

# POLITECNICO DI TORINO

Collegio di Ingegneria energetica

Corso di Laurea Magistrale in Ingegneria Energetica e Nucleare



Tesi di Laurea Magistrale

*Diagnosi energetica nella sanità:*

*Analisi delle criticità e delle opportunità di risparmio*

*energetico per il P.O. Valletta di Torino*

**Relatore:**

Prof. Marco Carlo MASOERO

**Correlatore:**

Ing. Jacopo TONIOLO

**Candidato:**

Antonio TROIANO

Luglio 2018

## Sommario

Il seguente lavoro di tesi trae spunto dalla crescente richiesta energetica della società moderna e dall'attenzione posta dalle autorità a tematiche ambientali quali inquinamento e surriscaldamento globale con particolare riferimento al consumo di energia primaria da parte di edifici.

In tale contesto si collocano gli edifici ospedalieri che, dovendo erogare servizi in maniera continuativa 24 ore al giorno per 365 giorni l'anno garantendo alti livelli di comfort, risultano essere grandi consumatori di energia. Per tali strutture, il *miglioramento dell'efficienza energetica* gioca un ruolo significativo per l'ottenimento di risparmi sia energetici che economici e si basa su un'adeguata conoscenza dei consumi e dei processi più energivori dell'edificio ottenuta a seguito di una procedura che prende il nome di *Diagnosi Energetica*.

La trattazione seguente risulta essere l'applicazione del processo di Diagnosi energetica ad un edificio appartenente al patrimonio immobiliare della "A.S.L. città di Torino": il Presidio Ospedaliero Valletta situato in via Farinelli 25 a Torino ed è articolata nel seguente modo:

- Nel *Capitolo 1* dopo aver presentato le principali direttive mirate all'efficientamento energetico e alla riduzione dell'effetto serra antropogenico, sono riportati i passaggi del processo di Diagnosi energetica applicata agli edifici così come riportati nella norma UNI CEI EN 16247-2:2014. Infine, con particolare riferimento al contesto ospedaliero, sono riportate le principali normative che regolano le condizioni di comfort da garantire negli edifici sanitari;
- Nel *Capitolo 2* è presentato l'edificio oggetto della trattazione: il P. O. Valletta di Torino. Di esso se ne fornisce una descrizione strutturale con attenzione alle destinazioni d'uso dei locali interni. Successivamente vengono descritti i principali impianti che fanno uso di energia sia termica che elettrica;
- Nel *Capitolo 3* sono analizzati i consumi energetici del presidio esaminato con l'obiettivo di ripartire gli stessi tra le varie utenze al fine di individuare gli usi più energivori su cui intervenire in chiave di efficientamento energetico;

Gli ultimi due capitoli sono dedicati alle opportunità di miglioramento dell'efficienza energetica del presidio studiato:

- Il *Capitolo 4* prende in considerazione la possibilità di installare un'unità di piccola cogenerazione costituita da un motore primo a combustione interna alimentato da gas naturale ed utilizzabile per l'autoproduzione di energia termica ed elettrica al fine di ridurre il quantitativo di energia primaria attualmente acquistata dalle reti;
- Il *Capitolo 5* propone una modifica impiantistica della centrale termica del presidio basata sulla sostituzione dei generatori di vapore di utilizzo attuale con dei moderni generatori di calore.

# Indice

<b>Capitolo 1- Campo normativo e legislativo.....</b>	<b>1</b>
1.1 Energia negli edifici .....	3
1.1.1 Edifici Ospedalieri .....	3
1.2 Diagnosi energetica .....	4
1.2.1 Definizione e quadro normativo.....	4
1.2.2 Elementi del processo di diagnosi energetica .....	7
1.2.2.1 Contatto preliminare .....	7
1.2.2.2 Incontro di avvio .....	8
1.2.2.3 Raccolta dati .....	9
1.2.2.4 Attività in campo .....	10
1.2.2.5 Analisi .....	11
1.2.2.6 Rapporto .....	12
1.2.2.7 Incontro finale .....	13
1.3 Diagnosi energetica di presidi ospedalieri.....	14
1.3.1 Il quadro normativo ospedaliero.....	14
1.3.1.1 La qualità dell'aria negli ambienti .....	16
1.3.1.2 Acqua calda sanitaria (ACS) .....	18
1.3.1.3 Illuminazione .....	19
1.4 Indicatori di prestazione energetica degli ospedali .....	20
<b>Capitolo 2- Il presidio Valletta.....</b>	<b>22</b>
2.1 Descrizione dell'edificio .....	22
2.1.1 Destinazioni d'uso .....	23
2.1.2 Numero posti letto .....	24
2.1.3 Censimento delle superfici vetrate .....	25

2.2 Descrizione impianti .....	26
2.2.1 Centrale Termica .....	26
2.2.2 Centrale frigorifera .....	28
2.2.3 Impianto di termoventilazione .....	29
2.2.4 Cabine elettriche .....	31
2.2.5 Locale antincendio.....	33
2.2.6 Centrale idrica.....	34
2.2.7 Telegestione .....	34
<b>Capitolo 3 – Inventario energetico .....</b>	<b>36</b>
3.1 Consumi Termici .....	36
3.1.1 Raccolta Bollette.....	36
3.1.2 Ripartizione consumi termici.....	42
3.2 Consumi idrici .....	45
3.3 Stima del fabbisogno di Acqua Calda Sanitaria .....	46
3.4 Consumi Elettrici.....	48
3.4.1 Raccolta bollette.....	48
3.4.2 Consumi giornalieri.....	52
3.4.3 Consumi orari .....	53
3.4.4 Ripartizione dei consumi elettrici.....	60
3.4.4.1 Stima del fabbisogno elettrico delle UTA.....	62
3.4.4.2 Stima del fabbisogno elettrico Ventilconvettori .....	62
3.4.4.3 Stima fabbisogno elettrico ausiliari centrale termica .....	64
3.4.4.4 Stima del fabbisogno elettrico per l'illuminazione degli ambienti .....	65
3.4.4.5 Stima del fabbisogno elettrico per il condizionamento estivo.....	75
3.4.4.6 Ripartizione degli usi dell'energia elettrica .....	80
3.5 Calcolo indici di prestazione energetica .....	82

<b>Capitolo 4 - Installazione unità di piccola cogenerazione presso il presidio Valletta .....</b>	<b>85</b>
4.1 Introduzione alla cogenerazione: quadro normativo e definizioni.....	85
4.1.1 Benefici della Cogenerazione ad alto rendimento .....	87
4.1.1.1 Scambio sul Posto.....	88
4.1.1.2 Agevolazioni fiscali sull'accisa .....	89
4.1.1.3 Riconoscimento dei Certificati Bianchi.....	89
4.1.2 Sistemi di cogenerazione .....	90
4.1.2.1 Campi di applicazione.....	91
4.1.2.2 Motori a Combustione Interna.....	93
4.1.2.3 Motori cogenerativi ad accensione comandata.....	93
4.1.2.4 La trigenerazione .....	95
4.1.2.5 Dimensionamento del cogeneratore .....	96
4.2 Studio di fattibilità di un motore cogenerativo presso il presidio ospedaliero Valletta	97
4.2.1 Dimensionamento motore .....	97
4.2.2 Calcolo del PES e del C.B.....	103
4.2.3 Analisi di fattibilità economica .....	105
4.2.3.1 Costi di investimento.....	105
4.2.3.2 Costi di manutenzione.....	106
4.2.3.3 Costi energia elettrica.....	106
4.2.3.4 Costi gas naturale .....	109
4.2.3.5 Analisi economica.....	112
<b>Capitolo 5 - Sostituzione dei generatori di vapore .....</b>	<b>118</b>
<b>Conclusioni.....</b>	<b>121</b>
<b>Bibliografia.....</b>	<b>122</b>
<b>Ringraziamenti .....</b>	<b>126</b>

## Indice delle Figure

Figura 1.2.1- Fasi del processo di diagnosi energetica.....	7
Figura 2.1.1 - Visuale dall' alto presidio Valletta.....	22
Figura 2.1.2 - Visuali laterali presidio Valletta.....	22
Figura 2.2.1 - Particolare generatori di Vapore.....	26
Figura 2.2.2 - Scambiatori di calore a fascio tubiero vapore/acqua .....	27
Figura 2.2.3 - Collettore circuito primario.....	27
Figura 2.2.3 - Circolatori batterie UTA .....	28
Figura 2.2.4 - Torri evaporative.....	28
Figura 2.2.7 - Distribuzione e caratteristiche di progetto UTA .....	30
Figura 2.2.8 - Pompe sistema idranti (sinistra), Pompe sistema sprinkler (destra).....	34
Figura 3.1 - Flussi energetici presidio Valletta .....	36
Figura 3.1.1 - Confronto consumi gas Valletta.....	38
Figura 3.1.2 - Consumo gas naturale e temperatura media mensile 2015.....	39
Figura 3.1.3 - Consumo gas naturale e temperatura media mensile 2016.....	39
Figura 3.1.4 - Firma energetica 2015 .....	40
Figura 3.1.5 - Firma energetica 2016 .....	41
Figura 3.1.6 - Firma energetica 2017 .....	41
Figura 3.1.7 - Consumi gas e temperature giornaliere 2017.....	42
Figura 3.1.8 - Ripartizione consumi di gas 2017.....	43
Figura 3.4.1 - Consumi elettrici e temperatura media 2015.....	50
Figura 3.4.2 - Consumi elettrici e temperatura media 2016.....	50
Figura 3.4.3 - Consumi elettrici e temperatura media 2017 .....	51
Figura 3.4.4 - Confronto consumi elettrici Valletta.....	51
Figura 3.4.5 - Consumi elettrici giornalieri - T media 2015.....	52
Figura 3.4.6 - Consumi giornalieri - T media 2016 .....	53
Figura 3.4.7 – Consumi elettrici orari 2015, full scale .....	54
Figura 3.4.8 - Consumi elettrici orari 2015, ricerca dei minimi.....	55
Figura 3.4.9 – Consumi elettrici orari 2015, ricerca dei massimi.....	55
Figura 3.4.10 - Consumi elettrici orari 2015, scala corretta.....	56
Figura 3.4.11 - Consumi elettrici orari 2016, scala corretta.....	57
Figura 3.4.12 - Consumi elettrici orari 2017, scala corretta.....	58
Figura 3.4.13 - Confronto consumi elettrici feriali - festivi 2017 .....	60
Figura 3.4.14 - ELITEpro XC Recording Power Meter su Quadro 0B .....	66

Figura 3.4.15 - Energia elettrica misurata al quarto d'ora Quadro 3B [kWh] .....	67
Figura 3.4.16 - Energia elettrica oraria Quadro 3B [kWh].....	68
Figura 3.4.17 - Energia elettrica misurata al quarto d'ora Quadro 0B.....	70
Figura 3.4.18 - Energia elettrica oraria Quadro 0B .....	71
Figura 3.4.19 - Particolare dei quadri a valle di Quadro Alimentazione Acqua Refrigerata e Sottostazione SS02 .....	75
Figura 3.4.20 - Energia elettrica assorbita QGF1 al quarto d'ora (sinistra) e oraria (destra).....	77
Figura 3.4.21 - Metodo top-down Condizionamento + altro 2015.....	79
Figura 3.4.23 - Metodo top-down Condizionamento + altro 2017 .....	80
Figura 3.4.24 - Ripartizione dei consumi elettrici 2015.....	81
Figura 3.4.25 - Ripartizione dei consumi elettrici 2016.....	81
Figura 3.4.26 - Ripartizione dei consumi elettrici 2017.....	81
Figura 3.5.1 - Confronto tra tep/m <sup>2</sup> di energia primaria di alcuni presidi piemontesi (IRES Piemonte)84	
Figura 4.1.1 - Confronti energia primaria produzione separata e combinata .....	85
Figura 4.1.2 - Confronto tra motori primi sul piano Potenze elettrica - rendimento elettrico (Institute of Combustion Technology) .....	92
Figura 4.1.3 - Rappresentazione ciclo Otto ideale sul diagramma Pv.....	94
Figura 4.1.4 - Rappresentazione ciclo Otto Reale sul diagramma Pv.....	94
Figura 4.2.1 - Dimensionamento cogeneratore settimana tipo inverno 2017 .....	98
Figura 4.2.2 - Principali caratteristiche tecniche cogeneratore CH4-155TI-LI .....	99
Figura 4.2.3 - Caratteristiche modulo termico cogeneratore CH4-155TI-LI.....	99
Figura 4.2.4 - Caratteristiche modulo elettrico cogeneratore CH4-155TI-LI.....	100
Figura 4.2.5 - Dimensionamento cogeneratore settimana tipo primavera 2017 .....	100
Figura 4.2.6 - Dimensionamento cogeneratore settimana tipo estate 2017.....	101
Figura 4.2.7 - Dimensionamento cogeneratore settimana tipo autunno 2017 .....	102
Figura 4.2.8 - Costi specifici motori cogenerativi in funzione della taglia.....	105
Figura 4.2.9 - Ricostruzione bolletta elettricità gennaio.....	108
Figura 4.2.10 - Ricostruzione bolletta gas naturale gennaio.....	111
Figura 4.2.11 - Andamento temporale del VAN.....	116
Figura 5.1 - Modifiche impiantistiche per la sostituzione dei generatori di vapore .....	118
Figura 5.2 - Verifica dimensionamento Generatori di Vapore Valletta .....	119

## Indice delle Tabelle

Tabella 1.3.1 - Fattori di ricambio d'aria, Circolare 13011.....	16
Tabella 1.3.2 - Ventilazione minima prescritta dalla UNI 10339.....	17
Tabella 1.3.3 - Massima velocità dell'aria secondo la UNI 10339.....	17
Tabella 1.3.4 - Requisiti minimi prescritti dal DPR -1997.....	17
Tabella 1.3.5 - Condizioni di pressione nei locali secondo la ASHRAE 62-1989.....	18
Tabella 1.3.6 - Valori dei parametri a e Nu per edifici non residenziali UNI/TS 11300-2.....	19
Tabella 2.1.1 - Ripartizione posti letto presidio Valletta.....	24
Tabella 2.1.2 - Censimento superfici vetrate Valletta.....	25
Tabella 2.2.1 - Caratteristiche Generatori di Vapore.....	26
Tabella 2.2.2 - Schema quadri cabina BT.....	31
Tabella 3.1.1 - Consumi gas 2015 Valletta.....	37
Tabella 3.1.2 - Consumi gas 2016 Valletta.....	37
Tabella 3.1.3 - Consumi gas 2017 Valletta.....	37
Tabella 3.1.4 – Consumi gas per ACS 2017.....	43
Tabella 3.1.5 - Fabbisogno termico 2017 presidio Valletta.....	44
Tabella 3.2.1 - Consumi idrici 2015 Valletta.....	45
Tabella 3.2.2 - Consumi idrici Valletta 2016.....	45
Tabella 3.2.3 - Consumi idrici Valletta 2017.....	45
Tabella 3.3.1 - Efficienza media dei sottosistemi di utilizzazione DM 26 giugno 2015.....	46
Tabella 3.3.2 - Efficienza media dei sottosistemi di utilizzazione DM 26 giugno 2015.....	47
Tabella 3.4.1 - Consumi elettricità 2015 Valletta.....	48
Tabella 3.4.2 - Consumi elettricità 2016 Valletta.....	49
Tabella 3.4.3 - Consumi elettricità 2017 Valletta.....	49
Tabella 3.4.4 - Stima energia elettrica giornaliera UTA.....	62
Tabella 3.4.5 - Censimento fan coil.....	63
Tabella 3.4.6 - Stima energia elettrica giornaliera fan coil.....	64
Tabella 3.4.7 - Dati tecnici Ausiliari Centrale Termica.....	64
Tabella 3.4.8 - Censimento dei corpi illuminanti Valletta.....	65
Tabella 3.4.9 - Destinazioni d'uso utili per la stima dell'energia elettrica per l'illuminazione.....	72
Tabella 3.4.10 - Stima dei consumi giornalieri nei giorni feriali.....	73
Tabella 3.4.11 - Stima dei consumi giornalieri nei giorni festivi.....	73
Tabella 3.4.12 - Potenza elettrica totale dei corpi illuminanti piano seminterrato.....	74
Tabella 3.4.13 - Consumo elettrico giornaliero per illuminazione seminterrato.....	74

Tabella 3.4.14 - Energia elettrica giornaliera per l'illuminazione degli ambienti.....	75
Tabella 3.4.15 - Dati tecnici Componenti alimentati dai quadri QGF .....	76
Tabella 3.4.16 - Ipotesi funzionamento gruppi frigoriferi 2015 .....	79
Tabella 3.4.17 - Ipotesi funzionamento gruppi frigoriferi 2016 .....	79
Tabella 3.4.18 - Ipotesi funzionamento gruppi frigoriferi 2017 .....	80
Tabella 3.5.1 - Superficie, Volume e numero posti letto Valletta .....	82
Tabella 3.5.2 - Consumi energia elettrica Valletta .....	82
Tabella 3.5.3 - Consumi energia termica Valletta .....	82
Tabella 3.5.4 - Consumi energia primaria Valletta .....	83
Tabella 3.5.6 - Indicatori di prestazione energetica - energia elettrica .....	83
Tabella 3.5.7 - Indicatori di prestazione energetica - energia termica .....	83
Tabella 3.5.8 - Indicatori di prestazione energetica - energia primaria .....	83
Tabella 4.2.1 - Valori di potenza entrante, elettrica e termica per il calcolo del PES .....	103
Tabella 4.2.2 - Valori di rendimento di riferimento armonizzati per la produzione separata di energia elettrica (combustibili gassosi).....	103
Tabella 4.2.4 - Valori di riferimento armonizzati per la produzione separata di calore (combustibili gassosi) .....	104
Tabella 4.2.5 - Costi di investimento (I).....	105
Tabella 4.2.6 - Consumi elettrici 2017.....	107
Tabella 4.2.7 - Produzione elettrica cogeneratore 155 kWe .....	107
Tabella 4.2.8 - Energia elettrica da acquistare in presenza del cogeneratore.....	108
Tabella 4.2.9 - Spesa elettricità da sostenere con cogeneratore.....	109
Tabella 4.2.10 - Spesa per gas naturale 2017 (da bollette).....	109
Tabella 4.2.11 - Calcolo Sm <sup>3</sup> gas naturale da acquistare dalla rete.....	110
Tabella 4.2.12 - Spese da sostenere per gas naturale.....	112
Tabella 4.2.13 - Prezzi medi di vendita al netto delle imposte sul mercato finale del gas [c€/m <sup>3</sup> ] ...	113
Tabella 4.2.14 - Prezzi medi finali ai clienti non domestici per livelli di tensione.....	113
Tabella 4.2.15 - Riassunto costi di investimento (I) .....	115
Tabella 4.2.16 - Costi annuali da sostenere con cogeneratore.....	115
Tabella 4.2.17 - Costi annui attualmente sostenuti .....	115
Tabella 4.2.18 - Valori annuali di VAN.....	116

## Capitolo 1- Campo normativo e legislativo

Gli ultimi decenni hanno contribuito all'aumento di rilevanza dell'aspetto energetico accoppiandolo, nella maggior parte dei casi, a tematiche di tipo ambientale ed economico.

L'interesse da parte delle autorità politiche a tali tematiche prende forma con il *Protocollo di Kyoto (1997)* che denuncia il bisogno collettivo di prevenire le perturbazioni antropogeniche del sistema climatico dovute all'emissione in atmosfera di gas ad effetto serra.

I sistemi convenzionali di produzione dell'energia giocano un ruolo significativo nell'emissione di tali gas, pertanto, negli anni successivi, si innesca un susseguirsi di direttive europee, successivamente attuate degli Stati membri, che hanno come obiettivo quello di intervenire sulla produzione e sul consumo di energia.

Iniziano a comparire, nel quadro normativo europeo definizioni ormai di uso comune nella società moderna come:

- fonti energetiche rinnovabili: “le fonti energetiche rinnovabili non fossili (eolica, solare, geotermica, del moto ondoso, maremotrice, idraulica, biomassa, gas di discarica, gas residuati dai processi di depurazione e biogas)”;
- efficienza energetica: “il rapporto tra i risultati in termini di rendimento, servizi, merci o energia e l'immissione di energia”;
- miglioramento dell'efficienza energetica: “un incremento dell'efficienza degli usi finali dell'energia, risultante da cambiamenti tecnologici, comportamentali e/o economici”;
- risparmio energetico: “la quantità di energia risparmiata, determinata mediante una misurazione e/o una stima del consumo prima e dopo l'attuazione di una o più misure di miglioramento dell'efficienza energetica, assicurando nel contempo la normalizzazione delle condizioni esterne che influiscono sul consumo energetico”.

In tale contesto si colloca la Direttiva 2001/77/CE<sup>1</sup> del *Parlamento Europeo e del Consiglio* che mira a “promuovere un maggior contributo delle fonti energetiche rinnovabili alla produzione di elettricità”. Queste fonti “contribuiscono alla protezione dell'ambiente e allo sviluppo sostenibile”.

---

<sup>1</sup> Direttiva 2001/77/CE del Parlamento Europeo e del Consiglio, “sulla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell'elettricità”, 27 settembre 2001.

Tale direttiva viene abrogata dalla Direttiva 2009/28/CE<sup>2</sup>, la quale “Fissa obiettivi nazionali obbligatori per la quota complessiva di energia da fonti rinnovabili sul consumo finale lordo di energia e per la quota di energia da fonti rinnovabili nei trasporti”.

Maggior attenzione all'efficienza degli usi finali dell'energia è posta nella Direttiva 2006/32/CE<sup>3</sup>, successivamente attuata in Italia dal Decreto Legislativo 30 maggio 2008, n. 115<sup>4</sup>. Essa ha come scopo quello di “rafforzare il miglioramento dell'efficienza degli usi finali dell'energia sotto il profilo costi/benefici negli Stati membri”. Inoltre impone agli Stati Membri un “indicativo globale di risparmio energetico, pari al 9 % per il nono anno di applicazione della presente direttiva da conseguire tramite servizi energetici e ad altre misure di miglioramento dell'efficienza energetica”. Tale direttiva è successivamente abrogata dalla Direttiva 2012/27/UE<sup>5</sup> dalla quale trapela una consapevolezza da parte dei vertici di una “maggiore dipendenza dalle importazioni di energia, dalla scarsità di risorse energetiche”, vedendo l'efficienza energetica come “un valido strumento per affrontare tali sfide”.

La stessa direttiva impone a ciascuno Stato membro di stabilire un “obiettivo nazionale indicativo di efficienza energetica, basato sul consumo di energia primaria o finale, sul risparmio di energia primaria o finale o sull'intensità energetica.”

L'obiettivo nazionale italiano viene riportato nell'articolo 3 del Decreto Legislativo 4 luglio 2014, n.102<sup>6</sup> e consiste nella “riduzione, entro l'anno 2020, di 20 milioni di tonnellate equivalenti di petrolio dei consumi di energia primaria, pari a 15,5 milioni di tonnellate equivalenti di petrolio di energia finale, conteggiati a partire dal 2010, in coerenza con la Strategia energetica nazionale”.

