi invernali, quali dicembre e gennaio, per verificare se la PdC riesce a fornire maggior contributo per effetto del maggior fabbisogno dovuto a temperature più rigide.

## CAPITOLO 6 - APPENDICE

### Delibera 111/06

#### 6.1 Articolo 8: classificazione delle unità di produzione e consumo

L'Articolo 8 della Delibera 111/06 illustra le tipologie di impianti di produzione e consumo che sono classificate come rilevanti e non rilevanti.

Come definito nel documento, le unità di produzione rilevanti sono classificate nelle seguenti tipologie:

- a) unità di produzione alimentate da fonti rinnovabili, ad eccezione delle unità di produzione alimentate da fonti rinnovabili non programmabili;
- b) unità di produzione di cogenerazione ad alto rendimento (CAR);
- c) unità di produzione essenziali per la sicurezza del sistema elettrico;
- d) unità di produzione e pompaggio strategiche;
- e) unità di produzione CIP6/92, ad eccezione delle unità di produzione CIP6/92 alimentate da fonti rinnovabili non programmabili;
- f) unità di produzione alimentate esclusivamente da combustibili fossili di provenienza nazionale;
- g) unità di pompaggio diverse da quelle di cui alle lettere c), e) e g);
- h) unità di produzione alimentate da fonti rinnovabili non programmabili;
- i) unità di produzione CIP6/92 alimentate da fonti rinnovabili non programmabili;
- j) unità di produzione d.lgs. 387/03 o l. 239/04 ad eccezione delle unità di produzione d.lgs. 387/03 o l. 239/04 alimentate da fonti rinnovabili non programmabili;
- k) unità di produzione d.lgs. 387/03 o l. 239/04 alimentate da fonti rinnovabili non programmabili;

- l) unità di produzione diverse da quelle di cui alle lettere da a) a k) del presente comma.

Come definito nel documento, le unità di produzione non rilevanti sono classificate nelle seguenti tipologie:

- a) unità di produzione alimentate da fonti rinnovabili, ad eccezione delle unità di produzione alimentate da fonti rinnovabili non programmabili;
- b) unità di produzione di cogenerazione ad alto rendimento;
- c) unità di produzione alimentate da fonti rinnovabili non programmabili;
- d) unità di produzione CIP6/92, ad eccezione delle unità di produzione CIP6/92 alimentate da fonti rinnovabili non programmabili;
- e) unità di produzione alimentate esclusivamente da combustibili fossili di provenienza nazionale;
- f) unità di pompaggio diverse da quelle di cui alla lettera d);
- g) unità di produzione diverse da quelle di cui alle precedenti lettere da a) a f) e alle successive lettere da h) a i) del presente comma;
- h) unità di produzione d.lgs. 387/03 o l. 239/04 alimentate da fonti programmabili e unità di produzione con tariffa fissa onnicomprensiva alimentate da fonti programmabili;
- i) unità di produzione CIP 6/92 alimentate da fonti rinnovabili non programmabili, unità di produzione d.lgs. 387/03 o l. 239/04 alimentate da fonti rinnovabili non programmabili e unità di produzione con tariffa fissa onnicomprensiva alimentate da fonti rinnovabili non programmabili, nonché tutte le unità di produzione 74/08.

## 6.2 Articolo 10: definizione dei punti di dispacciamento

Nell'Articolo 10 della Delibera 111/06 viene fornita la definizione dei punti di dispacciamento e delle loro caratteristiche, facendo la distinzione tra punti di dispacciamento delle unità di produzione e quelli delle unità di consumo.

Nella delibera il punto di dispacciamento per unità di produzione, sia essa rilevante o non rilevante, viene definito come: il punto in relazione al quale l'utente del dispacciamento acquisisce il diritto e l'obbligo ad immettere energia elettrica nelle reti con obbligo di connessione di terzi e rispetto al quale è calcolato lo sbilanciamento effettivo. Tale punto è l'insieme di uno o più punti di immissione che siano contestualmente:

- a) relativi a unità di produzione della stessa tipologia, ai sensi dell'Articolo 8;
- b) localizzati in un'unica zona;
- c) inclusi nei contratti per il servizio di trasmissione e di distribuzione conclusi, anche con diverse imprese distributrici, dal medesimo utente del dispacciamento, che è anche titolare dei contratti di trasmissione e di distribuzione.

Le regole del dispacciamento definite da Terna stabiliscono che:

- Per quanto concerne le unità di produzione rilevanti, è possibile annettere al loro punto di dispacciamento i punti di prelievo che sono unicamente destinati al loro funzionamento;
- Per ogni unità di produzione è necessario specificare l'insieme dei punti di immissione inclusi nel punto di dispacciamento e la capacità di immissione del punto di dispacciamento;
- Per le unità di pompaggio è necessario indicare la capacità di prelievo relativa a ciascun loro punto di dispacciamento.