---

<sup>2</sup> Direttiva 2009/28/CE del Parlamento Europeo e del Consiglio, “Sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili, recante modifica e successiva abrogazione delle direttive 2001/77/CE e 2003/30/CE”, 23 aprile 2009;

<sup>3</sup> Direttiva 2006/32/CE del Parlamento Europeo e del Consiglio, “Concernente l'efficienza degli usi finali dell'energia e i servizi energetici e recante abrogazione della direttiva 93/76/CEE del Consiglio”, 5 aprile 2006;

<sup>4</sup> D.Lgs. 30 maggio 2008, n.115, “Attuazione della direttiva 2006/32/CE relativa all'efficienza degli usi finali dell'energia e i servizi energetici e abrogazione della direttiva 93/76/CEE”;

<sup>5</sup> Direttiva 2012/27/UE Del Parlamento Europeo e del Consiglio “Sull'efficienza energetica, che modifica le direttive 2009/125/CE e 2010/30/UE e abroga le direttive 2004/8/CE e 2006/32/CE”, 25 ottobre 2012;

<sup>6</sup> D.Lgs. 4 luglio 2014, n. 102, “Attuazione della direttiva 2012/27/UE sull'efficienza energetica, che modifica le direttive 2009/125/CE e 2010/30/UE e abroga le direttive 2004/8/CE e 2006/32/CE”.

## 1.1 Energia negli edifici

Di particolare interesse per la trattazione in esame è il consumo di energia primaria da parte degli edifici. In particolare, gli standard qualitativi e i fabbisogni tecnologici della società moderna hanno fatto sì che gli edifici diventassero sempre meno disposti a rinunciare ad attività o servizi ormai divenuti vitali e che sono strettamente legati al consumo energetico.

In questo contesto ben si colloca il miglioramento dell'efficienza che permette di mantenere gli standard qualitativi desiderati ma con consumi energetici e quindi economici più vantaggiosi.

In tale scenario si colloca la Direttiva 2010/31/UE<sup>7</sup> sulla *Prestazione Energetica nell'edilizia*. Essa riconosce che "Gli edifici sono responsabili del 40% del consumo globale di energia nell'Unione", e mira a migliorare la "prestazione energetica degli edifici all'interno dell'Unione, tenendo conto delle condizioni locali e climatiche esterne, nonché delle prescrizioni relative al clima degli ambienti interni e all'efficacia sotto il profilo dei costi". Vengono introdotti i requisiti minimi di prestazione energetica, efficaci in termini di costi e di una comune metodologia di valutazione della prestazione. Si prendono in considerazione i servizi di riscaldamento, acqua calda sanitaria, condizionamento, ventilazione e illuminazione. Con Legge 3 agosto 2013, n. 90<sup>8</sup>, l'Italia recepisce la direttiva europea del 2010. Infatti, nel territorio italiano le statistiche non sono tanto differenti da quelle presentate in chiave europea: circa un terzo dell'utilizzo totale d'energia in Italia è riferibile al settore dell'edilizia. In particolare si stima che oltre il 40% dei consumi energetici e circa il 45% delle emissioni di gas serra siano riferibili al complesso edificio-impianti.

### 1.1.1 Edifici Ospedalieri

Tra gli edifici, quelli ad uso ospedaliero giocano un ruolo fondamentale dal punto di vista energetico. Negli ospedali, infatti, i consumi medi rilevati risultano tre volte superiori rispetto

---

<sup>7</sup> Direttiva 2010/21/UE Della Commissione "Che modifica l'allegato I della direttiva 91/414/CEE del Consiglio per quanto riguarda le disposizioni specifiche relative a clothianidin, tiametoxam, fipronil e imidacloprid", 12 marzo 2010;

<sup>8</sup> Legge 3 agosto 2013, n. 90, "Conversione in legge, con modificazioni, del decreto-legge 4 giugno 2013, n. 63, recante disposizioni urgenti per il recepimento della Direttiva 2010/31/UE del Parlamento europeo e del Consiglio del 19 maggio 2010, sulla prestazione energetica nell'edilizia per la definizione delle procedure d'infrazione avviate dalla Commissione europea, nonché altre disposizioni in materia di coesione sociale".

a quelli del settore civile residenziale a parità di condizioni climatiche<sup>9</sup>. I presidi ospedalieri sono infatti considerati “un’organizzazione altamente complessa” in cui i servizi sono erogati in modo continuativo 24 ore al giorno per 365 giorni all’anno. Essi, oltre ad assicurare le prestazioni mediche agli utenti, sono obbligati ad offrire un alto livello di comfort che garantisca la salubrità degli ambienti<sup>10</sup>.

Facendo riferimento alla sola regione Piemonte, dove è ubicato il presidio oggetto di questo studio, l’attività di monitoraggio relativa all’anno 2016 condotta da IRES Piemonte<sup>11</sup> ha rilevato un consumo complessivo di energia primaria delle Strutture Sanitarie Regionali pari a 129,5 ktep di cui 66,8 ktep di energia termica e 62,7 ktep di energia elettrica. Tali consumi si traducono in una spesa per approvvigionamento di circa 87,1 milioni di euro.

Esistono tuttavia ampi margini di risparmio energetico da ricercare sia in un miglioramento dell’efficienza dei sistemi edificio-impianto sia tramite una più oculata gestione dell’energia.

## **1.2 Diagnosi energetica**

### **1.2.1 Definizione e quadro normativo**

Per un corretto intervento mirato al risparmio energetico e al miglioramento dell’efficienza energetica occorre individuare i sistemi energetici meno efficienti per poi intervenire su di essi.

Si fa pertanto ricorso ad una procedura che prende il nome di “Diagnosi Energetica”. La Direttiva 2006/32/CE la definisce come “procedura sistematica volta a fornire un’adeguata conoscenza del profilo di consumo energetico di un edificio o gruppo di edifici, di una attività e/o impianto industriale o di servizi pubblici o privati, ad individuare e quantificare le opportunità di risparmio energetico sotto il profilo costi-benefici e riferire in merito ai risultati”. In altri termini, essa mette in evidenza il livello di efficienza della gestione, partendo dall’analisi dei flussi energetici significativi per individuare le fasi del processo e le macchine

---

<sup>9</sup> AA.VV., “Valutazione dei consumi nell’edilizia esistente e benchmark mediante codici semplificati: analisi di edifici ospedalieri”, Report RSE/2009/117, ENEA;

<sup>10</sup> Bigiotti E., “La riqualificazione energetica nella sanità. Dal sistema complesso ospedaliero al modello di efficientamento energetico”, Il Sole 24 Ore, 2012;

<sup>11</sup> Carpinelli M., Macagno S. *Ricognizione sui consumi e sulla spesa dei vettori energetici del patrimonio edilizio sanitario*, IRES Piemonte, Report 2017;

più energivore, i possibili recuperi e le opportunità di applicare tecnologie energy-saving più attuali e/o emergenti<sup>12</sup>.

Tale procedura diventa sempre più rilevante per la gestione energetica e il *Decreto Legislativo 4 luglio 2014*<sup>13</sup> impone l'obbligo di diagnosi alle "grandi imprese" che non abbiano già adottato schemi di gestione conformi all'EMAS o alle norme ISO 50001 o EN ISO 14001. Tuttavia, la diagnosi energetica può essere effettuata anche come analisi volontaria finalizzata al miglioramento dell'efficienza energetica di una qualunque organizzazione.

L'individuo, gruppo di persone od organismo che effettua una diagnosi energetica è detto *Auditor Energetico* o *REDE* (responsabile delle Diagnosi Energetiche).

Esistono, inoltre, differenze di approccio alla diagnosi energetica in termini di scopo, finalità ed accuratezza. In particolare, l'accuratezza gioca un ruolo fondamentale in tema di costi da sostenere per procedere alla diagnosi. Più l'analisi è dettagliata e più il compenso da pagare all'*Auditor* sarà elevato. Ciò è dovuto al tempo impiegato in tale analisi e alla maggiore complessità di dati analizzati ma anche al maggior numero di opportunità di risparmio energetico individuate.

Risulta quindi opportuno, in fase preliminare, concordare il grado di dettaglio della diagnosi stessa anche in base all'importo che un'organizzazione è disposta a sostenere per tale lavoro.

I requisiti e la metodologia comune per le diagnosi energetiche e i documenti da produrre sono definiti da due norme tecniche di valenza europea:

- la UNI CEI/TR 11428<sup>14</sup>. Essa è un rapporto tecnico applicabile a "tutti i sistemi energetici, a tutti i vettori di energia e a tutti gli usi dell'energia". Tuttavia non è presente al suo interno una definizione specifica dei requisiti applicabili ai diversi ambiti.
- la UNI CEI EN 16247 applicabile a "tutte le forme di aziende ed organizzazioni, a tutte le forme di energia e di utilizzo della stessa, con l'esclusione delle singole unità immobiliari residenziali".

---

<sup>12</sup> "Elementi su come elaborare la documentazione necessaria al rispetto degli obblighi previsti nell'art. 8 del decreto legislativo 102/2014 in tema di diagnosi energetica", ENEA;

<sup>13</sup> Decreto Legislativo 4 luglio 2014, n. 102, "Attuazione della direttiva 2012/27/UE sull'efficienza energetica, che modifica le direttive 2009/125/CE e 2010/30/UE e abroga le direttive 2004/8/CE e 2006/32/CE".

<sup>14</sup> UNI CEI/TR 11428:2011, "Gestione dell'energia. Diagnosi energetiche. Requisiti generali del servizio di diagnosi energetica";

In particolare la seconda è composta da 5 parti redatte in ordine tra il 2012 e il 2015 così suddivise:

- 1) “Diagnosi energetiche - Parte 1: Requisiti generali”<sup>15</sup>;
- 2) “Diagnosi energetiche - Parte 2: Edifici”<sup>16</sup>;
- 3) “Diagnosi energetiche - Parte 3: Processi”<sup>17</sup>;
- 4) “Diagnosi energetiche - Parte 4: Trasporti”<sup>18</sup>;
- 5) “Diagnosi energetiche - Parte 5: Competenze dell’auditor energetico”<sup>19</sup>.

Essa quindi, risulta più accurata laddove si necessitano requisiti per diagnosi riguardanti uno specifico settore.

La UNI CEI EN 16247 pone anche attenzione alle caratteristiche principali tipiche dell’Auditor energetico che definiscono i *requisiti di qualità* del processo di diagnosi. Esse sono:

- Competenza: “L’Auditor energetico deve essere adeguatamente qualificato (secondo linee guida e raccomandazioni locali) e dotato di esperienza per il tipo di lavoro intrapreso così come per scopo, finalità e accuratezza concordati”;
- Confidenzialità: “L’Auditor energetico deve trattare come confidenziali tutte le informazioni rese disponibili dall’organizzazione o emerse nell’ambito della diagnosi energetica”;
- Obiettività: “L’Auditor energetico deve considerare gli interessi dell’organizzazione come di primaria importanza ed operare in modo equilibrato”;
- Trasparenza: “Qualora l’Auditor energetico abbia fini professionali, coinvolgimento commerciale o in prodotti e processi che possano essere in conflitto con la diagnosi energetica, è tenuto a palesare in maniera trasparente ogni conflitto di interessa”.

Inoltre, l’Auditor stesso deve impegnarsi affinché, il processo di diagnosi energetica sia:

- a) Appropriato: adatto a scopo, finalità ed accuratezza concordati;
- b) Completo: al fine di definire l’oggetto e l’organizzazione sottoposti a diagnosi;
- c) Rappresentativo: al fine di raccogliere dati affidabili e pertinenti;
- d) Tracciabile: al fine di tracciare l’origine e le modalità di elaborazione dei dati;
- e) Utile: al fine di includere una analisi costo-efficacia delle opportunità di risparmio energetico identificate;

---

<sup>15</sup> UNI CEI EN 16247-1:2012, “Diagnosi energetiche - Parte 1: Requisiti generali”;

<sup>16</sup> UNI CEI EN 16247-2:2014, “Diagnosi energetiche - Parte 2: Edifici”;

<sup>17</sup> UNI CEI EN 16247-3:2014, “Diagnosi energetiche - Parte 3: Processi”;

<sup>18</sup> UNI CEI EN 16247-4:2014, “Diagnosi energetiche - Parte 4: Trasporto”;

<sup>19</sup> UNI CEI EN 16247-5:2015, “Diagnosi energetiche - Parte 5: Competenze dell’auditor energetico”.

- f) Verificabile: al fine di permettere all'organizzazione di monitorare il raggiungimento dei traguardi delle opportunità di miglioramento della efficienza energetica implementate.

## 1.2.2 Elementi del processo di diagnosi energetica

Il processo di diagnosi energetica presentato nella UNI CEI EN 16247 è costituito da un susseguirsi di fasi schematizzate in Figura 1.2.1- Fasi del processo di diagnosi energetica. In seguito sono riportati i punti cardine di tali fasi così come riportati nella parte 2 (edifici), essendo oggetto di tale trattazione un edificio di tipo ospedaliero.

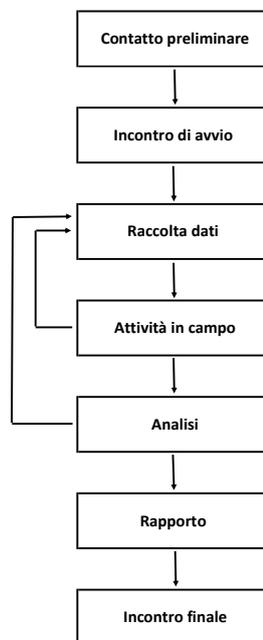


Figura 1.2.1- Fasi del processo di diagnosi energetica

### 1.2.2.1 Contatto preliminare

- a) L'auditor energetico deve concordare con l'organizzazione in merito a:
- 1) obiettivi, bisogni ed aspettative relative alla diagnosi energetica;
  - 2) scopo e confini;
  - 3) grado di accuratezza richiesto;
  - 4) arco temporale per completare la diagnosi energetica;
  - 5) criteri per la valutazione delle misure di miglioramento dell'efficienza energetica;

- 6) impegno richiesto all'organizzazione in termini di tempo ed altre risorse;
  - 7) i requisiti dei dati da raccogliere prima dell'inizio della diagnosi energetica e la disponibilità, validità e formato dei dati relativi ad energia ed attività;
  - 8) misure e/o ispezioni prevedibili da realizzare durante la diagnosi energetica.
- b) L'auditor energetico deve richiedere informazioni in merito a:
- 1) contesto della diagnosi energetica;
  - 2) vincoli normativi o meno in grado di influenzare scopo o altri aspetti della diagnosi energetica proposta;
  - 3) più ampio programma strategico (progetti pianificati, terziarizzazione della gestione dei servizi);
  - 4) sistema di gestione (ambientale, della qualità, sistema di gestione dell'energia o altri);
  - 5) cambiamenti che possono avere una ricaduta sulla diagnosi energetica e le sue conclusioni;
  - 6) ogni opinione, idea e restrizione esistenti relative a misure potenziali di miglioramento dell'efficienza energetica;
  - 7) la documentazione attesa ed il formato del rapporto;
  - 8) se una bozza del rapporto finale debba o meno venire presentata all'organizzazione per commenti.
- c) L'auditor energetico deve informare l'organizzazione di tutti:
- 1) gli impianti ed apparecchiature speciali necessari alla realizzazione della diagnosi energetica;
  - 2) gli interessi commerciali o di altro genere che potrebbero influenzare le proprie conclusioni o raccomandazioni.

### 1.2.2.2 Incontro di avvio

Obiettivo dell'incontro di avvio è di informare tutte le parti interessate su obiettivi, scopo, confini ed accuratezza della diagnosi energetica e concordarne le disposizioni pratiche.

- a) L'auditor energetico deve richiedere all'organizzazione di:
- 1) nominare la persona sostanzialmente responsabile della diagnosi energetica dell'organizzazione;
  - 2) nominare una persona che dovrà rapportarsi con l'auditor energetico, ove necessario supportata da altri soggetti adatti e, a tal fine, costituiti come gruppo;

- 3) informare il personale coinvolto e le altre parti interessate in merito alla diagnosi energetica e ad ogni esigenza posta in capo a loro entro tale ambito;
- 4) assicurare la cooperazione delle parti coinvolte;
- 5) informare circa ogni condizione, intervento di manutenzione o altra attività anomala possa accadere durante la diagnosi energetica.

Nel caso in cui l'auditor non sia una persona fisica, un componente del gruppo di diagnosi energetica deve essere nominato referente della diagnosi stessa.

b) L'auditor energetico deve concordare con l'organizzazione su:

- 1) modalità di accesso dell'auditor energetico;
- 2) regole di prevenzione e sicurezza;
- 3) dati e risorse da rendere disponibili;
- 4) accordi di riservatezza;
- 5) proposta di programma temporale delle visite con indicazione delle relative priorità;
- 6) esigenza di misurazioni speciali;
- 7) procedure da seguire per la installazione delle apparecchiature di misura, se necessarie.

L'auditor energetico deve descrivere i processi, gli strumenti ed il programma temporale della diagnosi energetica e le possibili esigenze di apparecchiatura di misure aggiuntive.

### 1.2.2.3 Raccolta dati

L'auditor energetico deve, in cooperazione con l'organizzazione, raccogliere quanto segue (ove disponibile):

- a) lista dei sistemi, processi ed apparecchi che usano energia;
- b) caratteristiche dettagliate degli oggetti sottoposti a diagnosi, ivi compresi i fattori di aggiustamento conosciuti e come l'organizzazione ritiene che essi influenzino i consumi energetici;
- c) dati storici:
  - 1) consumi energetici;
  - 2) fattori di aggiustamento;
  - 3) appropriate misure correlate;
- d) operativo storico ed eventi passati che potrebbero aver influenzato il consumo energetico nel periodo coperto dai dati raccolti;

- e) documenti di progetto, di funzionamento e di mantenimento;
- f) diagnosi energetiche o studi precedenti connessi all'energia e all'efficienza energetica;
- g) prezzi e costi correnti e previsti, o prezzi e costi di riferimento da usare per garantire la riservatezza commerciale;
- h) altri dati economici rilevanti;
- i) lo stato del sistema di gestione dell'energia.

#### 1.2.2.4 Attività in campo

##### **Obiettivo dell'attività in campo**

L'auditor energetico deve:

- a) ispezionare gli oggetti della diagnosi;
- b) valutare gli usi energetici dell'oggetto sottoposto a diagnosi secondo finalità, scopo ed accuratezza della diagnosi energetica;
- c) comprendere le modalità operative, i comportamenti degli utenti e il loro impatto sui consumi e sull'efficienza energetica;
- d) formulare idee preliminari per le opportunità di miglioramento dell'efficienza energetica;
- e) redigere un elenco di aree e processi per i quali necessitano ulteriori dati quantitativi per successiva analisi.

##### **Condotta**

L'auditor energetico deve:

- a) Assicurarsi che misure e rilievi siano effettuati in maniera attendibile e in condizioni che siano rappresentative delle ordinarie condizioni di esercizio; può risultare vantaggioso realizzare alcune misurazioni al di fuori del normale orario di funzionamento, durante i periodi di spegnimento, o quando il fattore climatico non influisce eccessivamente;
- b) Informare prontamente l'organizzazione di ogni difficoltà imprevista incontrata durante il lavoro.

##### **Ispezioni sul campo**

L'auditor energetico deve chiedere all'organizzazione di:

- a) nominare uno o più soggetti che dovranno fare da guida ed accompagnatore per il personale dell'auditor energetico durante l'ispezione in campo così come richiesto; questi soggetti dovranno possedere le necessarie competenze ed autorità per espletare direttamente, se richiesto, manovre su processi ed apparecchiature;

- b) consentire all'auditor energetico l'accesso a disegni, manuali ed altra documentazione tecnica significativa dell'impianto insieme con i risultati di eventuali prove e misure di collaudo già eseguite.

#### 1.2.2.5 Analisi

Durante tale fase, l'auditor energetico deve determinare il livello di prestazione energetica corrente dell'oggetto sottoposto a diagnosi.

- a) Il livello corrente della prestazione energetica rappresenta il riferimento sulla base del quale possono venire misurati i miglioramenti. Esso deve comprendere:
  - 1) una scomposizione dei consumi energetici suddivisi per uso e fronte;
  - 2) i flussi energetici ed un bilancio energetico dell'oggetto sottoposto a diagnosi;
  - 3) il diagramma temporale della domanda di energia;
  - 4) le correlazioni tra consumo energetico e fattori di aggiustamento;
  - 5) uno o più indicatori di prestazione energetica adatti a valutare l'oggetto sottoposto a diagnosi.
- b) L'auditor energetico deve identificare le opportunità di miglioramento dell'efficienza energetica sul livello di prestazione energetica corrente basandosi su:
  - 1) i risparmi economici attivati dalle misure di miglioramento dell'efficienza energetica;
  - 2) gli investimenti necessari;
  - 3) il tempo di ritorno dell'investimento od ogni altro criterio economico concordato con l'organizzazione;
  - 4) gli altri possibili vantaggi non energetici (come produttività e manutenzione);
  - 5) il confronto in termini sia di costo sia di consumo energetico tra misure alternative di miglioramento dell'efficienza energetica;
  - 6) interazioni tecniche tra azioni multiple.

Le azioni di risparmio energetico devono venire elencate secondo una graduatoria basata su criteri concordati.

- c) In quei casi ove necessario conformemente a scopo, finalità ed accuratezza della diagnosi energetica concordati, l'auditor energetico deve integrare tali risultati con:
  - 1) richiesta di ulteriori dati;
  - 2) la definizione dei bisogni di ulteriori analisi.
- d) L'auditor energetico deve:
  - 1) valutare l'affidabilità dei dati forniti ed evidenziare carenze ed anomalie;

- 2) utilizzare metodi di calcolo trasparenti e tecnicamente appropriati;
- 3) documentare i metodi utilizzati ed ogni assunzione fatta;
- 4) sottoporre i risultati della analisi ad appropriate verifiche di qualità e validità;
- 5) considerare ogni vincolo normativo o di altra natura che può influire sulle opportunità potenziali di miglioramento dell'efficienza energetica.

#### 1.2.2.6 Rapporto

##### **Generalità**

Nel riportare i risultati della diagnosi energetica, l'auditor energetico deve:

- a) assicurarsi che la diagnosi energetica effettuata risponda ai requisiti concordati con l'organizzazione;
- b) controllare la qualità del rapporto prima della sua presentazione all'organizzazione;
- c) riassumere le principali misurazioni effettuate nell'ambito della diagnosi energetica, commentando:
  - 1) la qualità e la coerenza dei dati;
  - 2) il fondamento logico delle misurazioni e come esse contribuiscano all'analisi;
  - 3) le difficoltà incontrate nell'ambito della raccolta dati e del lavoro in campo;
- d) indicare se i risultati delle analisi sono basati su calcoli, simulazioni o stime;
- e) riassumere le analisi, dettagliando ogni assunzione;
- f) indicare i limiti di accuratezza delle stime di risparmi e costi;
- g) presentare la graduatoria delle opportunità di miglioramento dell'efficienza energetica.

##### **Contenuto del rapporto**

L'esatto contenuto del rapporto deve essere appropriato allo scopo, all'obiettivo e al livello di dettaglio della diagnosi energetica.

Il rapporto di diagnosi energetica deve contenere:

- a) Documento di sintesi:
  - 1) graduatoria delle opportunità di miglioramento dell'efficienza energetica;
  - 2) programma di attuazione proposto.
- b) Contesto:

- 1) informazioni generali sulla organizzazione sottoposta a diagnosi, sull'auditor energetico e sulla metodologia di diagnosi energetica;
  - 2) contesto specifico della diagnosi energetica;
  - 3) descrizione del sistema oggetto di diagnosi;
  - 4) norme tecniche e legislazione pertinenti.
- c) Diagnosi energetica:
- 1) Descrizione, scopo, obiettivo e livello di dettaglio, arco temporale e confini della diagnosi energetica;
  - 2) Informazioni sulla raccolta dati;
    - i. dispositivi di misura (stato corrente);
    - ii. indicazione di quali dati sono stati utilizzati (e quali sono frutto di misurazioni e quali di stime);
    - iii. copia dei valori chiave utilizzati e dei certificati di calibrazione ove opportuni;
  - 3) analisi dei consumi energetici;
  - 4) criteri per la messa in graduatoria delle misure di miglioramento della prestazione energetica.
- d) Opportunità di miglioramento dell'efficienza energetica:
- 1) azioni proposte, raccomandazioni, piano e programma temporale di implementazione;
  - 2) ipotesi assunte durante il calcolo dei risparmi energetici e loro impatto sull'accuratezza delle raccomandazioni;
  - 3) informazioni su contributi e sovvenzioni applicabili;
  - 4) analisi economica appropriata;
  - 5) potenziali interazioni con altre raccomandazioni proposte;
  - 6) metodi di misura e verifica che dovranno essere usati per le valutazioni post-attuazione delle opportunità raccomandate.
- e) Conclusioni

#### 1.2.2.7 Incontro finale

Nell'incontro finale l'auditor energetico deve:

- a) consegnare il rapporto di diagnosi energetica;
- b) presentare i risultati della diagnosi energetica in maniera da agevolare il processo decisionale dell'organizzazione;
- c) essere in grado di spiegare i risultati.

La necessità di un supplemento di indagine deve essere discussa e deve essere raggiunta una conclusione.

### **1.3 Diagnosi energetica di presidi ospedalieri**

Il lavoro di tesi in esame, pone attenzione alla gestione energetica di un edificio ospedaliero. Come già esposto in precedenza, gli ospedali, oltre ad essere strutture altamente energivore, presentano una non trascurabile complessità che si traduce in difficoltà di tipo gestionale.

I lavori di diagnosi energetica condotti su tali strutture risultano essere più complicati di quelli che interessano edifici di tipo residenziale dal momento che devono far i conti con la necessità e l'obbligo di garantire prestazioni e servizi in ambito medico in maniera continua 24 ore su 24 in tutti i 365 giorni dell'anno assicurando elevati livelli di comfort e sicurezza.

Ulteriore motivo di complessità può essere attribuito al fatto che non esiste una definizione univoca di ospedale in termini di funzionamento, ma ogni struttura ha delle esigenze e delle priorità differenti in base ai tipi di servizi e prestazioni mediche che è tenuta ad erogare.

Inoltre all'interno dello stesso edificio ospedaliero occorre far distinzione tra reparti o aree funzionali che, essendo di diversa natura, utilizzano in maniera differente i vettori energetici messi a disposizione dagli impianti dell'edificio stesso.

Nonostante la natura variegata dell'ambito ospedaliero e degli impianti che la producono, l'energia richiesta è termica, frigorifera ed elettrica. Essa è utilizzata prevalentemente per il riscaldamento, la ventilazione e l'illuminazione degli ambienti, la produzione di acqua calda sanitaria, la climatizzazione estiva, la produzione di vapore utile per i processi di sterilizzazione ed umidificazione, i trasporti interni, gli elevatori, le cucine, le lavanderie, gli strumenti utili per le prestazioni di tipo medico (inclusi quelli ad elevata potenza).

#### **1.3.1 Il quadro normativo ospedaliero**

Tra i fattori che contribuiscono alla complessità delle strutture ospedaliere, è fondamentale menzionare la necessità, sia in chiave progettuale che gestionale, di rispettare le leggi e le norme in vigore circa l'edilizia sanitaria. Sebbene il quadro normativo italiano sia abbastanza variegato in materia, per gli scopi di questa trattazione si è ritenuto opportuno considerare la

parte di norme e leggi che regolano i parametri considerati responsabili del benessere degli ambienti.

Parametri come temperatura, umidità relativa e concentrazione di sostanze inquinanti rendono buona o cattiva la qualità dell'aria il cui controllo è affidato a: tassi di ventilazione o di filtraggio, specifiche condizioni di pressione e temperatura dei locali, di ammissibilità o meno di ricircolo di aria stessa<sup>20</sup>.

La qualità dell'aria, tuttavia, non è l'unico aspetto da tenere in considerazione. Al benessere degli ambienti ospedalieri contribuiscono anche il rispetto del fabbisogno di acqua calda sanitaria e l'adeguato livello di illuminazione.

Per quanto riguarda il territorio italiano, con riferimento alle condizioni di benessere all'interno delle strutture sanitarie, sono da considerare:

- Circolare 22/11/1974 n. 13011 del Ministero dei Lavori Pubblici<sup>21</sup> ;
- DPR 14 gennaio 1997<sup>22</sup>.

Vi sono inoltre norme di tipo tecnico specificatamente a vari settori come:

- UNI 10339<sup>23</sup>;
- UNI/TS 11300-2<sup>24</sup>;
- UNI 11425<sup>25</sup>;
- UNI 9182<sup>26</sup>;
- UNI EN 12464-1<sup>27</sup>;

---

<sup>20</sup> AA.VV, "Valutazione dei consumi nell'edilizia esistente e benchmark mediante codici semplificati: analisi di edifici ospedalieri", Report RSE/2009/117, ENEA;

<sup>21</sup> Circolare 22/11/1974 n. 13011 del Ministero dei Lavori Pubblici, "Requisiti fisico-tecnici per le costruzioni edilizie ospedaliere. Proprietà termiche, igrometriche, di ventilazione e di illuminazione";

<sup>22</sup> Decreto del Presidente della Repubblica 14 gennaio 1997, "Approvazione dell'atto di indirizzo e coordinamento alle regioni e alle province autonome di Trento e di Bolzano, in materia di requisiti strutturali, tecnologici ed organizzativi minimi per l'esercizio delle attività sanitarie da parte delle strutture pubbliche e private";

<sup>23</sup> UNI 10339:1995, "Impianti aeraulici ai fini di benessere. Generalità, classificazione e requisiti. Regole per la richiesta d'offerta, l'offerta, l'ordine e la fornitura";

<sup>24</sup> UNI/TS 11300-2:2014, "Determinazione del fabbisogno di energia primaria e dei rendimenti per la climatizzazione invernale e per la produzione di acqua calda sanitaria";

<sup>25</sup> UNI 11425:2011, "Impianto di ventilazione e condizionamento controllata per il blocco operatorio";

<sup>26</sup> UNI 9182:2014, "Impianti di alimentazione e distribuzione d'acqua fredda e calda – progettazione, installazione e collaudo";

<sup>27</sup> UNI EN 12464-1:2011, "Luce e illuminazione. Illuminazione nei posti di lavoro. Parte 1: Posti di lavoro interni".

### 1.3.1.1 La qualità dell'aria negli ambienti

La Circolare 13011 dedicata ai requisiti termoigrometrici e di ventilazione per gli ambienti si evince che:

- In tutti i reparti ospedalieri, servizi compresi, dovrà essere garantita, nel periodo invernale, una temperatura degli ambienti di 20°C +/- 2°C;
- nelle camere di degenza, nei locali ad uso collettivo e anche nei disimpegni inoltre dovrà essere assicurato, nel periodo invernale, un valore di umidità relativa dell'ambiente pari al 40% con tolleranza di +/- 5%;
- i valori del fattore di ricambio d'aria per i diversi locali dovranno essere quelli indicati in Tabella 1.3.1, assicurati da un sistema di ventilazione e filtrazione adatto, che garantisca una velocità dell'aria inferiore a 0,15 m/s negli ambienti. Nei vani dei servizi igienico-sanitari siano privi di finestra, e quindi dotati di impianto di ventilazione forzata, dovrà essere garantita la continuità di funzionamento dell'impianto stesso;
- Nei blocchi operatori, sale travaglio, rianimazione, parti prematuri, lattanti, terapia intensiva, centro dialisi, centrale di sterilizzazione e laboratorio di analisi, dovrà esserci un impianto di condizionamento senza ricircolo atto ad assicurare che sia in estate che in inverno, i valori prescritti di temperatura interna, umidità relativa e velocità dell'aria siano rispettati, o in ogni caso conformi a quelli imposti dalla UNI 10339.

Tabella 1.3.1 - Fattori di ricambio d'aria, Circolare 13011

Zona	Fattore di ricambio aria
Degenze in genere	2 vol/ora
Degenze bambini	3 vol/ora
Reparti diagnostica	6 vol/ora
Reparti speciali	6 vol/ora
Isolamento	12 vol/ora
Servizi igienici	10 vol/ora
Soggiorni	30 m <sup>3</sup> /ora per persona (minimo)

La Tabella 1.3.1 - Fattori di ricambio d'aria, Circolare 13011.3.2, mostra invece i parametri di ventilazione minimi previsti dalla UNI 10339, mentre i valori massimi di velocità dell'aria ammissibili secondo la norma UNI 10339 sono riportati in Tabella 1.3.3.

Tabella 1.3.2 - Ventilazione minima prescritta dalla UNI 10339

Zona	Portata d'aria esterna minima
Degenze	11 litri/s per persona
Corsie	11 litri/s per persona
Camere sterili	11 litri/s per persona
Camere per infettivi	Specificata in base alle esigenze
Sale mediche/soggiorni	8.5 litri/s per persona
Terapie fisiche	11 litri/s per persona
Sale operatorie/sale parto	Specificata in base alle esigenze
Servizi igienici	Estrazione di 8 volumi/ora

Tabella 1.3.3 - Massima velocità dell'aria secondo la UNI 10339

Zona	Riscaldamento[m/s]	Raffrescamento [m/s]
Degenze, corsie, camere sterili, infettivi, visite mediche e soggiorni	0.05-0.1	0.05-0.15
Maternità, anestesia, radiazioni, prematuri e sale operatorie	0.05-0.1	0.05-0.15
Terapie fisiche	0.1-0.2	0.15-0.25

Il DPR del 1997 suddivide l'ospedale in 13 ambienti e ne indica le relative specifiche riportate in Tabella 1.3.4.

Tabella 1.3.4 - Requisiti minimi prescritti dal DPR -1997

Zona	Temperatura [°C] (inverno-estate)	Umidità relativa [%] (inverno-estate)	Ricambi aria esterna [vol/h]
Pronto Soccorso	n.p.	n.p.	n.p.
Area degenza	n.p.	n.p.	n.p.
Reparto operatorio	20-24	40-60	15
Blocco parto	20-24	30-60	6
Rianimazione/terapia intensiva	20-24	40-60	6
Medicina nucleare	n.p.	n.p.	n.p.
Radioterapia	n.p.	n.p.	n.p.
Day Hospital	n.p.	n.p.	n.p.
Day Surgery	n.p.	n.p.	n.p.
Gestione farmaci	20-26	50±5	2
Servizio sterilizzazione	20-27	40-60	15
Servizio disinfezione	20-27	40-60	15
Servizio mortuario	18	60±5	15

Va tuttavia considerato che il quadro normativo italiano non menziona le condizioni di pressione da rispettare nei vari locali al fine di possibili contaminazioni e fughe di flussi batterici. È pertanto opportuno integrare le prescrizioni finora elencate con le condizioni di pressione riportate in Tabella 1.3.5 previste dalla normativa statunitense ASHRAE 62-1989<sup>28</sup>.

Tabella 1.3.5 - Condizioni di pressione nei locali secondo la ASHRAE 62-1989

Zona	Condizioni di pressione
Sale operatorie, traumatologia, parto, nursery e UTIC	Sovrappressione
Camere di degenza normale	Controllo non necessario
Servizi igienici	Sottopressione
Reparti d'isolamento per infettivi	Sottopressione
Reparti d'isolamento per immunodepressi	Sovrappressione
Laboratori	Specificate in base alle esigenze
Visite mediche	Controllo non necessario
Locali medicazione	Sovrappressione
Sterilizzazione e lavanderia	Sottopressione

### 1.3.1.2 Acqua calda sanitaria (ACS)

Parametro importante, soprattutto per quanto riguarda il contesto ospedaliero, è il volume di acqua calda sanitaria utile allo svolgimento delle attività quotidiane che, come già specificato in precedenza possono variare da presidio a presidio.

A tale scopo occorre considerare la norma UNI/TS 11300-2. Essa risulta utile per la “determinazione dei fabbisogni di energia termica utile per il servizio di produzione di acqua calda sanitaria ma anche di energia fornita ed energia primaria per i servizi di climatizzazione invernale e acqua calda sanitaria”. Il campo di applicazione di tale norma si estende alle principali tipologie di impianti facendo distinzione tra edifici di tipo residenziale e non. Inoltre, si considera un valore di temperatura di erogazione pari a 40°C e un valore di ingresso dell'acqua fredda pari alla media annuale delle temperature mensili dell'aria esterna della località considerata, ricavata dalla UNI 10349<sup>29</sup>.

<sup>28</sup> ASHRAE Standard 62, “Ventilation for Acceptable Indoor Air Quality”, 1989;

<sup>29</sup> UNI 10349-1, “Riscaldamento o raffreddamento degli edifici – Dati climatici- Parte 1: Medie mensili per la valutazione della prestazione termo-energetica dell'edificio e metodi per ripartire l'irradianza solare nella frazione diretta e diffusa e per calcolare l'irradianza solare su di una superficie inclinata”.

Per edifici non residenziali, il volume di acqua calda richiesto  $V_w$  ed espresso in litri/giorno è calcolato come:

$$V_w = a \times N_u \quad (1.1)$$

con:

- $a$  fabbisogno specifico giornaliero in litri/(giorno\* $N_u$ );
- $N_u$  parametro variabile in funzione del tipo di edificio.

La Tabella 1.3.6 riporta i valori di  $a$  e  $N_u$  per alcune tipologie di edifici non residenziali.

Tabella 1.3.6 - Valori dei parametri  $a$  e  $N_u$  per edifici non residenziali UNI/TS 11300-2

Tipo di attività	$a$	$N_u$
Dormitori, Residence e B&B	40	Numero posti letto
Hotel fino a tre stelle	60	Numero posti letto
Hotel quattro stelle e oltre	80	Numero posti letto
Attività ospedaliera con pernottato	80	Numero posti letto
Attività ospedaliera con pernottato e lavanderia	90	Numero posti letto
Attività ospedaliera day hospital (senza pernottato)	15	Numero posti letto
Scuole ed istruzione	0.2	Numero di allievi
Scuole materne ed asili nido	8	Numero di bambini
Attività sportive/palestre	50	Per doccia installata
Spogliatoi di stabilimenti	10	Per doccia installata
Uffici	0.2	Superficie netta climatizzata

È possibile notare che, in riferimento ai presidi ospedalieri, si fa riferimento al numero posti letto. Spesso però, il numero di posti letto non risulta essere un parametro particolarmente significativo e far riferimento ad esso potrebbe portare a valori di ACS discordanti da quelli effettivi. Occorre pertanto verificare le stime suggerite dalla norma e integrarle, nei limiti delle possibilità, con dati reali.

### 1.3.1.3 Illuminazione

Un contributo significativo alla definizione di benessere degli ambienti ospedalieri è dato da un adeguato livello di illuminazione. La Circolare 13011 dedica spazio a tale argomento mentre la norma UNI EN 12464 del 2011 fornisce delle specifiche tecniche relative all'illuminazione nei posti di lavoro.

In particolare la Circolare 13011 prescrive le condizioni tali per cui negli ambienti di degenza e diagnostica l'illuminazione risulti adeguata. Va precisato che tali condizioni devono essere

rispettate indipendentemente dalle situazioni di cielo e richiedono quindi un'accurata integrazione tra luce artificiale e naturale. I livelli minimi di illuminazione sono:

- 300 lux sul piano di osservazione medica (escluso il piano operatorio);
- 200 lux sul piano di lavoro negli spazi per lettura, laboratori, uffici;
- 100 lux misurati su un piano ideale posto a 0.60m dal pavimento negli spazi per riunioni, per ginnastica, ecc.;
- 80 lux misurati su un piano ideale posto a 1.00m dal pavimento nei corridoi, nelle scale, nei servizi igienici, negli atri e negli spogliatoi.

Particolare attenzione, nella stessa Circolare è data alla protezione dai fenomeni di "abbagliamento". A tale scopo nel campo visuale delle persone non devono esserci oggetti la cui luminanza sia 20 volte maggiore rispetto ai valori medi.

Più accurata e precisa risulta la UNI EN 12464-1. In essa vengono considerate le condizioni di comfort visivo (per persone aventi capacità oftalmiche nella norma) in relazione alle attività svolte abitualmente nelle varie zone degli ambienti di lavoro.

#### **1.4 Indicatori di prestazione energetica degli ospedali**

In tema di diagnosi energetica e sulla base dei dati in possesso di chi se ne occupa, risulta molto utile la definizione di alcuni indicatori tipici del presidio esaminato al fine valutarne la qualità in termini di prestazioni energetiche. In particolare, confrontando gli indici ottenuti con quelli di edifici simili, è possibile stimare l'efficienza dell'edificio in esame.

Fase cruciale per il confronto risulta essere la scelta degli edifici da prendere come riferimento. In tal senso, occorre tener presente tutti i fattori in grado di alterare i consumi energetici di un presidio come le caratteristiche climatiche del luogo di ubicazione, la funzionalità della struttura o la morfologia dell'edificio al fine di confrontare edifici quanto più simili possibile<sup>30</sup>.

Tra gli indicatori di prestazione più utilizzati in ambito ospedaliero ci sono:

- kWh/posto letto;
- kWh/m<sup>2</sup> e kWh/m<sup>3</sup>.

Prima di procedere al calcolo, occorre valutare la significatività degli indici adottati facendo delle considerazioni sui singoli presidi. Nella valutazione dei consumi ad unità di superficie per

---

<sup>30</sup> Crippa S., "Studio dei consumi energetici in ambito ospedaliero", Politecnico di Milano, 2013.

esempio, è importante considerare le destinazioni d'uso degli ambienti considerati che possono influenzare in maniera differente le richieste energetiche globali e stimare il contributo delle superfici non climatizzate come cavedi o locali tecnici nel computo delle superfici totali.

## Capitolo 2- Il presidio Valletta

### 2.1 Descrizione dell'edificio

Il presidio Valletta fa parte del patrimonio edilizio della ASL città di Torino ed è situato tra Via Farinelli, Via Togliatti e Via Ugolini. L'ingresso principale è in Via Farinelli 25.

L'edificio si sviluppa per 185 m di lunghezza e 40 di larghezza mentre l'altezza alla linea di gronda nel punto massimo (locali ascensori) è di 23 m.

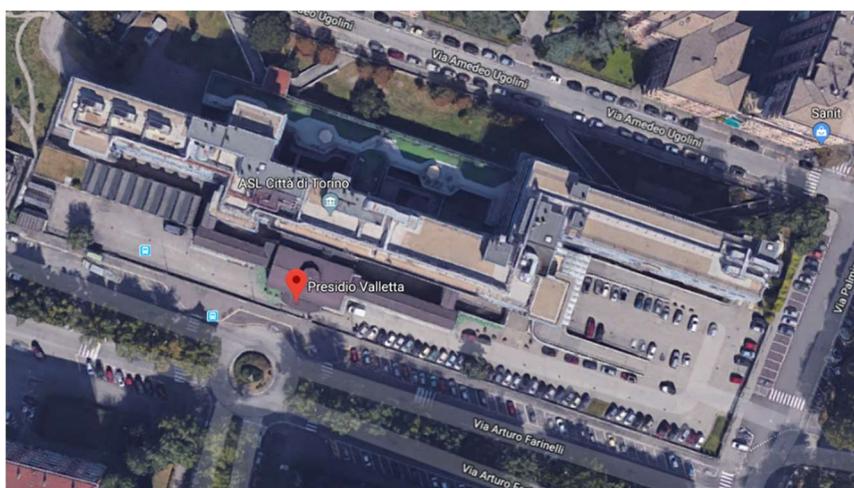


Figura 2.1.1 - Visuale dall'alto presidio Valletta



Figura 2.1.2 - Visuali laterali presidio Valletta

I corpi di fabbrica sono posti lungo un asse parallelo a via Farinelli in direzione nord-sud.

Per quanto riguarda lo sviluppo in altezza, il presidio risulta essere costituito da 7 piani di cui un seminterrato, 5 piani intermedi e un piano copertura.

Il corpo centrale divide il fabbricato in tre zone strutturalmente e funzionalmente separate:

- Zona A – manica ovest;
- Zona B – manica centrale;
- Zona C – manica est.

Questa divisione consente una netta separazione dei vari nuclei, anche per le compartimentazioni antincendio.

In base a tale divisione, dunque, l'edificio risulta essere costituito da 21 parti (3 zone per piano) in ognuna delle quali è stato realizzato un vano tecnico contenente i quadri di zona. Tutti i vani tecnici risultano in comunicazione con un cavedio impianti verticale per le distribuzioni generali.

I cavedi, per analogia sono stati denominati nel seguente modo:

- cavedio A – interno alla zona A e per le utenze della zona A;
- cavedio B - interno alla zona B e per le utenze della zona B;
- cavedio C – interno alla zona scala BC per le utenze della zona C;
- cavedio D – interno alla scala C per alcune utenze della zona C.

### **2.1.1 Destinazioni d'uso**

La struttura è dimensionata e realizzata, nei piani dal primo al quinto, in modo da poter accogliere gli ospiti suddivisi in nuclei funzionali di varia tipologia degenziale, classificabili come: Residenza Assistenziale Flessibile, Residenze Sanitarie Assistenziali, Centro Diurno, Hospice (da 10 e 8 posti letto) e aree pertinenziali connesse.

Le destinazioni d'uso assegnate ai singoli piani possono essere così riassunte:

- al piano seminterrato sono collocate le camere mortuarie, gli spogliatoi, gli archivi, i magazzini, la zona di arrivo e smistamento dei pasti, il magazzino farmaceutico aziendale, il deposito e gli impianti ad osmosi della Dialisi Ambulatoriale, gran parte

degli impianti centralizzati ed altri locali tecnici a servizio della struttura (centrale termica, gruppi elettrogeni, trasformatori AT/MT, centrale elettrica e UPS);

- al piano terreno trova spazio l'ingresso principale con la reception, il Poliambulatorio del Distretto Sanitario, il servizio di Medicina Legale, il gruppo delle Cure Domiciliari, il servizio di Alcoologia e la Dialisi Ambulatoriale;
- al piano primo si trovano un nucleo RSA, il Centro Diurno, il Nucleo Cure Primarie, il servizio di Neuropsichiatria Infantile e la Logopedia;
- il piano secondo è adibito ad Hospice e ad uffici destinati alle attività del Committente e della ditta Affidataria;
- al piano terzo si trovano due nuclei RSA e un servizio di degenze per Dimissioni Protette;
- al piano quarto sono localizzati tre nuclei RAF e degenze;
- al piano quinto si trovano due nuclei RSA e, nel corpo centrale, aree di cura, palestre e spazi collettivi;
- al piano copertura trovano spazio alcuni locali tecnici destinati all'impianto di climatizzazione.

Nel corso della trattazione non si tiene conto dell'energia primaria consumata dal reparto Dialisi, che, non essendo proprietà della ASL città di Torino, fa riferimento a contatori e contratti di fornitura differenti da quelli del resto del presidio.

### 2.1.2 Numero posti letto

Attualmente la struttura mette a disposizione 153 posti letto come Alta e Media intensità, 24 come "continuità assistenziale" a moderata intensità, 10 come Hospice e 20 come Centro diurno integrato, per un totale di 197. La Tabella 2.1.1 schematizza la modalità con cui sono ripartiti i posti letto totali.