Nella delibera il punto di dispacciamento per unità di consumo viene definito come: il punto in relazione al quale l'utente del dispacciamento acquisisce il diritto e l'obbligo a prelevare energia elettrica dalle reti con obbligo di connessione di terzi e rispetto al quale è calcolato lo sbilanciamento effettivo.

Per quanto riguarda le unità di consumo non rilevanti, tale punto è l'insieme di uno o più punti di prelievo che siano contemporaneamente:

- a) relativi a unità di consumo della stessa tipologia, ai sensi dell'Articolo 8;
- b) localizzati in un'unica zona;
- c) inclusi nei contratti per il servizio di trasmissione e di distribuzione conclusi, anche con diverse imprese distributrici, da un utente del dispacciamento, che è anche utente del servizio di trasmissione e di distribuzione.

Mentre per quanto riguarda le unità di consumo rilevanti, l'insieme dei punti di prelievo inclusi nel punto di dispacciamento è definito da Terna nelle regole per il dispacciamento.

### 6.3 Articolo 11: definizione del periodo rilevante

Nell'Articolo 11 della Delibera 111/06 il periodo rilevante viene definito come: il periodo di tempo in relazione al quale un utente del dispacciamento acquisisce il diritto e l'obbligo ad immettere o prelevare energia elettrica nelle reti con obbligo di connessione di terzi e rispetto al quale è calcolato lo sbilanciamento effettivo.

In generale, il periodo rilevante ha la durata di un'ora sia per unità di consumo, sia per unità di produzione. Tuttavia, Terna possiede la facoltà di stabilire nelle regole del dispacciamento una durata inferiore per il periodo rilevante delle unità di consumo o produzione abilitate alla partecipazione al MSD.

## 6.4 Articolo 40.3: prezzi di sbilanciamento

Nell'Articolo 40.3 della Delibera 111/06 vengono illustrate le modalità di calcolo del prezzo di sbilanciamento con cui vengono valorizzati gli sbilanciamenti effettivi di ciascun punto di dispacciamento relativo a unità non abilitate diverse da quelle alimentate da fonti rinnovabili non programmabili.

Tale prezzo di sbilanciamento è calcolato per ogni periodo rilevante e sulla base del valore dello sbilanciamento aggregato zonale: se quest'ultimo è positivo/negativo, il prezzo di sbilanciamento coincide, come definito nel documento, con il valore minimo/massimo tra:

- a) il prezzo medio delle offerte di acquisto accettate nel mercato per il servizio di dispacciamento ai fini del bilanciamento in tempo reale, ponderato per le relative quantità, nel medesimo periodo rilevante, nella macrozona cui il punto di dispacciamento appartiene e
- b) il prezzo di valorizzazione delle offerte di vendita accettate nel mercato del giorno prima nel medesimo periodo rilevante, nella zona in cui è localizzato il punto di dispacciamento.

## Bibliografia

- [1] "Commissione Europea | Climate change". Disponibile online al link: [https://ec.europa.eu/clima/change/causes\\_it](https://ec.europa.eu/clima/change/causes_it).
- [2] "Statistics Report of CO2 Emissions from Fuel Combustion 2019". Disponibile online al link: <https://www.iea.org/reports/co2-emissions-from-fuel-combustion-2019>.
- [3] "Data & Statistics - IEA". Disponibile online al link: <https://www.iea.org/data-and-statistics>.
- [4] "CO2 and Green House Gas Emissions | Our World in Data". Disponibile online al link: <https://ourworldindata.org/grapher/annual-co-emissions-by-region>.
- [5] REN21, "RENEWABLES - GLOBAL STATUS REPORT 2019", 2019.
- [6] "Pacchetto per il clima e l'energia 2020 | Azione per il clima". Disponibile online al link: [https://ec.europa.eu/clima/policies/strategies/2020\\_it](https://ec.europa.eu/clima/policies/strategies/2020_it).
- [7] "Quadro 2030 per il clima e l'energia | Azione per il clima". Disponibile online al link: [https://ec.europa.eu/clima/policies/strategies/2030\\_it](https://ec.europa.eu/clima/policies/strategies/2030_it).
- [8] "Strategia a lungo termine per il 2050 | Azione per il clima". Disponibile online al link: [https://ec.europa.eu/clima/policies/strategies/2050\\_it](https://ec.europa.eu/clima/policies/strategies/2050_it).
- [9] "Horizon 2020 | Research Italy". Disponibile online al link: <https://www.researchitaly.it/horizon-2020>.
- [10] "Programma europeo Horizon 2020 | Guida all'Europrogettazione". Disponibile online al link: <http://www.guidaeuroprogettazione.eu/guida/guida-europrogettazione/programmi-comunitari/horizon2020/>.
- [11] "Sfide per la società | H2020 | Commissione Europea". Disponibile online al link: <https://cordis.europa.eu/programme/id/H2020-EU.3.3./it>.