Tabella 2.1.1 - Ripartizione posti letto presidio Valletta

Piano	Posti letto	Destinazione d'uso
Primo piano	22 20	<ul style="list-style-type: none"> <li>• RSA (1 nucleo)</li> <li>• Centro diurno integrato</li> </ul>

Secondo piano	10	<ul style="list-style-type: none"> <li>Hospice</li> </ul>
Terzo piano	22 13 24	<ul style="list-style-type: none"> <li>RSA alta intensità (1 nucleo)</li> <li>RSA moderata intensità (1 nucleo)</li> <li>C.A.V.S. media intensità (1 nucleo)</li> </ul>
Quarto piano	59	<ul style="list-style-type: none"> <li>Posti letto di media intensità</li> </ul>
Quinto piano	37	<ul style="list-style-type: none"> <li>RSA (2 nuclei)</li> </ul>

### 2.1.3 Censimento delle superfici vetrate

Il censimento delle superfici vetrate è stato effettuato grazie a disegni *as built* relativi a ciascun piano del presidio Valletta. È stato possibile raggruppare tali superfici per dimensione contando con precisione il numero di finestre per ogni zona dell'edificio calcolandone la superficie occupata. Tramite sopralluoghi è stato possibile osservare che tutti i serramenti risultano essere di tipo a taglio termico con doppio vetro. La Tabella 2.1.2 mostra i dati ottenuti.

Tabella 2.1.2 - Censimento superfici vetrate Valletta

Dimensioni [cm x cm]	Quantità	Superficie [m <sup>2</sup> ]
70x160	526	589,12
40x160	1	0,64
140x160	354	792,96
280x230	25	161
180x230	20	82,8
280x160	9	40,32
210x160	144	483,84
50x160	15	12
140x230	5	16,1
140x100	15	21
300x280	1	8,4
60x170	1	1,02
100x160	41	65,6
360x160	2	11,52
210x90	2	3,78
100x90	2	1,8
180x90	3	4,86
360x90	3	9,72
<b>Superficie Totale [m<sup>2</sup>]</b>		<b>2306,48</b>

## 2.2 Descrizione impianti

### 2.2.1 Centrale Termica

La centrale termica è situata al piano seminterrato in corrispondenza della zona B. All'interno di essa avviene la produzione di energia termica e di ACS utili al soddisfacimento dei fabbisogni dell'intero edificio.

Sono presenti tre generatori di vapore a bassa pressione ( $p < 1\text{bar}$ ) le cui caratteristiche sono riassunte in Tabella 2.2.1.

Tabella 2.2.1 - Caratteristiche Generatori di Vapore

Generatori di vapore			
	Produttore	Modello	Pot.termica utile [kW]
GdV1	BIASI	RVB3000	1400
GdV2	BIASI	RVB3000	2100
GdV3	BIASI	RVB2000	2100



Figura 2.2.1 - Particolare generatori di Vapore

Il GdV3 svolge la funzione di backup e ciascun generatore dispone di un bruciatore pressurizzato alimentato dalla rete a gas metano.

Il vapore prodotto viene convogliato nel collettore del circuito primario. Di qui parte del vapore raggiunge due scambiatori a fascio tubiero vapore/acqua da 2100 kW ciascuno i quali assicurano la fornitura di acqua calda ai circuiti "ventilconvettori", "radiatori" e "batterie UTA" per il riscaldamento degli ambienti.



*Figura 2.2.2 - Scambiatori di calore a fascio tubiero vapore/acqua*

La restante parte è destinata alla produzione di acqua calda sanitaria ed è inviata due bollitori con accumulo da 5000 litri di cui uno funge da riserva. Il circuito destinato al vapore per umidificazione delle UTA è attualmente chiuso perché non utilizzato.



*Figura 2.2.3 - Collettore circuito primario*

I circolatori gemellari presenti sono tutti dotati di inverter e consentono la distribuzione regolata tramite valvola a due vie ai circuiti “ventilconvettori A”, “ventilconvettori B”, “ventilconvettori C”, “radiatori A-B”, “radiatori C”, “batterie UTA A”, “batterie UTA B” e “batterie UTA C”. L’acqua di alimento dei generatori di vapore proviene dalla centrale idrica. Essa viene prima trattata tramite due addolcitori presenti nella centrale idrica e poi purificata mediante un impianto di osmosi inversa presente nella centrale termica stessa.



Figura 2.2.3 - Circolatori batterie UTA

## 2.2.2 Centrale frigorifera

La centrale frigorifera è situata sulla copertura. Essa fa capo a tre gruppi frigoriferi di produzione *Trane* ciascuno avente potenza frigorifera di 752.2 kW. In particolare, ciascun chiller è dotato di due compressori di tipo volumetrico a vite. Il raffreddamento è ad acqua mediante tre torri evaporative, anche esse collocate sulla copertura.

Dalla copertura, dunque, mediante i cavedi tecnici avviene la distribuzione del freddo per tutti i piani della struttura alimentando i ventilconvettori e le UTA. I collegamenti *chillers-torri evaporative* e *chillers-rete di distribuzione* sono assicurati da pompe dotate di inverter.



Figura 2.2.4 - Torri evaporative



Figura 2.2.5 - Gruppo frigorifero a compressione Trane

### 2.2.3 Impianto di termoventilazione

Nella struttura sono presenti 21 UTA tutte di produzione *Loran* e di diversa potenza e portata d'aria.

È possibile suddividere le stesse in due tipologie:

- 13 impianti ad aria primaria;
- 8 impianti a tutt'aria.

Tutte le UTA sono munite di filtri piani e filtri a tasche. La presa di aria esterna per tutte le macchine è posta sopra la copertura dell'edificio. Le espulsioni sono direzionate verso nord mentre la presa d'aria è direzionata verso sud in quanto i venti dominanti della zona spirano da sud a nord.

Tutte le bocchette in mandata e di ritorno sono in alluminio anodizzato senza serrandina di regolazione della portata dell'aria. Il controllo della portata è affidato a regolatori automatici a canale che mantengono la portata voluta indipendentemente dalla pressione a monte del canale.



Figura 2.2.6 - UTA piano 3 zona B

La Figura 2.2.7 schematizza la distribuzione delle UTA nell'edificio elencandone alcune delle caratteristiche di progetto.

	ZONA A	ZONA B	ZONA C		
piano copertura	CTL 510 A 281 4221 pot.elettrica <b>30 KW</b> Qaria 54570 m3/h	CTL 340 A 271 4221 pot.elettrica <b>18,5 KW</b> Qaria 39080 m3/h	CTL 140 A 291 4221 pot.elettrica <b>4 KW</b> Qaria 11900 m3/h	CTL 120 A 121 4221 tutt'aria degenza psichiatrica pot.elettrica <b>8,5 KW</b> Qaria 11000 m3/h	CTL 120 A 151 4221 tutt'aria Hospice pot.elettrica <b>11,5 KW</b> Qaria 12000 m3/h
piano quinto	CTL 40 A 241 4221 aria primaria 1-riabilitazione neuromotoria pot.elettrica <b>2,2 KW</b> Qaria 3900 m3/h	CTL 60 A 251 4221 aria primaria pot.elettrica <b>3 KW</b> Qaria 5600 m3/h	CTL 50 A 261 4221 aria primaria 2-riabilitazione neuromotoria pot.elettrica <b>2,2 KW</b> Qaria 4200 m3/h		
piano quarto	CTL 100 A 231 4221 tutt'aria riabilitazione respiratoria pot.elettrica <b>4 KW</b> Qaria 8800 m3/h	CTL 170 A 221 4221 tutt'aria terapia riabilitazione pot.elettrica <b>7,5 KW</b> Qaria 14500 m3/h	CTL 50 A 211 4221 aria primaria riabilitazione cardiologica pot.elettrica <b>2,2 KW</b> Qaria 4200 m3/h		
piano terzo	CTL 100 A 181 4221 tutt'aria RSA pot.elettrica <b>4 KW</b> Qaria 8800 m3/h	CTL 60 A 191 4221 aria primaria RSA pot.elettrica <b>3 KW</b> Qaria 5300 m3/h	CTL 50 A 201 4221 aria primaria RSA pot.elettrica <b>2,2 KW</b> Qaria 4200 m3/h		
piano secondo	CTL 40 A 161 4221 aria primaria consultorio pot.elettrica <b>2,2 KW</b> Qaria 3600 m3/h	CTL 60 A 171 4221 aria primaria uffici distretto pot.elettrica <b>4 KW</b> Qaria 6000 m3/h			
piano primo	CTL 100 A 141 4221 tutt'aria Alzheimer pot.elettrica <b>5,5 KW</b> Qaria 9550 m3/h	CTL 140 A 131 4221 tutt'aria ambulatorio psichiatrica pot.elettrica <b>7,5 KW</b> Qaria 13500 m3/h			
piano terreno	CTL 50 A 111 4221 aria primaria Uffici pot.elettrica <b>2,2 KW</b> Qaria 4200 m3/h	CTL 60 A 101 4221 aria primaria Radiologia pot.elettrica <b>3 KW</b> Qaria 5600 m3/h			
piano cunicolo	CTL 60 A 091 4221 aria primaria onoranze funebri pot.elettrica <b>3 KW</b> Qaria 5380 m3/h	CTL 220 A 081 4221 tutt'aria ingress.piastra pot.elettrica <b>11 KW</b> Qaria 19500 m3/h	CTL 50 A 071 4221 aria primaria onoranze funebri pot.elettrica <b>2,2 KW</b> Qaria 4200 m3/h	CTL 20 A 061 4221 aria primaria uffici laboratori pot.elettrica <b>0,75 KW</b> Qaria 1700 m3/h	

Figura 2.2.7 - Distribuzione e caratteristiche di progetto UTA

## 2.2.4 Cabine elettriche

Il presidio ospedaliero oggetto di studio è alimentato in media tensione a 22 kV.

Per le situazioni di emergenza, la struttura è dotata di due gruppi di continuità (UPS) da 120 kVA funzionanti in parallelo con un'autonomia pari a 30 minuti, e di due gruppi elettrogeni da 400 kVA con intervento entro 30 secondi alimentati a gasolio contenuto in un serbatoio esterno da 1000 litri.

Le cabine elettriche sono poste all'esterno della struttura al piano interrato in un fabbricato che comprende in ordine:

- Locale del distributore dell'energia elettrica;
- Locale dei quadri di media tensione (MT);
- Locale dei quadri di bassa tensione (BT 400/230 V);
- Locale UPS per i gruppi di continuità;
- Locale per i gruppi elettrogeni.

Nello stesso fabbricato è presente anche un locale destinato ad ospitare gli ausiliari per il sistema antincendio.

A monte dei quadri di bassa tensione ci sono tre trasformatori ciascuno dei quali caratterizzato da un valore di potenza nominale pari a 800 kVA.

È stato possibile, grazie agli schemi unifilari dell'impianto elettrico, pervenire alla schematizzazione dei quadri presenti in cabina BT riportata in Tabella 2.2.2:

Tabella 2.2.2 - Schema quadri cabina BT

Trasformatore 1	
QRF1	Rifasamento fisso
QG.TR1	protezione montante trasformatore
Q2C	Aliment. Quadro rifasamento automatico N1
Q1C	Aliment. Quadro distr. Linee privilegiate G.E."QPRI 2"
	QR Selez. Generale quadro rete normale
	QGE Selez. Generale quadro energia da G.E.2
	Q1 Aliment. Quadro pompa antincendio N.2
	Q2 Riserva
	Q3 QR-PSB piano seminterrato B
	Q4 QG-PTB piano terra B
	Q5 QG-P1B primo piano B
	Q6 QR-P2B secondo piano B

	Q7	QR-P3B terzo piano B
	Q8	QR-P4B quarto piano B
	Q9	QR-P5B quinto piano B
	Q10	Quadro centrale termica interrato
	Q11	Quadro compressori vuoto sul tetto
	Q12	Alimentazione autoclave interrato
	Q13	Trattamento aria piastra servizi
	Q14	Quadro ascensore N4 FM
	Q15	Quadro ascensore N4 linea luce
	Q16	Quadro ascensore N5 FM
	Q17	Quadro ascensore N5 linea luce
	Q18	Quadro ascensore N6 FM
	Q19	Quadro ascensore N6 linea luce
	Q20	Alimentazione UPS 2
	Q21	Alimentazione compressori Aria
	Q22	Aliment quadro ventilatori ripresa cavedio B QVRB
	Q23	Quadro pompe H2O refrigerata e QS502
	Q24	Aliment quadro ventilatori ripresa cavedio C QVRC
	Q25	Cancelli elettronici
<b>Trasformatore 2</b>		
QRF2		Rifasamento fisso
QG.TR2		protezione montante trasformatore
Q1B		Aliment quadro servizi tecnologici "QST" (non privil.)
Q3B		Aliment. Quadro rifasamento automatico N.2
QC1		Congiuntore sbarre N.1
Q2B		Aliment.Quadro di distribuzione linee privilegiate G.E. N.1 "QPRI1"
	QR	Selez. Generale quadro rete normale
	QGE	Selez. Generale quadro energia da G.E.1
	Q1	Aliment. Quadro pompa antincendio N1
	Q2	Aliment. Quadri locali tecnici
	Q3	QR-PSA seminterrato A
	Q4	QR-PSC seminterrato C
	Q5	QG-PTA piano terra A
	Q6	QG-PTC piano terra C
	Q7	QG-P1A primo piano A
	Q8	QG-P1C primo piano C
	Q9	QR-P2A secondo piano A
	Q10	QR-P2C secondo piano C
	Q11	QG-P3A terzo piano A
	Q12	QR-P3C terzo piano C
	Q13	QG-P4A quarto piano A
	Q14	QR-P4C quarto piano C
	Q15	QG-P5A quinto piano A
	Q16	QR-P5C quinto piano C
	Q17	Quadro ascensore N1 FM

	Q18	Quadro ascensore N1 linea luce
	Q19	Quadro ascensore N2 FM
	Q20	Quadro ascensore N2 linea luce
	Q21	Quadro ascensore N3 FM
	Q22	Quadro ascensore N3 linea luce
	Q23	Alimentazione UPS 1
	Q24	Reparto dialisi p.rialzato QPR-PTA piano terra A
	Q25	Quadro centrale termica interrato
	Q26	Aliment.quadro macchine tratt.aria copertura
	Q27	Aliment.quadro TORRINO estr.N1
<b>Trasformatore 3</b>		
QRF3		Rifasamento fisso
QG.TR3		Protezione montante trasformatore
Q1A		Aliment. Quadro distribuzione ordinaria QORD
Q2A		Aliment. Quadro rifasamento automatico N3
QC2		Congiuntore sbarre N.2

In ogni zona (A, B, C) di ogni piano vi è un cavedio tecnico dove è collocato il cavedio verticale di collegamento di tutte le canalizzazioni elettriche. Negli stessi cavedi sono presenti i quadri di zona divisibili in:

- Luce e forza motrice ordinaria;
- Luce e forza motrice privilegiata (gruppi elettrogeni);
- Luce e forza motrice UPS;

A loro volta, i cavedi di zona sono collegati al piano interrato da un cavedio orizzontale che si raccorda alle cabine elettriche.

### 2.2.5 Locale antincendio

Nello stesso fabbricato delle cabine elettriche trova spazio il locale destinato ad ospitare le pompe del sistema antincendio. In particolare si fa distinzione tra pompe del sistema *idranti* e pompe del sistema *sprinkler*.

Entrambi i sistemi sono caratterizzati dalla presenza di due pompe poste in parallelo ed entrambe alimentate elettricamente e collegate ai sistemi che intervengono in caso di mancanza di fornitura elettrica.



Figura 2.2.8 - Pompe sistema idranti (sinistra), Pompe sistema sprinkler (destra)

### 2.2.6 Centrale idrica

Al piano seminterrato, in corrispondenza della zona A trova spazio la centrale idrica a monte della quale è situato un cavedio dedicato all'allacciamento alla rete *Smat*. In essa sono collocati due serbatoi di accumulo da 14000 litri ciascuno. Questi mandano l'acqua all'autoclave (circolatore gemellare) il quale la indirizza in un altro serbatoio ("serbatoio Autoclave"). Parte dell'acqua viene indirizzata alle utenze ospedaliere mentre la restante subisce un trattamento di addolcimento prima di essere inviata alle torri evaporative e alla centrale termica.

### 2.2.7 Telegestione

Gli impianti sopra descritti sono comandati da un sistema di gestione fornito da *Siemens*. Esso è in grado di rilevare e comandare la temperatura in tutte le stanze munite di fan coil o impianto a tutt'aria, comandare l'accensione e lo spegnimento di tutte le UTA, dei gruppi

frigoriferi, dei generatori di vapore e di tutti gli ausiliari, rilevare gli eventuali stati di fuori servizio.

È possibile servirsi di tale software, per impostare manualmente gli orari di accensione e spegnimento degli impianti sia di riscaldamento che di climatizzazione estiva. Tale aspetto si è rivelato utile poiché è stato possibile ottenere dati precisi circa le ore di funzionamento giornaliere dei sistemi più energivori.

## Capitolo 3 – Inventario energetico

Nel capitolo sono stati presentati gli impianti del presidio ospedaliero in esame. In base ad essi e alle utenze servite, è possibile schematizzare i flussi energetici nel seguente modo:

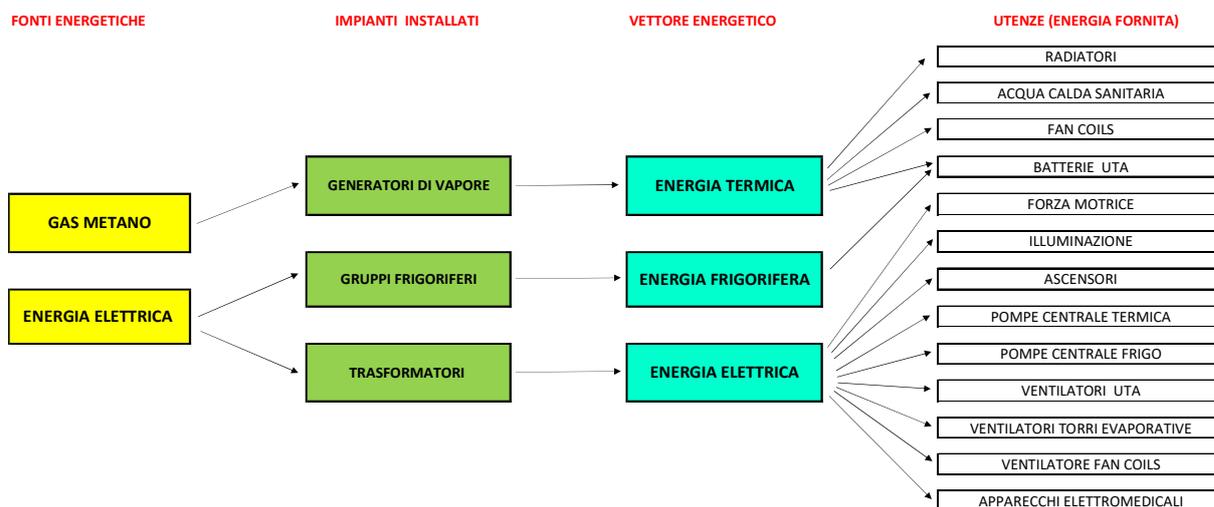


Figura 3.1 - Flussi energetici presidio Valletta

Le fonti energetiche risultano dunque il gas e l'energia elettrica, pertanto, i costi sostenuti per soddisfare i fabbisogni energetici dell'edificio sono da ricercare nelle bollette emesse mensilmente dai fornitori di tali fonti.

Dalla presentazione degli impianti, inoltre, si è potuto notare il ruolo fondamentale che l'acqua proveniente dalla centrale idrica svolge. A tal proposito, in questo capitolo si terrà in considerazione anche il consumo di acqua prelevata dalla rete.

### 3.1 Consumi Termici

#### 3.1.1 Raccolta Bollette

Il primo passo verso la definizione dei consumi termici è l'analisi delle bollette relative alla fornitura di gas emesse ogni mese da *Achille Parabiaghi S.p.a.* In particolare sono stati considerati gli anni 2015, 2016, 2017.

Le tabelle seguenti riportano i consumi di gas espressi in  $\text{Sm}^3$  ed il costo totale sostenuto dalla ASL città di Torino negli anni in esame.

Tabella 3.1.1 - Consumi gas 2015 Valletta

Periodo	Consumi [Sm <sup>3</sup> ]	Spesa totale
Gennaio-15	73577	48.865,62 €
Febbraio-15	66423	41.510,17 €
Marzo-15	68567	42.288,75 €
Aprile-15	39814	23.431,12 €
Maggio-15	23815	14.098,29 €
Giugno-15	13542	8.064,13 €
Luglio-15	13518	8.058,30 €
Agosto-15	18682	11.091,65 €
Settembre-15	10381	6.211,65 €
Ottobre-15	32266	19.959,39 €
Novembre-15	50161	30.959,60 €
Dicembre-15	81651	50.327,28 €

<b>TOTALE 2015</b>	492398	304.865,95 €
--------------------	--------	--------------

Tabella 3.1.2 - Consumi gas 2016 Valletta

Periodo	Consumi [Sm <sup>3</sup> ]	Spesa totale
Gennaio-16	81491	56.502,70 €
Febbraio-16	73156	47.626,88 €
Marzo-16	68802	37.301,17 €
Aprile-16	42267	17.103,74 €
Maggio-16	31053	12.597,85 €
Giugno-16	13426	5.505,93 €
Luglio-16	10784	4.457,94 €
Agosto-16	13142	5.408,55 €
Settembre-16	21378	8.830,75 €
Ottobre-16	66154	30.243,65 €
Novembre-16	33539	13.752,64 €
Dicembre-16	81967	37.450,92 €

<b>TOTALE 2016</b>	537159	276.782,73 €
--------------------	--------	--------------

Tabella 3.1.3 - Consumi gas 2017 Valletta

Periodo	Consumi [Sm <sup>3</sup> ]	Spesa totale
Gennaio-17	81992	43.963,04 €
Febbraio-17	96623	47.509,80 €
Marzo-17	54075	25.640,72 €
Aprile-17	39060	17.351,58 €
Maggio-17	16919	7.578,89 €
Giugno-17	18609	8.321,59 €

Luglio-17	13265	6.011,00 €
Agosto-17	20625	9.295,82 €
Settembre-17	24000	10.795,71 €
Ottobre-17	39890	18.475,73 €
Novembre-17	54432	25.168,09 €
Dicembre-17	97185	52.528,09 €
<b>TOTALE 2017</b>	<b>556675</b>	<b>272.640,32 €</b>

La Figura 3.1.1 mette a confronto le quantità mensili di gas consumato nei tre anni presi in considerazione.

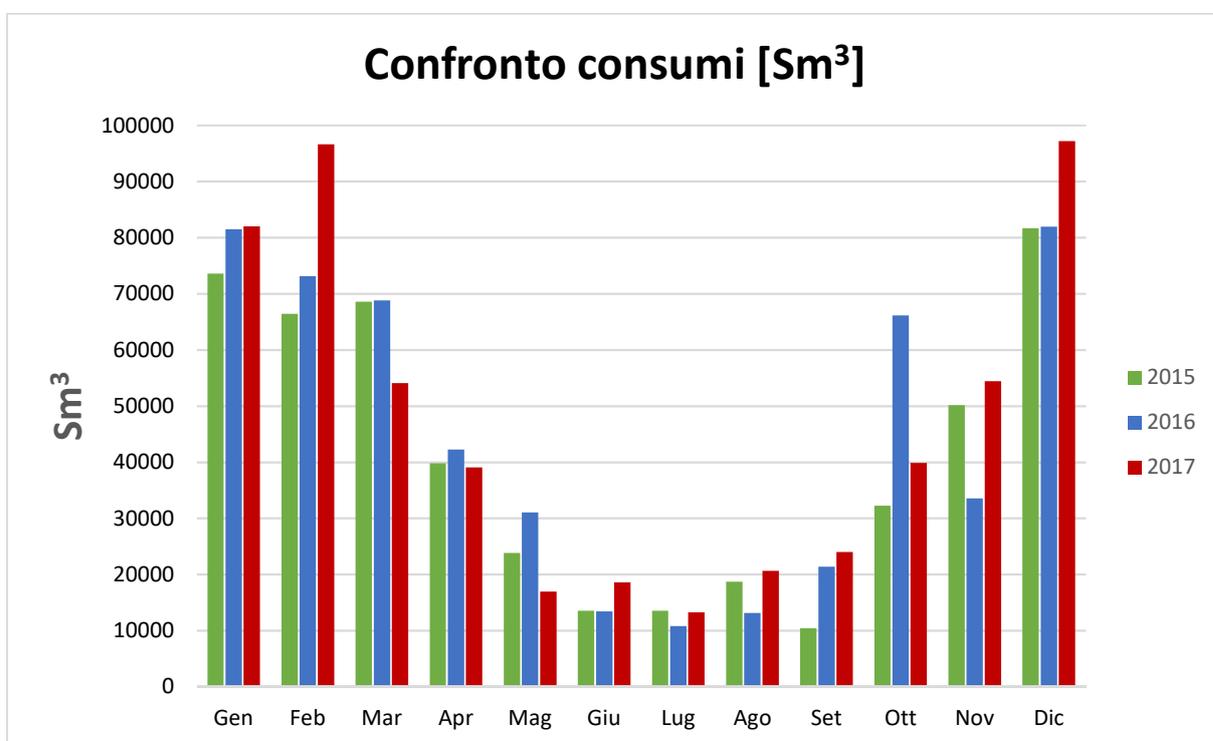


Figura 3.1.1 - Confronto consumi gas Valletta

Le differenze, in termini di consumi, riscontrate nel triennio analizzato sono da imputare principalmente alla temperatura esterna. In particolare, facendo riferimento ai dati forniti da ARPA<sup>31</sup> relativi alla stazione meteo Torino Vallere che è quella più prossima all'edificio in

<sup>31</sup> Agenzia Regionale per la Protezione Ambiente

esame, è stata studiata la relazione che intercorre tra il quantitativo di gas consumato mensilmente e la temperatura media esterna.

Dalle seguenti figure è facilmente intuibile che il consumo di gas naturale risulta minore per i mesi caratterizzati da alti valori di temperatura e cresce fino a raggiungere valori massimi nei mesi invernali caratterizzati da basse temperature medie.

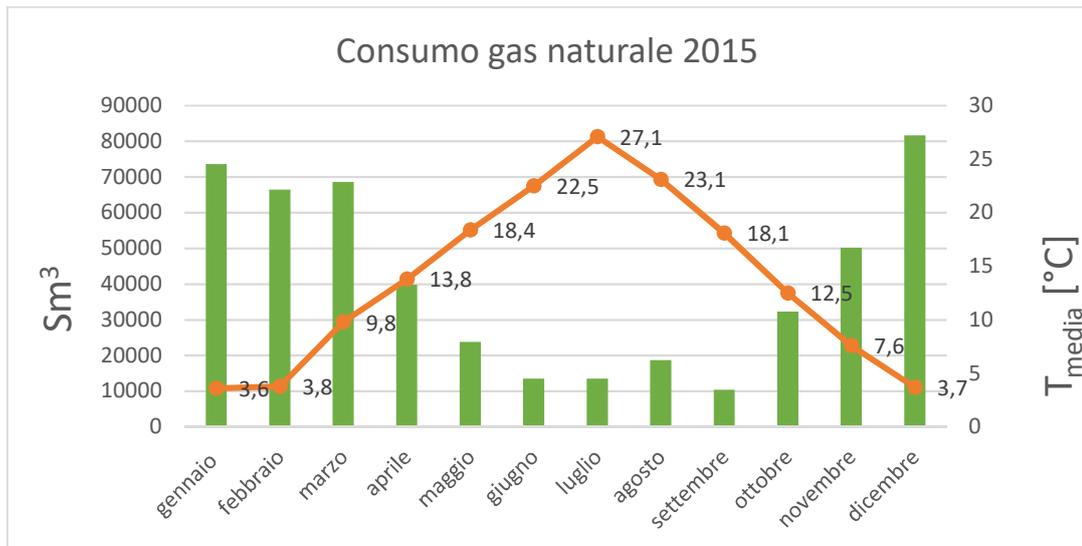


Figura 3.1.2 - Consumo gas naturale e temperatura media mensile 2015

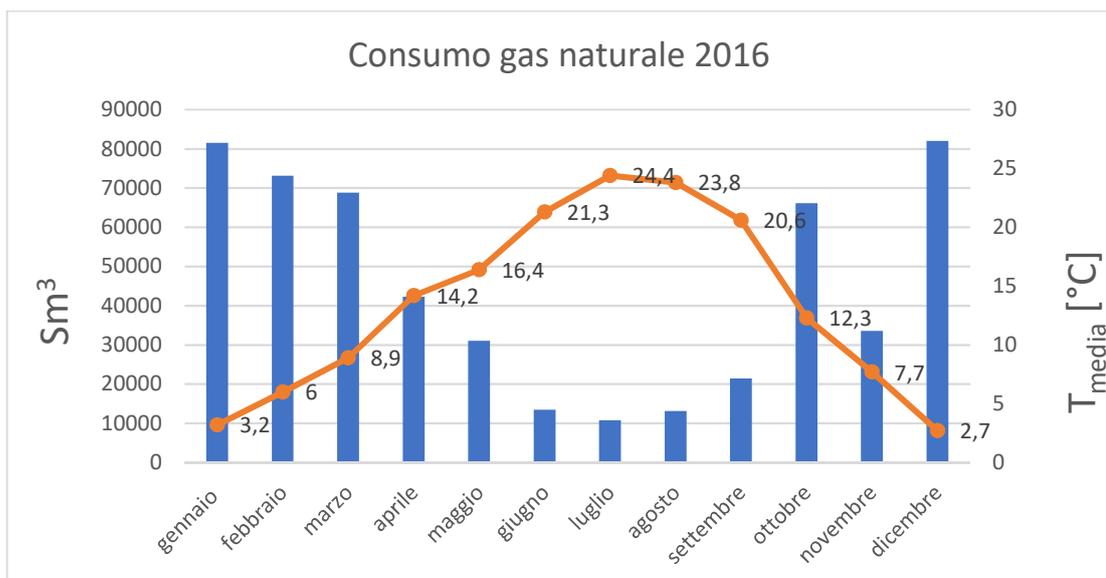


Figura 3.1.3 - Consumo gas naturale e temperatura media mensile 2016

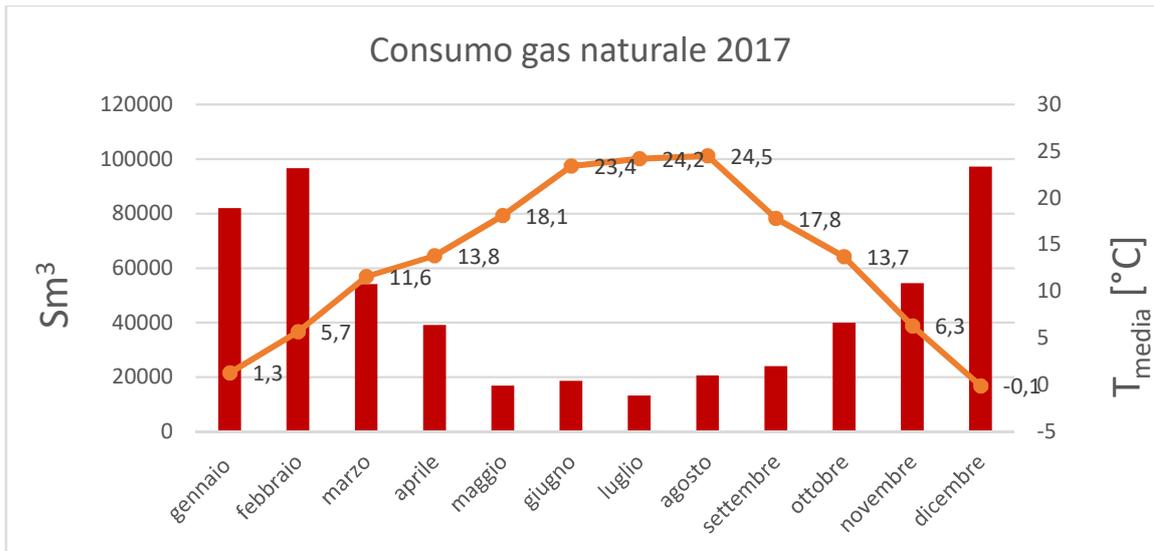


Figura 3.1.4 - Consumo gas naturale e temperatura media mensile 2017

Per analizzare più nel dettaglio la relazione tra il fabbisogno termico mensile e la temperatura esterna, si è fatto uso di una rappresentazione grafica che prende il nome di *Firma energetica*. Tale rappresentazione prevede la divisione del consumo mensile in MWh per il numero di giorni del mese considerato in modo tale da fornire un valore medio di consumo giornaliero. Per passare dal quantitativo di gas espresso in Sm<sup>3</sup> ai MWh mensili si è tenuto conto del Potere Calorifico Inferiore (9,27 kWh/Sm<sup>3</sup>, considerando il gas naturale prevalentemente composto da metano).

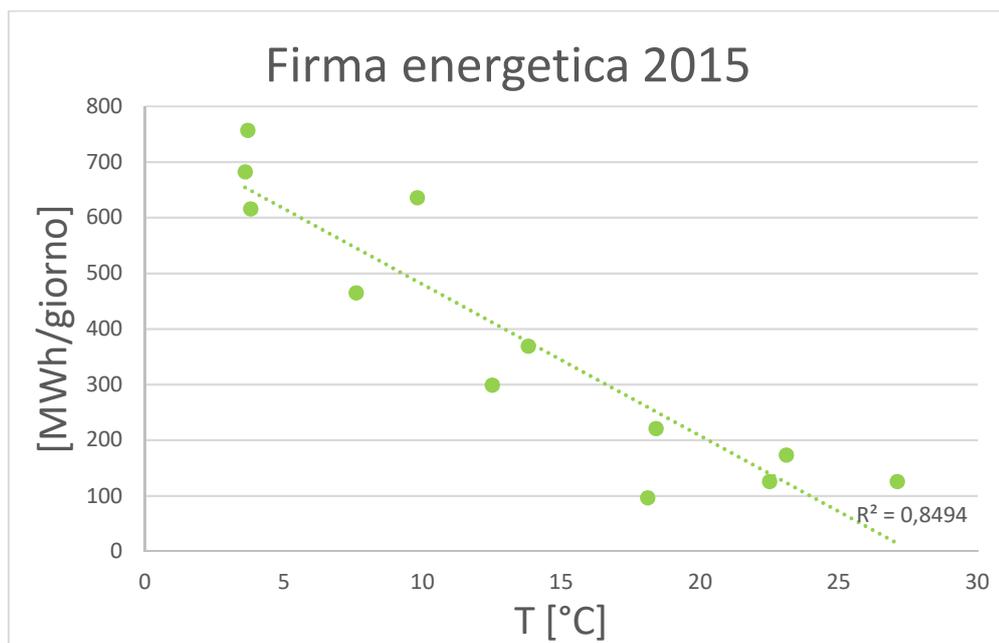


Figura 3.1.4 - Firma energetica 2015

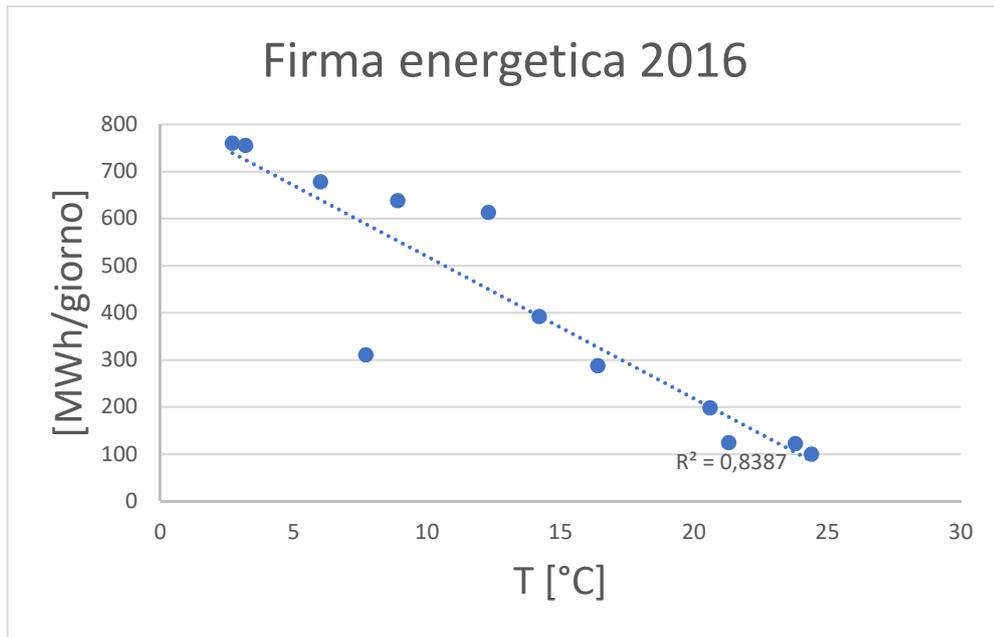


Figura 3.1.5 - Firma energetica 2016

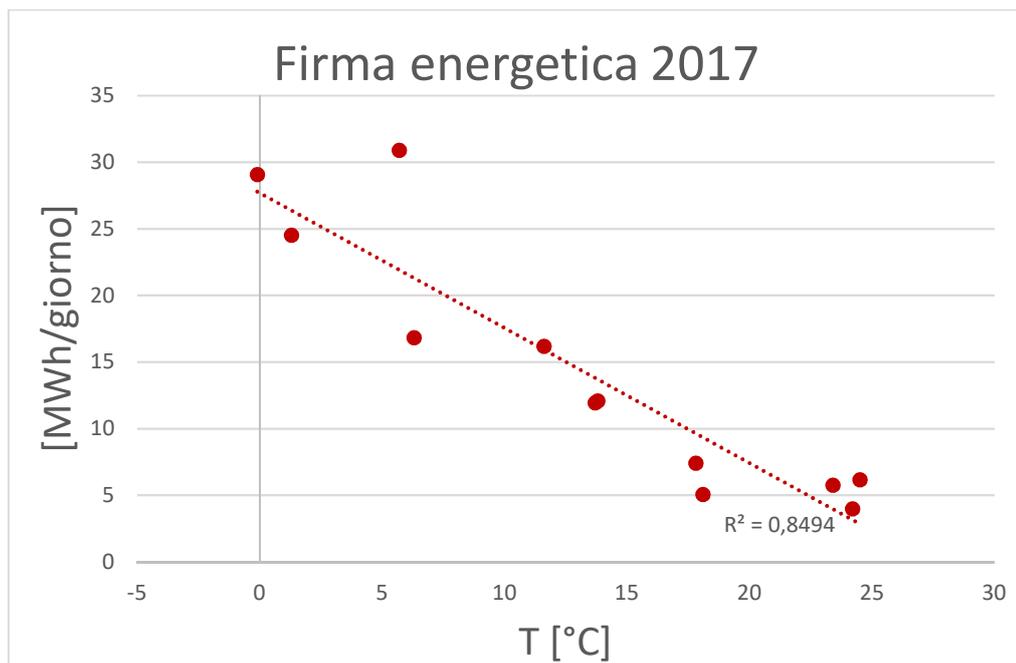


Figura 3.1.6 - Firma energetica 2017

Considerati i valori dei coefficienti di determinazione ( $R^2$ ) ottenuti in seguito ad un'analisi di regressione, è possibile considerare lineare la relazione tra il fabbisogno termico medio mensile e la temperatura esterna.

### 3.1.2 Ripartizione consumi termici

Nella fase successiva dell'analisi dei fabbisogni termici, sono stati presi in considerazione i consumi giornalieri al fine di ripartire le quantità totali fatturate in quantità destinate al riscaldamento degli ambienti e quantità riservate alla sola produzione di acqua calda sanitaria. I dati giornalieri sono stati forniti dal distributore *Italgas*. Tuttavia essi non sono frutto di letture effettive ma sono stime effettuate in base all'Articolo 15bis della Delibera 229/2012/R<sup>32</sup>.

La Figura 3.1.7 riporta l'andamento dei consumi di gas giornalieri espressi in Sm<sup>3</sup> e delle temperature medie giornaliere del solo anno 2017.

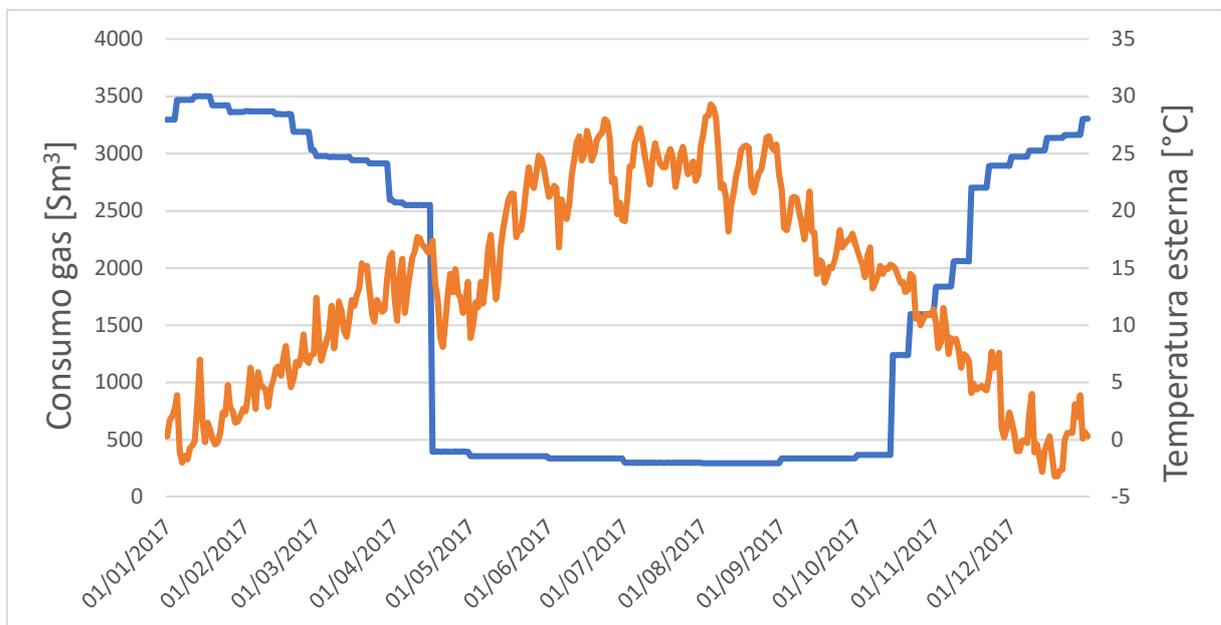


Figura 3.1.7 - Consumi gas e temperature giornaliere 2017

È possibile notare che i consumi minori si hanno in corrispondenza del periodo 16/04-14/10, in cui il gas naturale è utilizzato unicamente per la produzione di acqua calda sanitaria. Mediando i consumi giornalieri tipici del periodo appena citato, si è ottenuto un valore di 334,4 Sm<sup>3</sup>/giorno. Tale valore è stato moltiplicato per il numero di giorni dei mesi in cui

<sup>32</sup> Deliberazione 31 maggio 2012, "Approvazione del testo integrato delle disposizioni per la regolazione delle partite fisiche ed economiche del servizio di bilanciamento del gas naturale (settlement) (TISG)", Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas;

risultano accesi gli impianti di riscaldamento ottenendo così il quantitativo di gas destinato alla produzione dell'acqua calda sanitaria e la sua incidenza sui consumi totali. La Figura 3.1.8 evidenzia in maniera grafica la ripartizione dei consumi di gas mentre la Tabella 3.1.4 riassume quantitativamente i risultati ottenuti. Per l'anno 2017 il 21% dei consumi di gas è imputabile alla produzione di acqua calda sanitaria e il 79% rimanente è utilizzato per il riscaldamento invernale degli ambienti.

Occorre precisare che, nell'ottenimento di tali risultati sono stati presi in considerazione i dati giornalieri *stimati* dal distributore pertanto i valori mensili riportati in Tabella 3.1.4 risultano differenti da quelli fatturati riportati nei paragrafi precedenti.

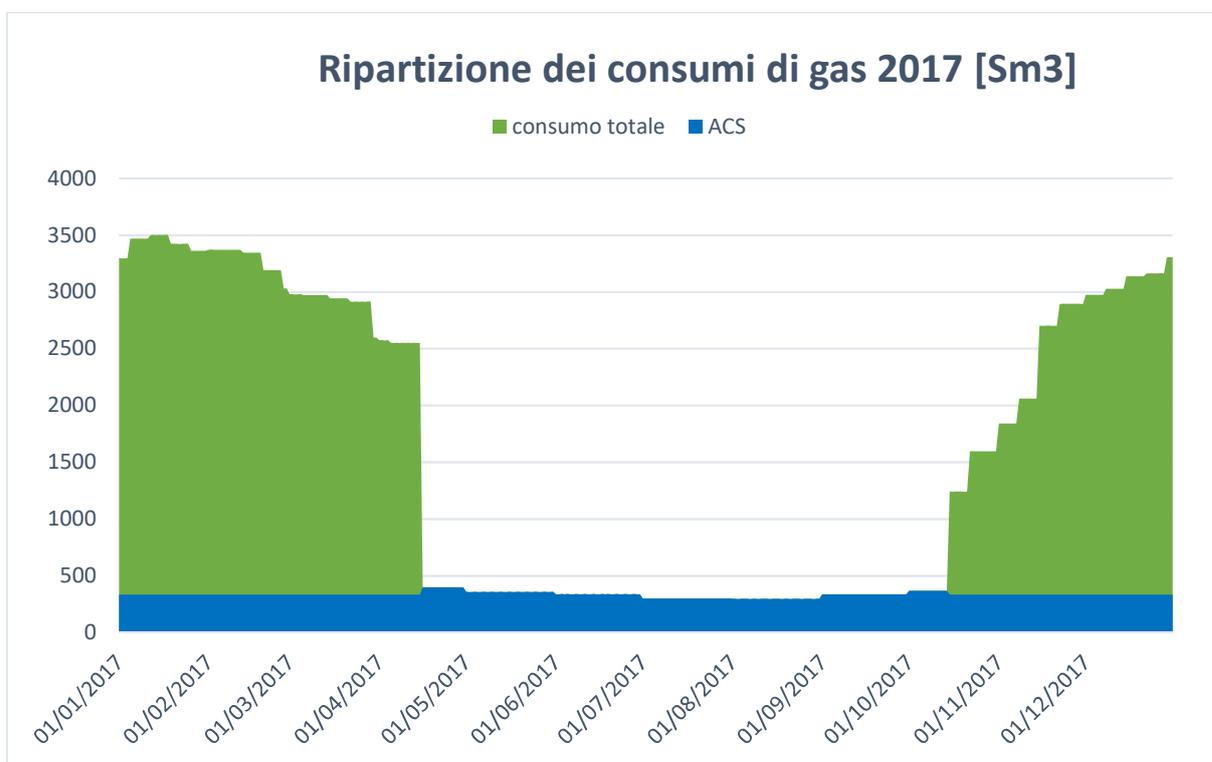


Figura 3.1.8 - Ripartizione consumi di gas 2017

Tabella 3.1.4 – Consumi gas per ACS 2017

Mese	[Sm <sup>3</sup> totali]	[Sm <sup>3</sup> per ACS]	[%]
gen-17	106093	10366,4	10%
feb-17	92250	9363,2	10%
mar-17	90728	10366,4	11%
apr-17	44306	10975	25%
mag-17	11078	11078	100%

giu-17	10120	10120	100%
lug-17	9284	9284	100%
ago-17	9168	9168	100%
set-17	10108	10108	100%
ott-17	29793	10500,4	35%
nov-17	72251	10032	14%
dic-17	96013	10366,4	11%
<b>Totale 2017</b>	<b>581192</b>	<b>121727,8</b>	<b>21%</b>

Risulta inoltre utile riportare i valori di fabbisogno termico dell'edificio espressi in kWh. Per fare ciò occorre moltiplicare l'energia prodotta dalla combustione di gas per un coefficiente che tiene conto del rendimento di combustione dei generatori di vapore e delle perdite di distribuzione. Tale coefficiente è stato posto paria a 0,8 considerato che il valore medio di rendimento di combustione dei generatori supera il 90% . La Tabella 3.1.5 riporta il fabbisogno di energia termica e la ripartizione della stessa.