- [12] "H2020 - EU.3.3.4 | Cordis". Disponibile online al link: <https://cordis.europa.eu/programme/id/H2020-EU.3.3.4/it>.
- [13] "Progetto PLANET | H2020 | Cordis | Europa EU". Disponibile online al link: <https://cordis.europa.eu/project/id/773839/it>.
- [14] "H2020 | PLANET". Disponibile online al link: <https://www.h2020-planet.eu/>.
- [15] "Produzione di energia elettrica in Italia | Wikipedia". Disponibile online al link: [https://it.wikipedia.org/wiki/Produzione\\_di\\_energia\\_elettrica\\_in\\_Italia#Storia\\_della\\_produzione\\_di\\_energia\\_elettrica\\_in\\_Italia](https://it.wikipedia.org/wiki/Produzione_di_energia_elettrica_in_Italia#Storia_della_produzione_di_energia_elettrica_in_Italia).
- [16] A. Portoraro, Slides del corso "Impiego Industriale dell'Energia", 2019-2020.
- [17] "Terna Spa". Disponibile online al link: <https://www.terna.it/it/chi-siamo>.
- [18] Rivarolo, "Il sistema elettrico italiano e i mercati elettrici", Università di Genova.
- [19] "Come funziona il sistema elettrico | Terna Spa". Disponibile online al link: <https://www.terna.it/it/sistema-elettrico/ruolo-terna/come-funziona-sistema-elettrico>.
- [20] "ARERA". Disponibile online al link: <https://www.arera.it/it/index.htm>.
- [21] "GSE". Disponibile online al link: <https://www.gse.it/chi-siamo>.
- [22] "GME". Disponibile online al link: <https://www.mercatoelettrico.org/It/GME/Info/ProfiloAziendale.aspx>.
- [23] "Acquirente Unico". Disponibile online al link: <http://www.acquirenteunico.it/societa/chi-siamo>.
- [24] "GME | Mercati | Mercato Elettrico". Disponibile online al link: <https://www.mercatoelettrico.org/It/Mercati/MercatoElettrico/IlMercatoElettrico.aspx>.

- [25] "I mercati | Mercato elettrico | MGP, MI, MPEG, MSD | GSE". Disponibile online al link: <https://www.mercatoelettrico.org/It/Mercati/MercatoElettrico/MPE.aspx>.
- [26] GME, "Vademecum Borsa Elettrica", 2012.
- [27] "Dati Esercizio | Dispacciamento| Terna Spa". Disponibile online al link: <https://www.terna.it/it/sistema-elettrico/dispacciamento/dati-esercizio>.
- [28] Terna, "Codice di Rete - Capitolo 4 - Regole per il Dispacciamento".
- [29] Terna, "Partecipazione alla regolazione di Potenza e di Frequenza-Potenza", 2008.
- [30] "Cos'è il Demand Response e perchè conviene? | Enel X". Disponibile online al link: <https://www.enelx.com/it/it/risorse/faq/imprese/cosa-e-il-demand-respon-se-perche-conviene>.
- [31] "Commissione Europea | Azione per il clima | Accordo di Parigi". Disponibile online al link: [https://ec.europa.eu/clima/policies/international/negotiations/paris\\_it](https://ec.europa.eu/clima/policies/international/negotiations/paris_it).
- [32] "European Commision | Energy | Clean Energy for all Europeans package" Disponibile online al link: [https://ec.europa.eu/energy/topics/energy-strategy/clean-energy-all-europeans\\_en](https://ec.europa.eu/energy/topics/energy-strategy/clean-energy-all-europeans_en).
- [33] "Clean Energy for all Europeans Package | vpsolar". Disponibile online al link: <https://www.vpsolar.com/clean-energy-for-all-europeans-package-un-progetto-a-piu-largo-respiro/>.
- [34] Commissione Europea, "Regolamento UE 2017/2195 - Balancing Code Europeo", 2017.
- [35] Presidente della Repubblica, "Decreto Legislativo 4 luglio 2014, n.102", 2014.
- [36] ARERA, "Deliberazione 393/2015/R/eel", 2015.