Tabella 3.1.5 - Fabbisogno termico 2017 presidio Valletta

Mese	Totale [kWh]	ACS [kWh]	Riscaldamento [kWh]
gen-17	786785,7	76877,2	709908,5
feb-17	684126,0	9363,2	674762,8
mar-17	672838,8	10366,4	662472,4
apr-17	328573,3	10975	317598,3
mag-17	82154,4	11078	71076,4
giu-17	75049,9	10120	64929,9
lug-17	68850,1	9284	59566,1
ago-17	67989,9	9168	58821,9
set-17	74960,9	10108	64852,9
ott-17	220944,9	10500,4	210444,5
nov-17	535813,4	10032	525781,4
dic-17	712032,4	10366,4	701666,0
<b>Totale 2017</b>	<b>4310119,9</b>	<b>188238,6</b>	<b>4121881,2</b>

## 3.2 Consumi idrici

Gli unici dati per la stima dei consumi idrici del presidio Valletta sono ricavati dall'analisi delle bollette emesse con frequenza trimestrale da *Smat*. Le tabelle seguenti riportano i consumi di acqua rilevati e il numero di giorni a cui fanno riferimento. In base a queste informazioni è stato poi calcolato un consumo medio giornaliero. Gli anni presi in considerazione sono il 2015, il 2016 e il 2017.

Tabella 3.2.1 - Consumi idrici 2015 Valletta

Consumi acqua 2015				
Trimestre	Giorni	consumi [mc]	Consumo medio [mc/giorno]	Spesa totale [€] (IVA 10%)
I	83	5604	67,52	11617,38
II	91	7196	79,08	17476,49
III	99	8138	82,20	17691,38
IV	84	5380	64,05	10966,71
<b>TOTALE 2015</b>	<b>357</b>	<b>26318</b>	<b>72,10</b>	<b>57751,96</b>

Tabella 3.2.2 - Consumi idrici Valletta 2016

Consumi acqua 2016				
Trimestre	Giorni	consumi [mc]	Consumo medio [mc/giorno]	Spesa totale [€] (IVA 10%)
I	93	8720	93,76	20829,95
II	104	6978	67,10	17051,03
III	90	6347	70,52	13660,17
IV	72	4606	63,97	9834,64
<b>TOTALE 2016</b>	<b>359</b>	<b>26651</b>	<b>74,24</b>	<b>61375,79</b>

Tabella 3.2.3 - Consumi idrici Valletta 2017

Consumi acqua 2017				
Trimestre	Giorni	Consumi [mc]	Consumo medio [mc/giorno]	Spesa totale [€] (IVA 10%)
I	90	5287	58,74	11158,35
II	106	7198	67,91	15450
III	114	9833	86,25	22925
IV	55	4228	76,87	9323
<b>TOTALE 2017</b>	<b>365</b>	<b>26546</b>	<b>72,73</b>	<b>58856,35</b>

### 3.3 Stima del fabbisogno di Acqua Calda Sanitaria

Per una valutazione approfondita dei consumi globali dell'edificio, risulta utile stimare il quantitativo di Acqua Calda Sanitaria prodotto giornalmente. Nel capitolo precedente sono stati presentati dei valori di riferimento ricavati dalla norma UNI/TS 11300-2<sup>33</sup>. Essi risultano utili per un confronto con la stima ottenuta riguardante il presidio studiato. Va tuttavia precisato che, i valori forniti da normativa, tengono conto del numero di posti letto e tale parametro potrebbe risultare poco significativo se si considera che, come nel caso in esame, il consumo di acqua calda è da attribuire anche ad attività diverse dalla sola degenza.

Inoltre per stimare, in maniera quanto più precisa possibile, il fabbisogno di acqua calda occorre conoscere con precisione le caratteristiche dei sistemi che intercorrono dalla generazione all'erogazione della stessa al fine di valutare una serie di rendimenti che permettono di passare dal quantitativo di gas naturale bruciato al volume di ACS prodotto.

Le complicazioni impiantistiche della centrale termica rendono complessa la valutazione dei rendimenti. Occorrerebbe scendere nel dettaglio e considerare oltre ai rendimenti dei generatori di vapore, anche le perdite nel collettore, nel serbatoio di accumulo, quelle dovute alla distribuzione e all'erogazione stessa. In assenza di dati sono stati considerati i valori di rendimento medi forniti dal DM 26 giugno 2015<sup>34</sup>. Le tabelle seguenti riassumono i valori di efficienze medie sia del "complesso dei sottosistemi di utilizzazione (emissione/erogazione, regolazione, distribuzione e dell'eventuale accumulo)" sia dei "sottosistemi di generazione" per i servizi di climatizzazione invernale (H), climatizzazione estiva (C) e produzione di ACS (W).

Tabella 3.3.1 - Efficienza media dei sottosistemi di utilizzazione DM 26 giugno 2015

Efficienza dei sottosistemi di utilizzazione	H	C	W
Distribuzione idronica	0,81	0,81	0,7
Distribuzione aeraulica	0,83	0,83	-
Distribuzione mista	0,82	0,82	-

<sup>33</sup> UNI/TS 11300-2:2014, "Determinazione del fabbisogno di energia primaria e dei rendimenti per la climatizzazione invernale e per la produzione di acqua calda sanitaria";

<sup>34</sup> DM 26 giugno 2015, "Applicazione delle metodologie di calcolo delle prestazioni energetiche e definizione delle prescrizioni e dei requisiti minimi degli edifici", Appendice A, allegato 1, capitolo 3 "Descrizione dell'edificio di riferimento e parametri di verifica".

Tabella 3.3.2 - Efficienza media dei sottosistemi di utilizzazione DM 26 giugno 2015

Efficienza dei sottosistemi di generazione	H	C	W
Generatore a combustibile liquido	0,82	-	0,8
Generatore a combustibile gassoso	0,95	-	0,85
Generatore a combustibile solido	0,72	-	0,7

L'efficienza globale media per la produzione di ACS risulta quindi 0,595.

Per il calcolo dell'energia utile  $Q_w$  per la produzione di ACS si fa riferimento alla formula riportata nella UNI/TS 11300-2:

$$Q_w [kWh] = \rho_w \cdot c_w \cdot \sum_i [V_{w,i} \cdot (\theta_{er,i} - \theta_0)] \cdot G \quad (3.1)$$

Dove

- $\rho_w$  è la massa volumica dell'acqua, ipotizzabile pari a 1000 [kg/m<sup>3</sup>];
- $c_w$  è il calore specifico dell'acqua, pari a 1,162\*10<sup>-3</sup> [kWh/(kg k)];
- $V_{w,i}$  è il volume di acqua giornaliero per l'i-esima attività o servizio richiesto [m<sup>3</sup>/giorno];
- $\theta_{er,i}$  è la temperatura di erogazione dell'acqua per l'i-esima attività o servizio richiesto [°C];
- $\theta_0$  è la temperatura dell'acqua fredda in ingresso [°C];
- $G$  è il numero di giorni del periodo di calcolo considerato [giorni].

La normativa prevede un valore di temperatura di erogazione pari a 40 °C e un valore di temperatura dell'acqua fredda in ingresso pari alla media annuale delle temperature medie mensili dell'aria esterna della località considerata ricavate dalla UNI 10349-1<sup>35</sup>. Per la città di Torino esso è 12,8 °C.

In prima analisi è stato calcolato il valore di  $Q_w$  a partire dal consumo giornaliero tipico di una "Attività ospedaliera con pernottato e lavanderia" suggerito dalla UNI/TS 11300-2 e pari a 90 litri al giorno per posto letto. Considerando i 197 posti in totale si ottiene un valore di  $V_w$  pari a 17,73 m<sup>3</sup>/giorno che corrispondono ad un valore di  $Q_w$  pari a 204539 kWh all'anno.

Per l'energia primaria destinata alla produzione di ACS si è utilizzato il valore 1128416 kWh all'anno ricavato nel paragrafo dedicato alla ripartizione dei consumi termici. Con il valore di

<sup>35</sup> UNI 10349-1:2016, "Riscaldamento e raffrescamento degli edifici - Dati climatici - Parte 1: Medie mensili per la valutazione della prestazione termo-energetica dell'edificio e metodi per ripartire l'irradianza solare nella frazione diretta e diffusa e per calcolare l'irradianza solare su di una superficie inclinata".

energia utile appena calcolato si otterrebbe un rendimento globale pari a 0,18 che risulta considerevolmente più basso da quello riportato dal DM 26 giugno 2015.

Successivamente è stato preso in considerazione il rendimento globale ottenuto dal Decreto Ministeriale sopra riportato ed è stato calcolato il valore di  $V_w$  tramite la Formula (3.1) ottenendo un valore pari a 58,19 m<sup>3</sup>/giorno.

Per verificare l'attendibilità di tale risultato è stato considerato il valore di consumo medio giornaliero ricavato dalle bollette dell'acqua pari 72,73 m<sup>3</sup>. Ciò implica che circa l'80% dell'acqua consumata giornalmente è ACS. Tale percentuale risulta troppo elevata e poco giustificabile.

Una buona approssimazione, quindi, può essere ottenuta considerando un rendimento globale medio tra quello fornito dal Decreto Ministeriale (0,595) e quello calcolato a partire dai valori forniti dalla norma UNI (0,18). Fissando un rendimento globale pari a 0,35 si ottiene un valore di  $V_w$  pari a 34,23 m<sup>3</sup>/giorno corrispondente al 47% del quantitativo di acqua che circola in media ogni giorno in centrale idrica.

### 3.4 Consumi Elettrici

#### 3.4.1 Raccolta bollette

Analogamente a quanto fatto per l'analisi dei consumi termici, sono stati analizzati, in primo luogo, i consumi mensili riportati nelle bollette emesse da *Enel* con riferimento agli anni 2015,2016,2017.

Le tabelle seguenti riportano i consumi espressi in kWh, i consumi medi giornalieri ottenuti dividendo i consumi mensili per il numero di giorni al mese ed infine le spese sostenute dalla ASL città di Torino.

Tabella 3.4.1 - Consumi elettricità 2015 Valletta

Periodo	[kWh]	[kWh/giorno]	Spesa [€]
Gennaio-15	130242	4201	27.052,30 €
Febbraio-15	117538	4198	24.497,36 €
Marzo-15	119602	3858	24.911,88 €
Aprile-15	98086	3270	20.533,44 €

Maggio-15	116489	3758	21.978,90 €
Giugno-15	220347	7345	41.146,57 €
Luglio-15	270906	8739	57.559,57 €
Agosto-15	231294	7461	43.559,42 €
Settembre-15	121609	4054	16.193,85 €
Ottobre-15	114514	3694	21.399,67 €
Novembre-15	117474	3916	22.240,76 €
Dicembre-15	127131	4101	23.939,23 €
<b>TOTALE 2015</b>	<b>1785232</b>	<b>4891</b>	<b>345.012,95 €</b>

Tabella 3.4.2 - Consumi elettricità 2016 Valletta

Periodo	[kWh]	[kWh/giorno]	Spesa [€]
Gennaio-16	131317	4236	24.081,54 €
Febbraio-16	118152	4074	21.891,20 €
Marzo-16	123902	4272	22.909,11 €
Aprile-16	108614	3620	20.626,33 €
Maggio-16	113206	3652	22.081,34 €
Giugno-16	140303	4677	27.550,66 €
Luglio-16	214628	6923	43.673,02 €
Agosto-16	192896	6222	37.003,10 €
Settembre-16	150421	5014	28.945,95 €
Ottobre-16	117696	3797	21.060,51 €
Novembre-16	121806	4060	21.876,09 €
Dicembre-16	132097	4261	23.638,52 €
<b>TOTALE 2016</b>	<b>1665038</b>	<b>4562</b>	<b>315.337,37 €</b>

Tabella 3.4.3 - Consumi elettricità 2017 Valletta

Periodo	[kWh]	[kWh/giorno]	Spesa [€]
Gennaio-17	139447	4498	24.510,28 €
Febbraio-17	119633	4273	20.792,52 €
Marzo-17	135478	4370	23.509,91 €
Aprile-17	108860	3629	18.606,84 €
Maggio-17	139585	4503	24.638,27 €
Giugno-17	179981	5999	37.937,85 €
Luglio-17	222590	7180	38.382,91 €
Agosto-17	225667	7280	39.231,00 €
Settembre-17	150002	5000	26.336,14 €
Ottobre-17	139618	4504	23.302,12 €

Novembre-17	152156	5072	25.378,88 €
Dicembre-17	155060	5002	25.837,89 €
<b>TOTALE 2017</b>	<b>1868077</b>	<b>5118</b>	<b>328.464,61 €</b>

Come per i consumi termici, anche per i consumi elettrici la temperatura esterna media gioca un ruolo ponderante. Tuttavia, diversamente a quanto esposto circa il fabbisogno termico, i massimi consumi elettrici si ottengono in corrispondenza di valori di temperatura elevati. Ciò è prevalentemente dovuto all'azionamento dei gruppi frigoriferi a compressione per la climatizzazione estiva degli ambienti.

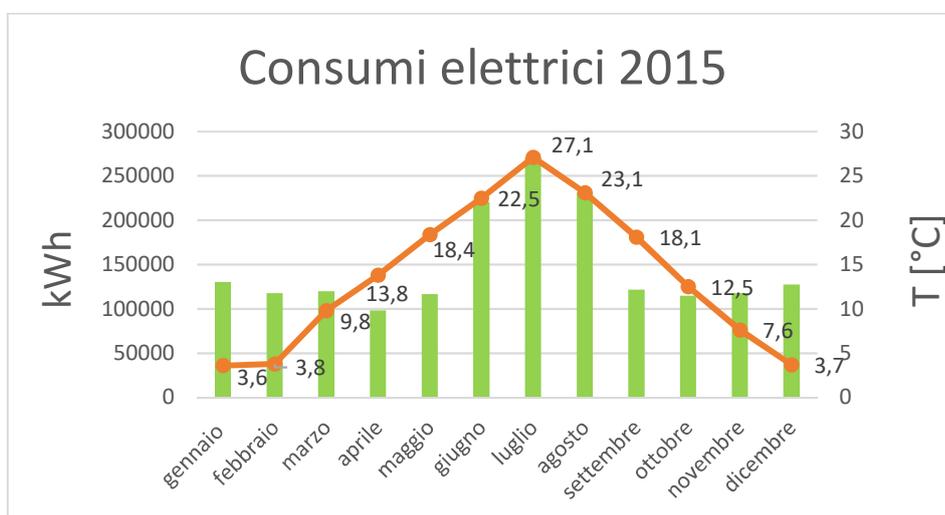


Figura 3.4.1 - Consumi elettrici e temperatura media 2015

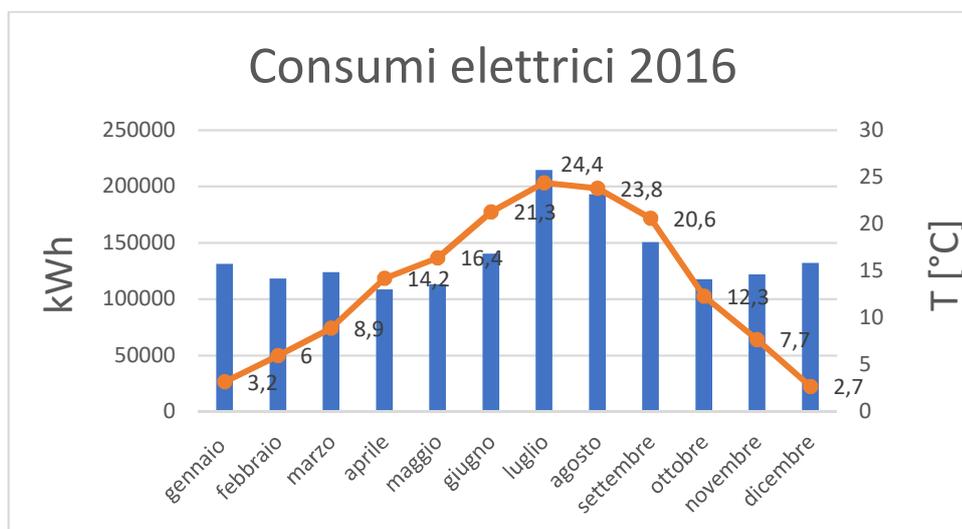


Figura 3.4.2 - Consumi elettrici e temperatura media 2016

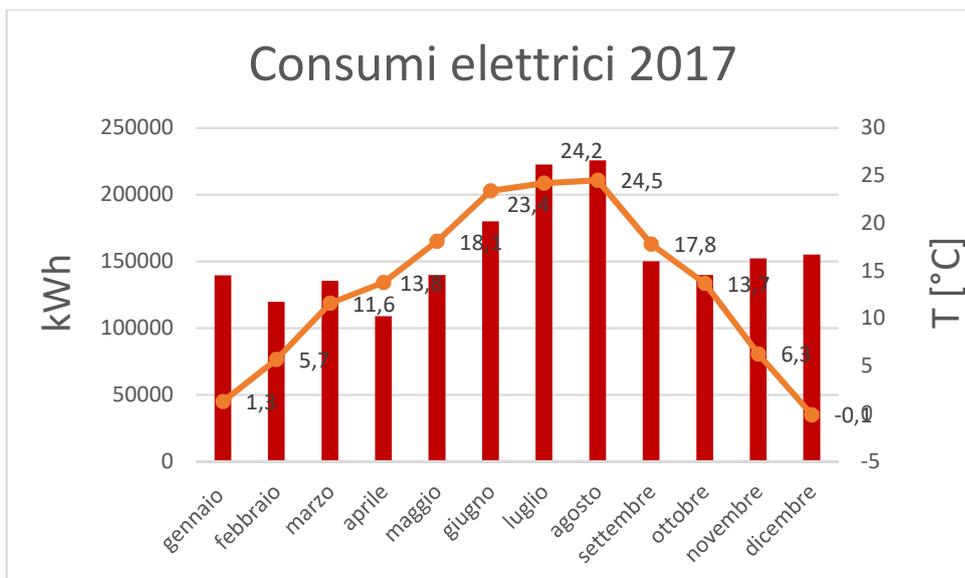


Figura 3.4.3 - Consumi elettrici e temperatura media 2017

Infine, è possibile confrontare i consumi mensili dei tre anni successivi. La Figura 3.4.4 mostra un trend pressoché analogo nei tre anni. Il 2015 risulta essere l'anno con i consumi estivi maggiori. Ciò è prevalentemente dovuto al fatto che le temperature medie dell'estate 2015 risultano superiori a quelle dei due anni seguenti.

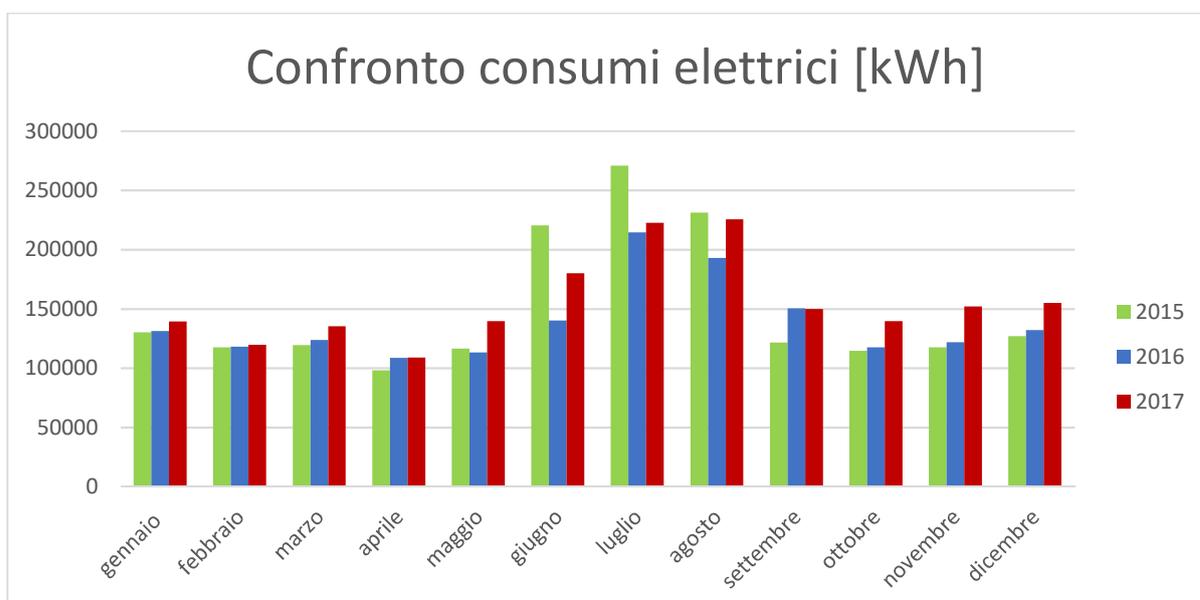


Figura 3.4.4 - Confronto consumi elettrici Valletta

### 3.4.2 Consumi giornalieri

Per un'analisi più dettagliata del fabbisogno elettrico dell'edificio è stato possibile fare affidamento sui consumi elettrici al quarto d'ora messi a disposizione dal fornitore stesso.

Grazie ad essi si è potuto costruire l'andamento dei consumi elettrici giornalieri per gli anni presi in considerazione. È stata dunque analizzata la relazione che intercorre tra i consumi elettrici giornalieri e la temperatura media esterna. In particolare, nel fare questo tipo di analisi si è preferito suddividere i giorni dell'anno in feriali e festivi in quanto, pur non essendo nota a priori la differenza in termini di consumi tra le due tipologie di giorni, ci si aspetta un consumo elettrico festivo minore dovuto per esempio, all'assenza di attività di tipo ambulatoriale in tali giorni.

Nelle figure seguenti, non è stato preso in considerazione l'anno 2017 poiché i dati a disposizione non risultano completi.