- [37] ARERA, "Documento per la consultazione 298/2016/R/eel", 2016.
- [38] ARERA, "Deliberazione 300/2017/R/eel", 2017.
- [39] "GSE | Dispacciamento Rinnovabili". Disponibile online al link: <https://www.gse.it/servizi-per-te/mercati-energetici/dispacciamento-rinnovabili/revisione-del-servizio>.
- [40] "GME | Glossario". Disponibile online al link: <https://www.mercatoelettrico.org/It/Tools/Glossario.aspx>.
- [41] Terna, "Progetto pilota UVAM e altri Progetti pilota ai sensi della delibera 300/2017/R/eel - Incontro con gli operatori", 2018.
- [42] Terna, "Regolamento recante le modalità per la creazione, qualificazione e gestione di unità virtuali abilitate miste (UVAM) al mercato dei servizi di dispacciamento".
- [43] Terna, "Codice di Rete - Allegato A22 - Procedura per la selezione delle risorse per la fase di programmazione del MSD".
- [44] Terna, "Codice di Rete - Allegato A23 - Procedura per la selezione delle risorse per il Mercato del Bilanciamento".
- [45] Cooperativa Animazione Valdocco, "Comunità Alloggio Disabili "VENCHI" - Carta del Servizio".
- [46] VIESSMAN, "Vitocrossal 200 - Caldaia a gas a condensazione - da 80 a 318 kW - da 240 a 636 kW - Foglio dati tecnici".
- [47] N. Rossi, "Manuale del termotecnico", HOEPLI.
- [48] Comitato Termotecnico italiano, "UNI 11300", 2008.

- [49] "Humidex: indice della temperatura percepita". Disponibile online al link: <https://www.centrometeoitaliano.it/notizie-meteo/humidex-indice-della-temperatura-percepita-rispetto-all-umidita-dell-aria-29-06-2015-28845>.
- [50] "Arpa Piemonte | Humidex". Disponibile online al link: <https://www.arpa.piemonte.it/rischinaturali/approfondimenti/effetti-sulla-salute/biometeorologia/humidex.html>.
- [51] TRANE, "Refrigeratore di liquido, raffreddato ad aria, compressori Scroll - Foglio dati tecnici".
- [52] A. Lucifora, "Accumulo energetico negli edifici come soluzione per l'uso efficiente delle fonti rinnovabili", 2019.
- [53] T. N. D. A. N. D. V. K. M. F. N. K. J. F. G. S. H. V. V. M. E. R. Antonis Papanikolaou, "Horizon 2020 – Competitive Low-Carbon Energy - PLANET - Human-centric, context-aware VES demand flexibility profiles", 2018.
- [54] UNI/TS 11300-1, "Prestazione energetica degli edifici – Parte 1: Determinazione del fabbisogno di energia termica dell'edificio per la climatizzazione estiva e invernale".
- [55] BS EN ISO 52016-1:2017, "Energy performance of buildings – Energy needs for heating and cooling, internal temperatures and sensible heat loads".
- [56] I. B. S. P. C. Vincenzo Corrado, "Fascicolo sulla tipologia edilizia italiana", Politecnico di Torino - Dipartimento Energia - Gruppo di Ricerca TEBE, 2014.
- [57] "Ecoedility | Energia e Colore. Implicazioni energetiche delle caratteristiche cromatiche delle superfici edilizie". Disponibile online al link: <http://www.ecoedility.it/e3news/?p=280>.
- [58] UNI 10339:1995, "Impianti aeraulici al fini di benessere. Generalità, classificazione e requisiti. Regole per la richiesta d'offerta, l'offerta, l'ordine e la fornitura".
- [59] UNI/TS 11300-2, "Parte 2: Determinazione del fabbisogno di energia primaria e dei rendimenti per la climatizzazione invernale, per la produzione di acqua calda sanitaria, per la ventilazione e per l'illuminazione in edifici non residenziali".

- [60] UNI/TS 11300-3, "Determinazione del fabbisogno di energia primaria e dei rendimenti per la climatizzazione estiva".
- [61] Terna, "Codice di Rete - Allegato A25 - Modalità di determinazione dei programmi vincolanti".

# Ringraziamenti

Finire una tesi di laurea è il culmine di un lungo periodo di lavoro, studio e fatica.

Desiro ringraziare il Prof. Marco Badami e il Dott. Gabriele Fambri, che hanno reso possibile la stesura di questo lavoro, dimostrando grande disponibilità e supporto nonostante il periodo difficile che stiamo affrontando.

Contestualmente, ringrazio l'azienda Iren Spa per l'opportunità che mi è stata offerta e, in particolare, l'Ing. Federico Boni Castagnetti e Pasquale Brando che hanno messo a disposizione le loro conoscenze e competenze, incrementando in tal modo le mie.