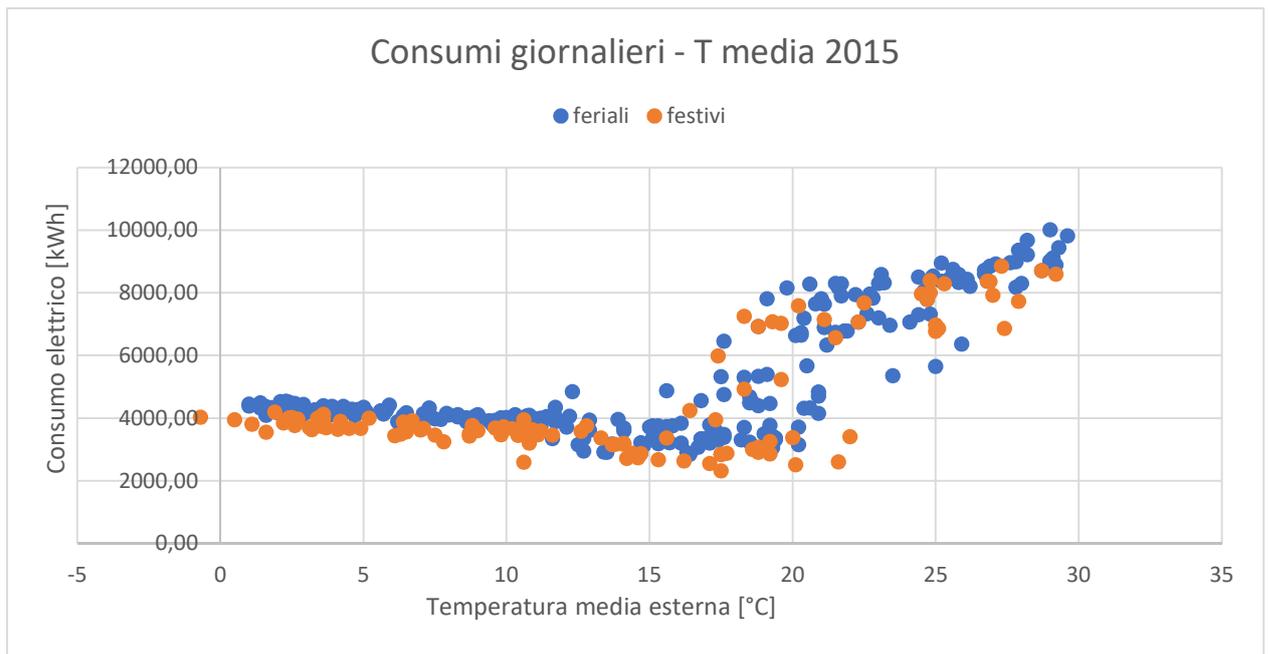


Figura 3.4.5 - Consumi elettrici giornalieri - T media 2015

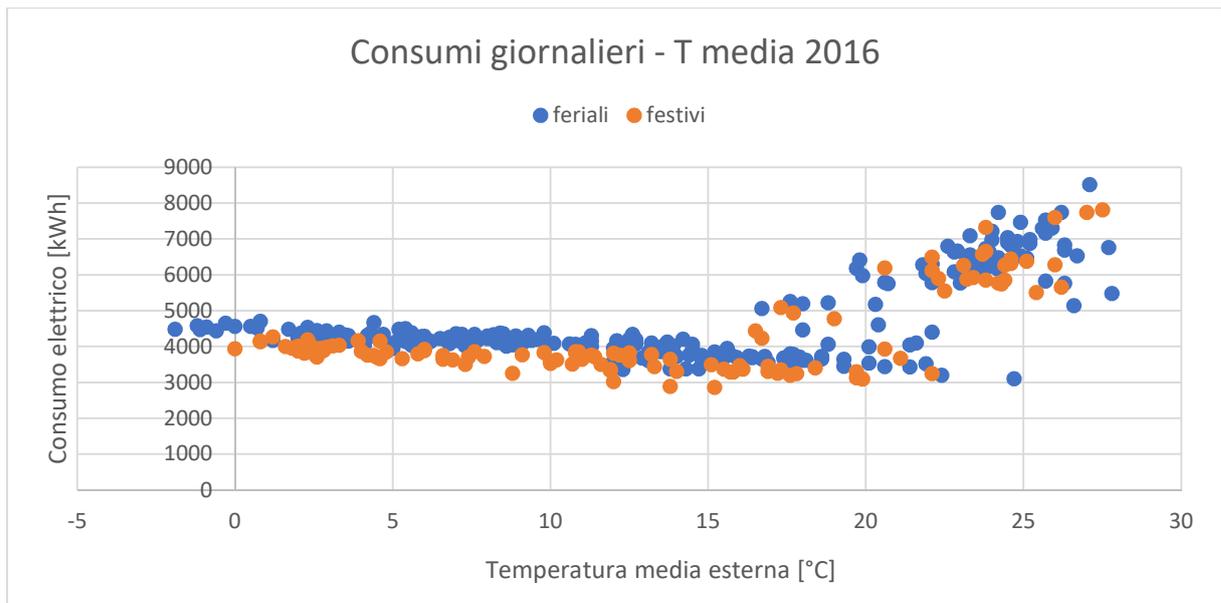


Figura 3.4.6 - Consumi giornalieri - T media 2016

I grafici sopra riportati, confermano il manifestarsi di consumi minori in corrispondenza dei giorni festivi. Inoltre, per tutti gli anni considerati, il consumo elettrico si mantiene pressoché costante fino a valori di temperatura di circa 16-17 °C, dopodiché subisce un'impennata in corrispondenza dei giorni più caldi in cui i locali interni vengono raffrescati. È possibile inoltre notare la presenza di giorni che, seppur caratterizzati dagli stessi valori di temperatura, fanno riferimento a consumi notevolmente diversi. Ciò può essere dovuto ad una strategia di climatizzazione *stagionale* piuttosto che vincolata alla temperatura esterna. È il caso di alcuni giorni primaverili in cui la temperatura assume valori tipici estivi ma i consumi risultano contenuti poiché non sono state ancora messe in funzione le macchine frigorifere.

### 3.4.3 Consumi orari

Per un'analisi più approfondita, sono stati presi in considerazioni i consumi elettrici orari. Grazie ad essi è possibile individuare come i consumi elettrici si distribuiscono nel corso della giornata, quali sono le ore più "energivore" e quali sono i fabbisogni minimi e massimi da soddisfare quotidianamente.

Per rappresentare i consumi elettrici relativi a tutte le ore di tutti i giorni di un anno, è stato utilizzato il software *MATLAB*. I dati sono stati dunque processati e rappresentati in *carpet plots* mediante i quali, modificando di volta in volta gli estremi della *colorbar*, si sono individuati i consumi minimi e massimi e i periodi a cui essi si riferiscono.

Ancora una volta, gli anni presi in esame sono 2015,2016 e 2017 e le figure successive riportano i risultati ottenuti. Tuttavia i passaggi per la ricerca dei massimi e dei minimi sono riportati solo per l'anno 2015. Per gli anni successivi sono forniti grafici che riportano valori già compresi tra i minimi e i massimi individuati. Il *carpet plot* relativo al 2017 termina il 31 ottobre poiché non è stato possibile pervenire ai dati di consumo dei mesi successivi.

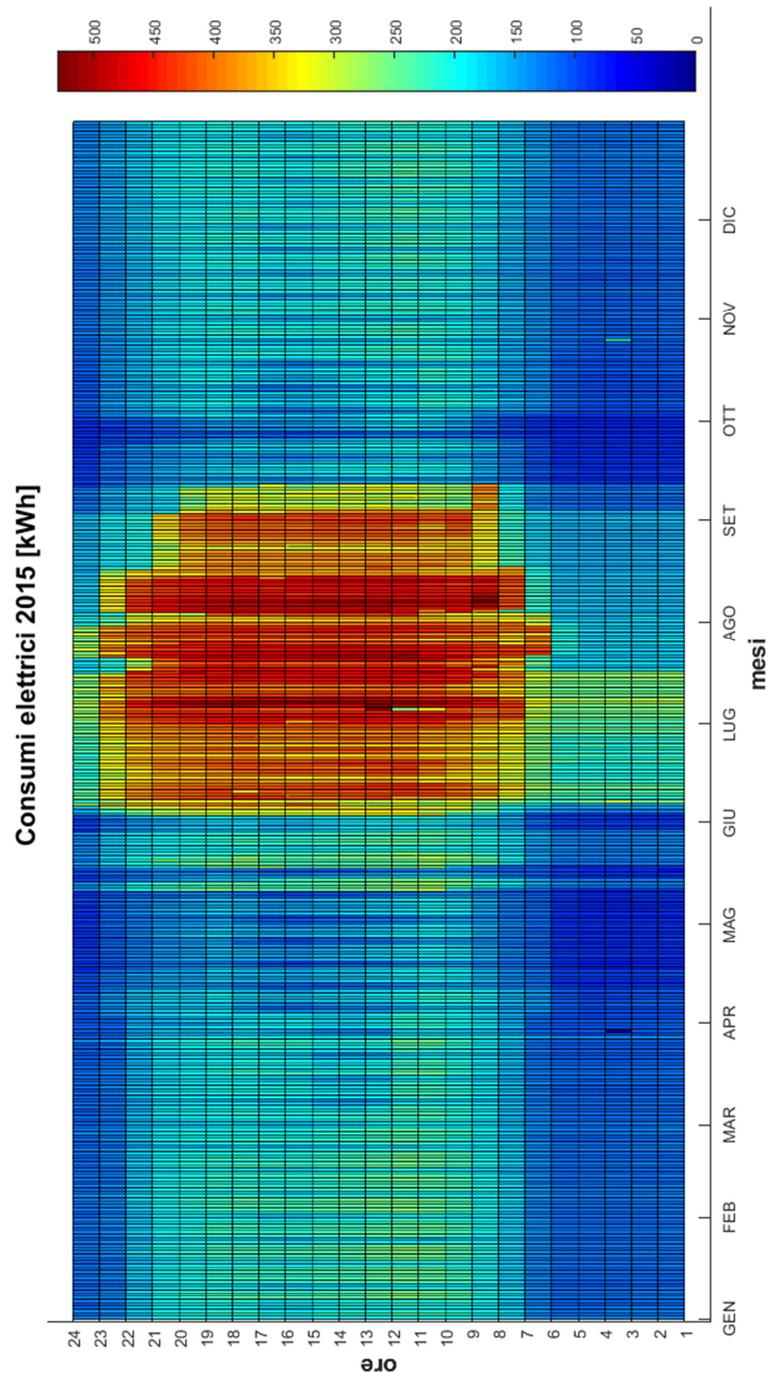


Figura 3.4.7 – Consumi elettrici orari 2015, full scale

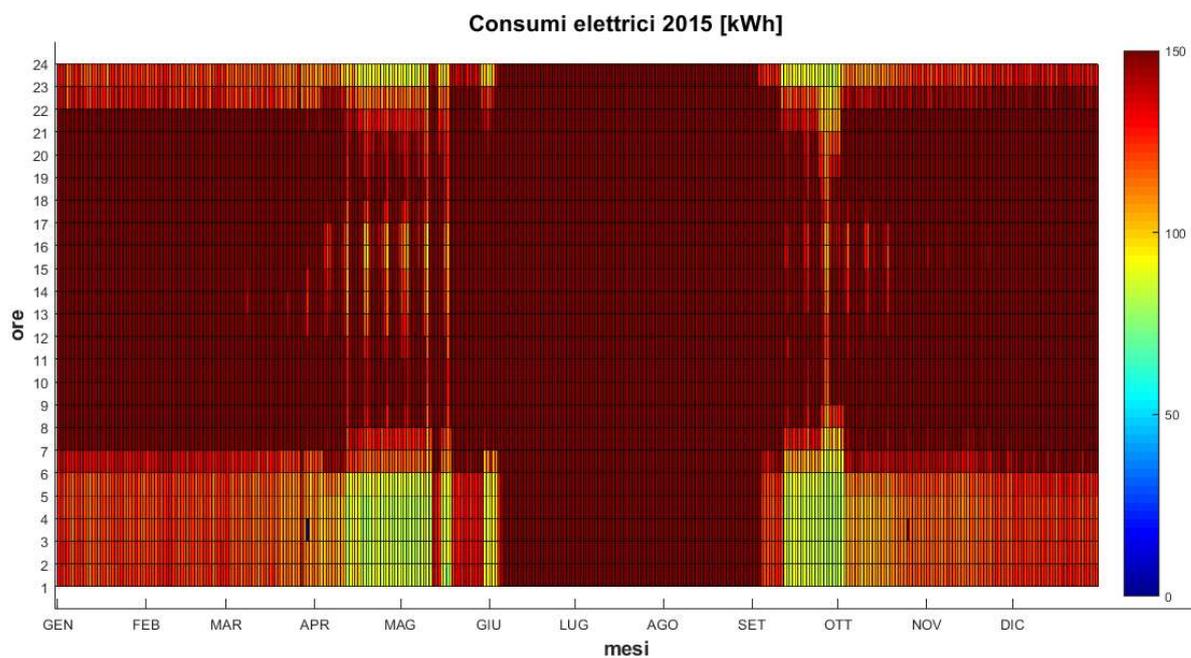


Figura 3.4.8 - Consumi elettrici orari 2015, ricerca dei minimi

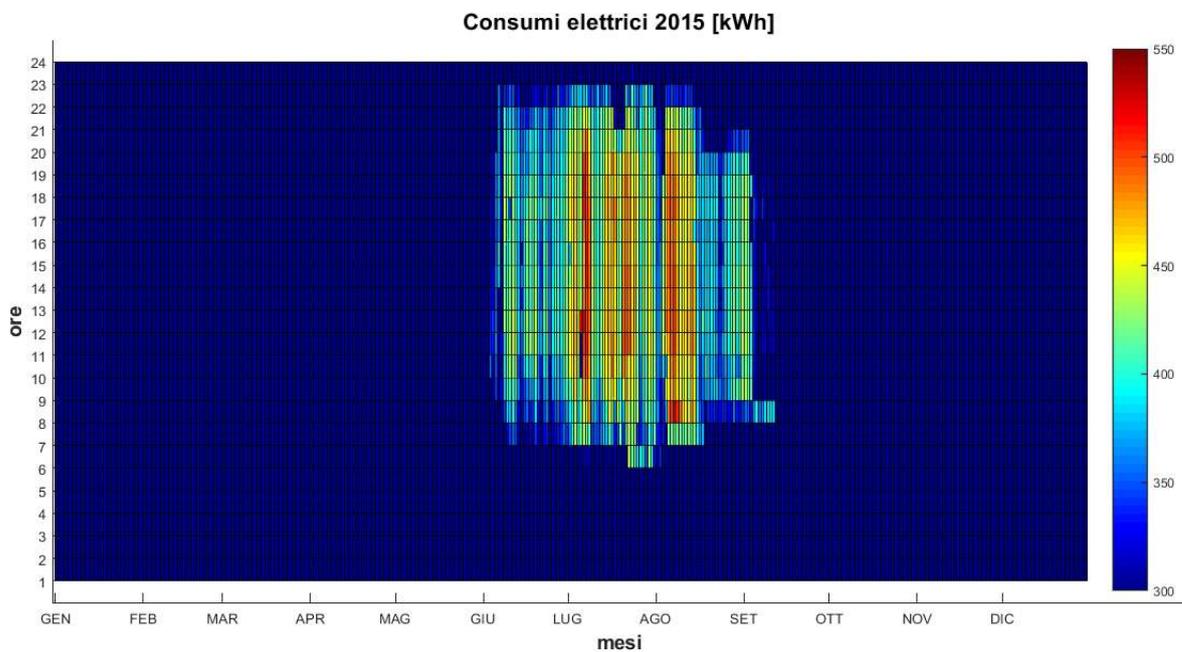


Figura 3.4.9 – Consumi elettrici orari 2015, ricerca dei massimi

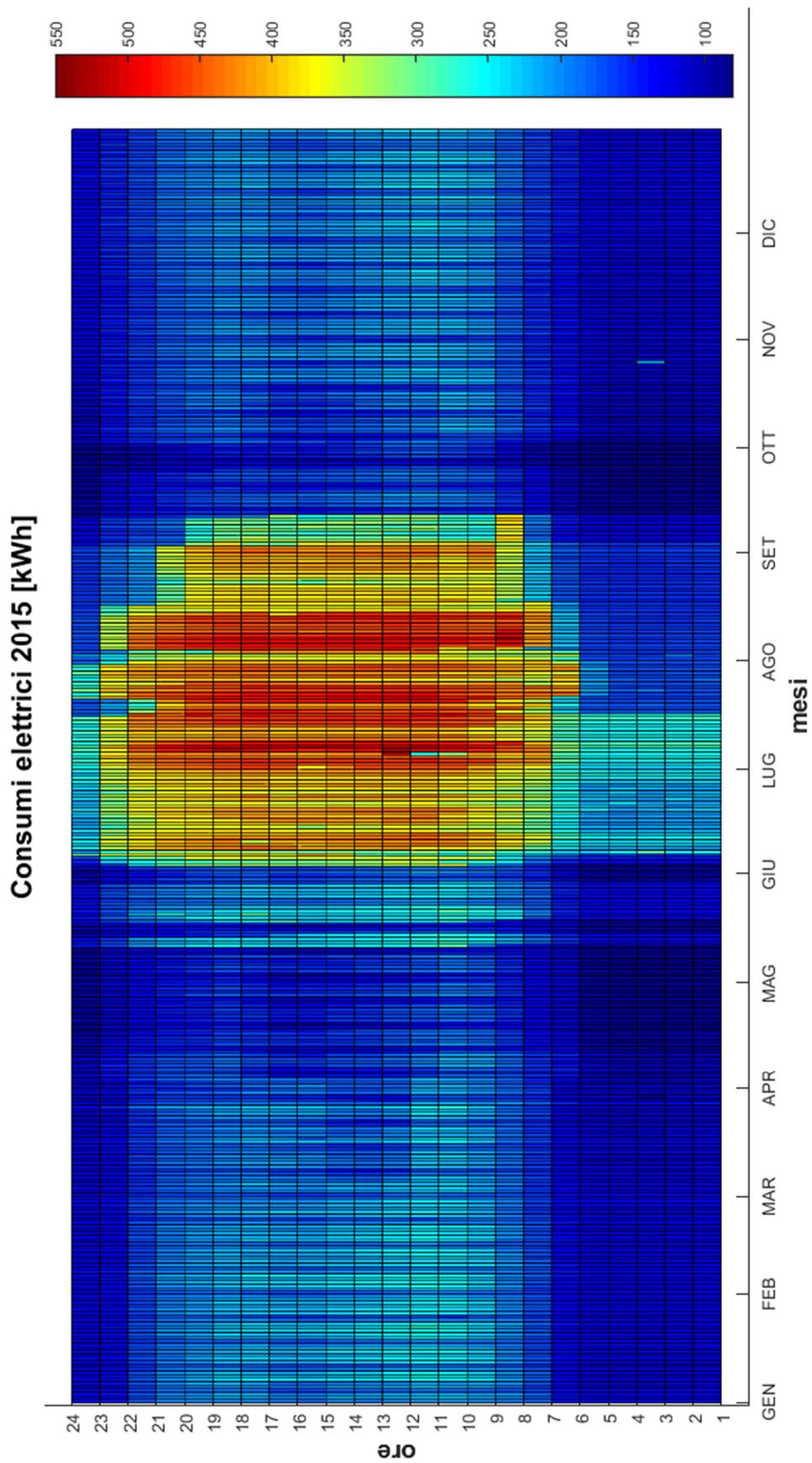


Figura 3.4.10 - Consumi elettrici orari 2015, scala corretta

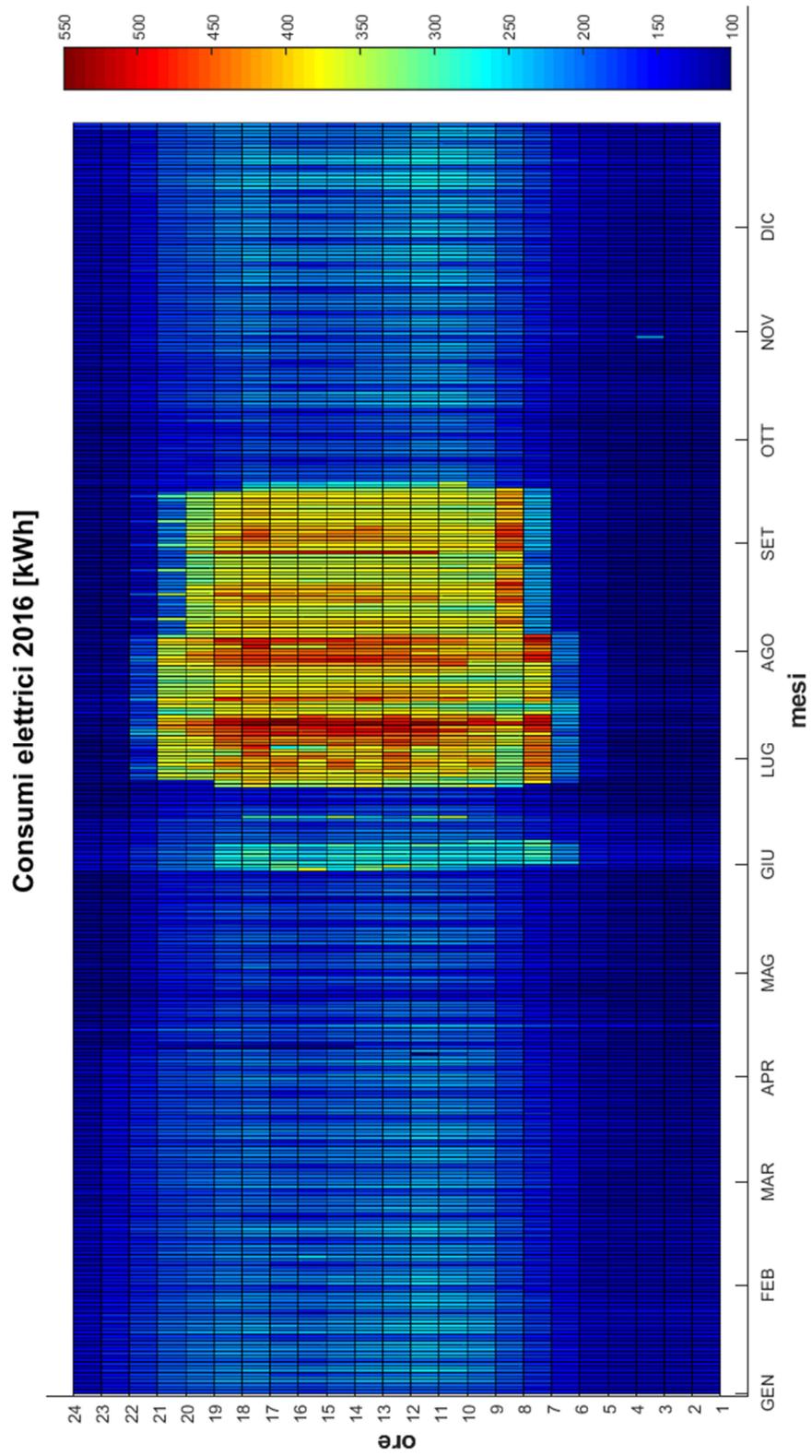


Figura 3.4.11 - Consumi elettrici orari 2016, scala corretta

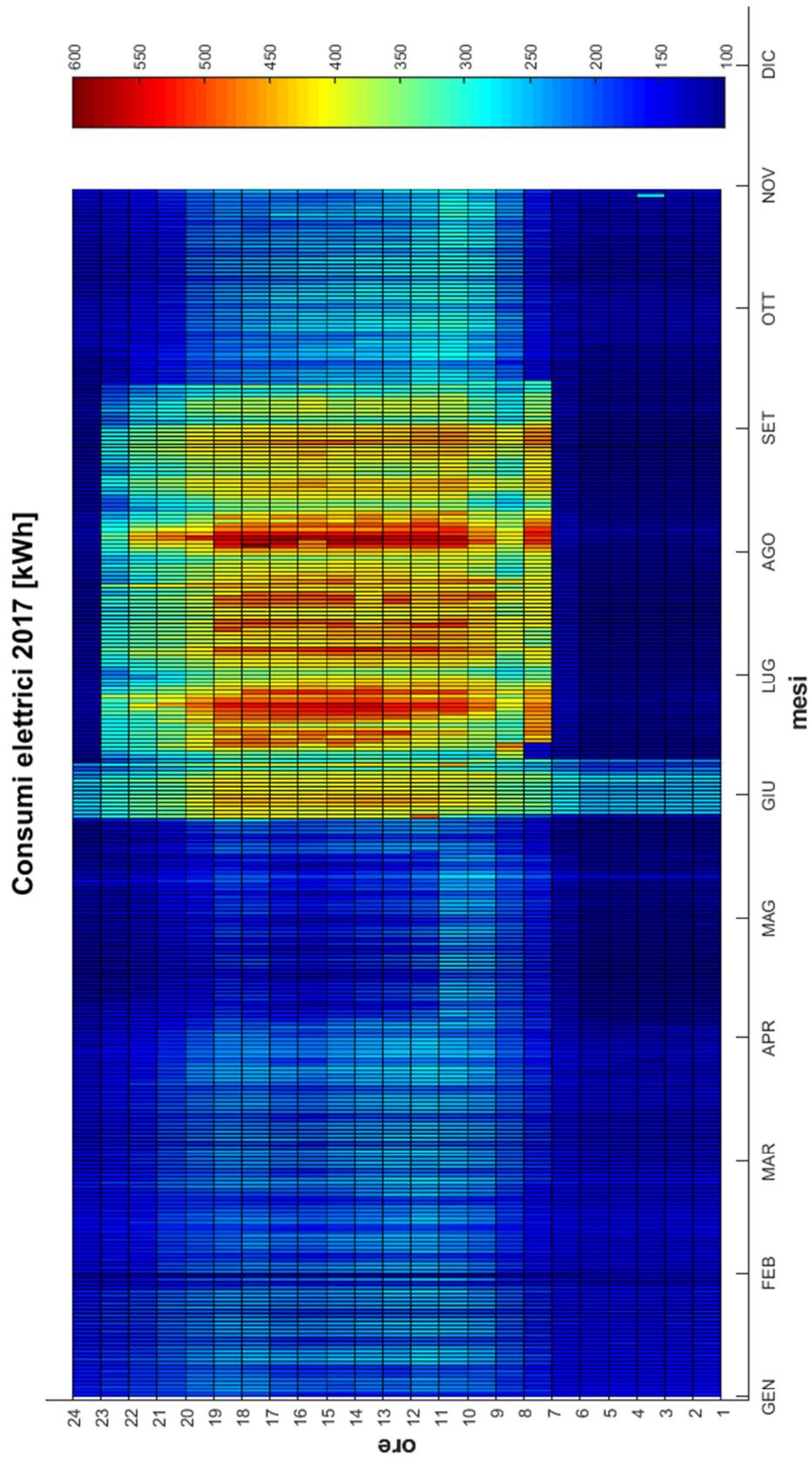


Figura 3.4.12 - Consumi elettrici orari 2017, scala corretta

Analizzando le figure sopra riportate, si nota che il consumo elettrico del presidio Valletta non è uniforme durante la giornata, in particolare, ad un carico base notturno si affianca un carico notevolmente più elevato nella fascia *settima-ventitreesima* ora.

I valori minimi di carico notturno, si aggirano intorno ai 100 kWh e sono da imputare prevalentemente all'illuminazione dal momento che, durante la notte non risultano accesi macchinari energivori.

La disomogeneità nei carichi elettrici si manifesta anche durante le diverse fasi dell'anno: il periodo estivo risulta essere quello più energivoro, come già mostrato dalle bollette, mentre i periodi autunnale e primaverile sono quelli che richiedono meno energia e ciò è dovuto al fatto che in tali periodi gli ambienti non vengono né riscaldati né raffrescati e le UTA utilizzate per i ricambi d'aria funzionano per un quantitativo di ore minore di quello invernale o estivo.

Sulla base di quanto appena osservato, si è deciso di suddividere l'anno solare in tre macro fasi compatibilmente ai consumi di elettricità e di gas analizzati. Esse prendono il nome dalle esigenze dell'edificio durante il periodo a cui fanno riferimento e sono:

- periodo di riscaldamento: dall'1 gennaio al 15 aprile e dal 15 ottobre al 31 dicembre;
- periodo di raffrescamento: dal 15 maggio al 15 settembre;
- periodo neutro: dal 16 aprile al 14 maggio e dal 16 settembre al 14 ottobre.

Va tuttavia precisato che le date riportate non sono vincolanti e possono essere soggette a variazioni anno dopo anno in base alle condizioni climatiche esterne registrate.

Con riferimento ai tre periodi dell'anno appena citati, si è voluto, infine, confrontare l'andamento durante le 24 ore giornaliere dei consumi di un giorno feriale ed uno festivo. In particolare sono stati considerati giorni successivi nell'ipotesi che le condizioni climatiche non subiscano variazioni consistenti tra essi. I giorni scelti sono 8 e 9 gennaio, 30 aprile e 1 maggio, 9 e 10 luglio dell'anno 2017.

In tutti e tre i periodi la differenza tra i feriali e i festivi si verifica nella fascia 6-21 e potrebbe essere dovuta, oltre che alla assenza, nei giorni festivi, di attività ambulatoriali o riservate ai degenti, anche ad una riduzione dell'illuminamento dovuto all'inutilizzo di alcune aree.

Il maggior consumo notturno invernale già osservabile dai *carpet plot* potrebbe essere spiegato da una diversa gestione degli impianti di illuminazione.

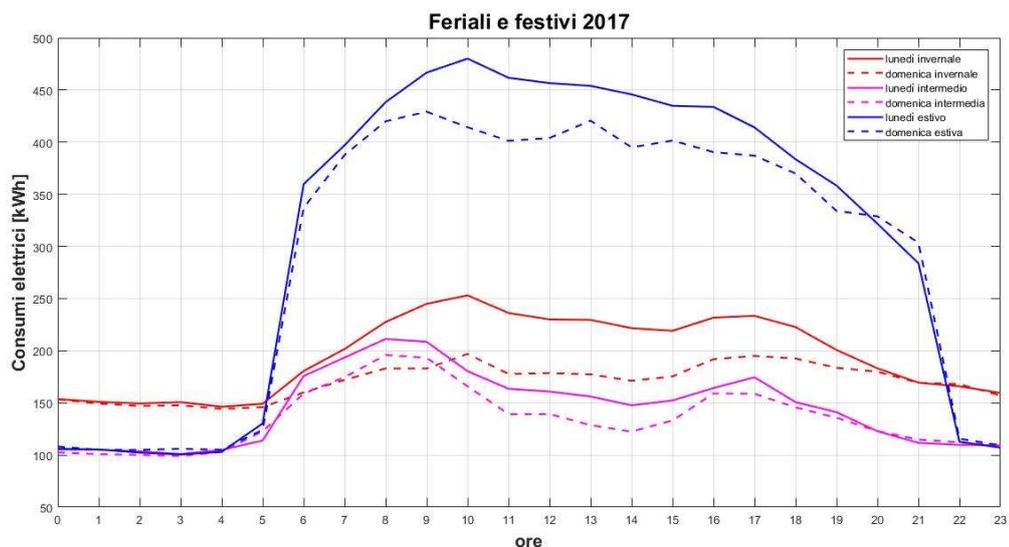


Figura 3.4.13 - Confronto consumi elettrici feriali - festivi 2017

### 3.4.4 Ripartizione dei consumi elettrici

Analogamente a quanto fatto per i consumi termici, risulta molto utile ripartire i consumi di energia elettrica fatturati in base ai vari utilizzi della stessa. Tale operazione ha come obiettivo quello di valutare l'incidenza delle varie utenze sui consumi elettrici annuali al fine di individuare gli usi più energivori ed evidenziare eventuali sprechi ed anomalie. Inoltre, i risultati derivanti da tale operazione risultano utili anche per prendere decisioni circa gli eventuali interventi migliorativi da proporre nelle fasi finali della diagnosi.

A differenza della ripartizione dei consumi termici, però, la ripartizione del fabbisogno elettrico del presidio Valletta si è rilevata più complicata ed ha richiesto un gran numero informazioni e dati tecnici al fine di ottenere una ricostruzione quanto più accurata possibile dello scenario energetico attuale. Passaggi fondamentali di tale fase sono stati l'acquisizione di specifiche tecniche dei principali apparecchi fornite dai produttori, ottenute tramite sopralluoghi o ricavate dall'analisi di *as built* e la conoscenza delle modalità e dei periodi di funzionamento delle utenze energivore ottenuta tramite colloqui con tecnici, personale e direzione sanitaria. Inoltre è stato possibile effettuare delle misure di energia elettrica presso alcuni quadri ritenuti rappresentativi di utenze quali illuminazione e condizionamento estivo. I risultati presentati alla fine di questo paragrafo sono frutto di una strategia che vede concatenarsi due tipi di approccio: *top-down* e *bottom-up*.

Il primo approccio risulta applicabile laddove i dati tecnici risultano parziali o poco precisi. Esso parte dal consumo elettrico totale e cerca di risalire ai diversi usi attraverso una serie di ipotesi e supposizioni.

L'approccio *bottom-up* ben si presta nei casi in cui tra i dati a disposizione si hanno i consumi misurati sul campo o, in alternativa, la potenza assorbita, le ore e le modalità di funzionamento di un macchinario per poter risalire con buona accuratezza ai consumi dello stesso. Con questo approccio si raccolgono i singoli consumi ottenuti per determinare i consumi di un sottosistema o di una serie di componenti.

La somma dei risultati ottenuti con i due approcci è di fatto la ripartizione dei consumi elettrici totali della struttura.

Il primo passo verso la ripartizione dei consumi annuali è stato l'individuazione di un coefficiente che tenesse conto delle perdite di trasformazione dalla media alla bassa tensione e delle perdite di distribuzione lungo le linee. Considerando che i valori di efficienza per un trasformatore sono superiori a 0,98 si è ritenuto ragionevole porre tale coefficiente pari a 0,97<sup>36</sup>. Una volta ottenuto il valore netto di fabbisogno elettrico, si sono tenuti in considerazione i consumi giornalieri che, seppur meno precisi di quelli orari, sono gli unici su cui è stato possibile fare delle ipotesi e conciliare i due approcci sopra descritti.

Per quanto riguarda gli usi dell'energia su scala annuale, si fa riferimento ai tre periodi presentati nel paragrafo precedente. Le date di inizio e fine di tali periodi sono state stimate, in maniera qualitativa tenendo conto, oltre che della temperatura esterna, dei cambiamenti riscontrati in maniera qualitativa sui consumi elettrici a cavallo di fasi successive. Tali periodi differiscono infatti, oltre che per le apparecchiature utilizzate, anche per le ore equivalenti di funzionamento.

In seguito sono elencati tutte le caratteristiche dei componenti e dei macchinari utili per l'applicazione del metodo *bottom-up*.

---

<sup>36</sup> Ghedini S., "Diagnosi energetica di un Presidio Ospedaliero: Metodologia standard e criticità riscontrate nell'analisi energetica del P.O. Martini di Torino", Politecnico di Torino, 2018.

### 3.4.4.1 Stima del fabbisogno elettrico delle UTA

Tra i macchinari energivori, le UTA ricoprono un ruolo significativo. Esse sono accese in tutti i periodi dell'anno anche se con finalità diverse. Durante il periodo invernale (periodo di riscaldamento), esse sono destinate al riscaldamento degli ambienti e quindi lavorano in simbiosi con la centrale termica mentre nel periodo estivo (periodo di raffrescamento), esse lavorano in concomitanza con la centrale frigorifera. Nel periodo primaverile ed autunnale (periodo neutro), sono usate per il ricircolo dell'aria.

I dati relativi alla potenza utile sono stati forniti dal produttore *Loran* mentre per le ore equivalenti si è fatto riferimento agli orari di accensione e spegnimento settati sul software di gestione *Siemens* dagli addetti alla manutenzione. I ventilatori, come specificato dal produttore, non sono provvisti di inverter quindi nelle ore di funzionamento la potenza assorbita risulta essere quella massima.

Tabella 3.4.4 - Stima energia elettrica giornaliera UTA

UTA							
Modello	Posizione	Utenze servite	Pel utile [kW]	Ore equivalenti giornaliere [h/giorno]		E [kWh/giorno]	
				Riscald./Raffresc.	Neutro	Riscald./Raffresc.	Neutro
CTL 20	seminterrato C	uffici-laboratori	0,6	14	8	8,4	4,8
CTL 40	5A	riabilitazione neuromotoria	1,7	14,5	8	24,65	13,6
CTL 40	2A	consulorio	1,5	14	8	21	12
CTL 50	seminterrato B	mensa	1,7	13	8	22,1	13,6
CTL 50	rialzato A	uffici	1,7	13	8	22,1	13,6
CTL 50	3C	RSA	1,6	13	8	20,8	12,8
CTL 50	4C	riabilitazione cardiologia	1,6	13,5	8	21,6	12,8
CTL 50	5C	riabilitazione neuromotoria, 2	1,7	13	8	22,1	13,6
CTL 60	interrato A	onoranze funebri	2,2	14,5	8	31,9	17,6
CTL 60	rialzato B	radiologia	2,4	16	8	38,4	19,2
CTL 60	2B	uffici distretto	2,9	13	8	37,7	23,2
CTL 60	3B	RSA	2,1	12,25	8	25,725	16,8
CTL 60	5B		2,3	12,667	8	29,1341	18,4
CTL 100	1A	reparto alzheimer	4,3	13	8	55,9	34,4
CTL 100	3A	RSA	3	13	8	39	24
CTL 100	4A	riabilitazione respiratoria	3	13	8	39	24
CTL 120	copertura C	degenza psichiatria	7	15,5	8	108,5	56
CTL 120	copertura C	hospice	8,2	16	8	131,2	65,6
CTL 140	1B	ambulatorio psichiatria	5,9	11	8	64,9	47,2
CTL 170	4B	terapia riabilitazione	6,5	13	8	84,5	52
CTL 220	interrato B	ingresso piastra	8,4	16	8	134,4	67,2
CTL 510	copertura	cavedi verticali, A	21,8	10	8	218	174,4
CTL 340	copertura	cavedi verticali, B	14,5	11,25	8	163,125	116
CTL 140	copertura	cavedi verticali, C	3,1	11,25	8	34,875	24,8
			109,7			1399,0091	877,6

### 3.4.4.2 Stima del fabbisogno elettrico Ventilconvettori

In alcune zone dell'edificio sono presenti fan coil a parete. Sebbene gli assorbimenti elettrici di un singolo terminale di questo tipo sono dell'ordine delle decine di Watt, l'elevato numero

di unità presenti giustifica la presa in considerazione di tali componenti. I dati relativi alla locazione e al modello degli stessi sono stati ottenuti tramite *as built* e sono riportati nella tabella seguente. Per le ore equivalenti di funzionamento, utili per la stima dell'energia giornaliera, si è fatto riferimento a colloqui con addetti alla manutenzione e si è supposto un valore di 13 ore al giorno per i periodi di riscaldamento e raffrescamento e 8 ore al giorno per il periodo neutro.

Tabella 3.4.5 - Censimento fan coil

Piano terreno			
Modello	Unità	Pel ass [W]	Pass tot [kW]
estro FL 1-4	1	30,25	0,03
estro FL 5-6	10	43,5	0,44
Piano primo			
Modello	Unità	Pel ass [W]	Pass tot [kW]
estro FL 1-4	57	30,25	1,72
estro FL 5-6	41	43,5	1,78
estro FL 7-9	10	55	0,55
Piano secondo			
Modello	Unità	Pel ass [W]	Pass tot [kW]
estro FL 1-4	25	30,25	0,76
estro FL 5-6	10	43,5	0,44
estro FL 7-9	4	55	0,22
Piano terzo			
Modello	Unità	Pel ass [W]	Pass tot [kW]
estro FL 1-4	22	30,25	0,67
estro FL 5-6	16	43,5	0,70
estro FL 7-9	3	55	0,17
Piano quarto			
Modello	Unità	Pel ass [W]	Pass tot [kW]
estro FL 1-4	15	30,25	0,45
estro FL 5-6	4	43,5	0,17
estro FL 7-9	1	55	0,06
Piano quinto			
Modello	Unità	Pel ass [W]	Pass tot [kW]
estro FL 1-4	44	30,25	1,33
estro FL 5-6	18	43,5	0,78
estro FL 7-9	3	55	0,17
<b>Totale</b>			<b>10,42</b>

Tabella 3.4.6 - Stima energia elettrica giornaliera fan coil

Periodo	Ore equivalenti giornaliere [h/giorno]	E [kWh/giorno]
Riscaldamento	13	135,4925
Raffrescamento	13	135,4925
Neutro	8	83,38

### 3.4.4.3 Stima fabbisogno elettrico ausiliari centrale termica

Durante il periodo di riscaldamento, occorre considerare i consumi elettrici dovuti al funzionamento degli ausiliari presenti in centrale termica. I dati di targa di questi ultimi sono stati ricavati in seguito ad un sopralluogo in centrale termica. Dalle foto scattate è stato possibile risalire alla potenza assorbita dalle pompe e le ore di funzionamento sono state ancora una volta ottenute dai settaggi impostati da software.

Tra gli ausiliari funzionanti nel periodo di riscaldamento sono da considerare anche i bruciatori dei generatori di vapore. Non è stato però possibile risalire ai valori di potenza assorbita dai motori degli stessi, pertanto, si sono considerati i valori di potenza installata e si è agito sul numero di ore equivalenti. È stato quindi assunto un valore di 10 ore giornaliere a fronte delle 16 ore medie di funzionamento effettivo delle caldaie. Inoltre non è stato considerato il bruciatore del generatore di vapore 3 dal momento che esso svolge normalmente una funzione di riserva.

La centrale termica però è utilizzata durante tutto l'anno solare anche per la produzione dell'acqua calda sanitaria. A tal proposito occorre considerare per tutti i periodi il circolatore gemellare di ritorno dell'ACS ed i gruppi per l'osmosi inversa per il trattamento dell'acqua entrante nei generatori. Per essi è stato preso in considerazione un numero di ore equivalenti pari alle ore medie di funzionamento dei generatori.

Tabella 3.4.7 - Dati tecnici Ausiliari Centrale Termica

Descrizione	Potenza assorbita [kW]	Ore equivalenti [h/giorno]	E [kWh/giorno]
circolatore gemellare per batterie c.d.z zona A	3,9	16	62,208
circolatore gemellare per batterie c.d.z zona B	1,1	16	17,6
circolatore gemellare per batterie c.d.z zona C	2,7	16	42,82368
circolatore gemellare ventil convettori zona A	0,864	17,5	15,12
circolatore gemellare ventil convettori zona B	1,6	17,5	28
circolatore gemellare ventil convettori zona C	1,18	18,5	21,904

circolatore gemellare- radiatori zona A-B	2,16	14,5	31,3896
circolatore gemellare- radiatori zona C	1,05	16,5	17,3382
bruciatore generatore di vapore 1	8	10	80
bruciatore generatore di vapore 2	3,2	10	32
circolatore gemellare ritorno ACS	0,83	16	13,28
Gruppo osmosi inversa 1	1,67	16	26,72
Gruppo osmosi inversa 2	1,67	16	26,72
<b>Totale</b>			<b>415,10348</b>

#### 3.4.4.4 Stima del fabbisogno elettrico per l'illuminazione degli ambienti

L'illuminazione dei ambienti è affidata perlopiù a lampade fluorescenti il cui censimento (Tabella 3.4.8) è stato possibile dalla consultazione di *as built* cartacei pervenuti in loco.

Tabella 3.4.8 - Censimento dei corpi illuminanti Valletta

TIPOLOGIA	Numero lampade			Potenza Tot [kW]
	Zona A	Zona B	Zona C	
Plafoniera a tubi fluorescenti 2x36W IP65	66	78	116	18,72
Plafoniera a tubi fluorescenti 1x36W IP65	7	10	31	1,728
Plafoniera a tubi fluorescenti 1x18W IP65	22	58	7	1,566
Plafoniera a tubi fluorescenti 2x18W IP40	4	0	0	0,144
Plafoniera a tubi fluorescenti 2x36W IP40	1	13	13	1,944
Plafoniera a tubi fluorescenti 1x36W IP40	29	39	53	4,356
Plafoniera a tubi fluorescenti 1x18W IP40	41	51	39	2,358
Plafoniera a plafone 4x18 W con ottica satinata rigata	0	9	16	1,8
Plafoniera ad incasso 4x18 W con ottica satinata rigata	3	40	0	3,096
Plafoniera ad incasso 4x18 W schermo opale	139	284	173	42,912
Plafoniera a plafone 4x18 W schermo opale	18	25	10	3,816
Plafoniera ad incasso IP40 2x18 W	24	25	15	2,304
Plafoniera ad incasso IP44 2x18 W	1	0	0	0,036
Plafoniera a plafone 2x55 W	30	10	44	9,24
Plafoniera a plafone 2x36 W con schermo dark light	0	40	0	2,88
Plafoniera a plafone 2x36 W con schermo lamellare	104	164	109	27,144
Faretto 2x13 W ad incasso IP44	64	86	94	6,344
Plafoniera a plafone 4x18 W dark light	13	0	0	0,936
Plafoniera ad incasso 4x18 W dark light	6	0	0	0,432
<b>TOTALE</b>	<b>572</b>	<b>932</b>	<b>720</b>	<b>131,756</b>

L'approccio *bottom-up* utilizzato per la stima dell'energia elettrica destinata all'illuminazione degli ambienti è basato su dati di consumo ottenuti tramite misurazioni sul campo. Tali

misurazioni sono state effettuate con lo strumento *ELITEpro XC Recording Power Meter* prodotto dalla *Dent Instruments* installato presso due quadri di distribuzione ordinaria di due differenti reparti considerati rappresentativi rispettivamente dei locali adibiti a degenze e dei locali destinati ad attività ambulatoriale o di ufficio (Figura 3.4.14). Essi sono:

- Quadro di distribuzione ordinaria terzo piano zona B: Quadro 3B;
- Quadro di distribuzione ordinaria piano terreno zona B: Quadro 0B.



Figura 3.4.14 - ELITEpro XC Recording Power Meter su Quadro 0B

In entrambi i casi, le misure tengono conto, oltre che dell'illuminazione anche della Forza Motrice. Va tuttavia precisato che, gli apparecchi energivori di piano come le UTA, fanno riferimento a quadri elettrici propri e che, non essendoci macchinari elettromedicali che richiedono grandi quantità di energia elettrica, i consumi ottenuti dalle misurazioni sono perlopiù relativi all'illuminazione.

### **Quadro di distribuzione ordinaria terzo piano zona B: Quadro 3B**

Nella zona B del terzo piano, è presente un nucleo RSA a bassa intensità di cura, pertanto, le misure ottenute dal monitoraggio del quadro di reparto 3B possono essere utilizzate per la stima dei consumi di illuminazione di tutti i locali dell'edificio in cui sono presenti degenze. Il

periodo di misurazione va dalle 10:45 di martedì 12/06/2018 alle 9:15 di giovedì 21/06/2018 con un *time-step* di 15 minuti. Nella Figura 3.4.15 sono mostrati i consumi elettrici ottenuti al quarto d'ora. Tramite essi è possibile risalire al consumo orario (Figura 3.4.16).

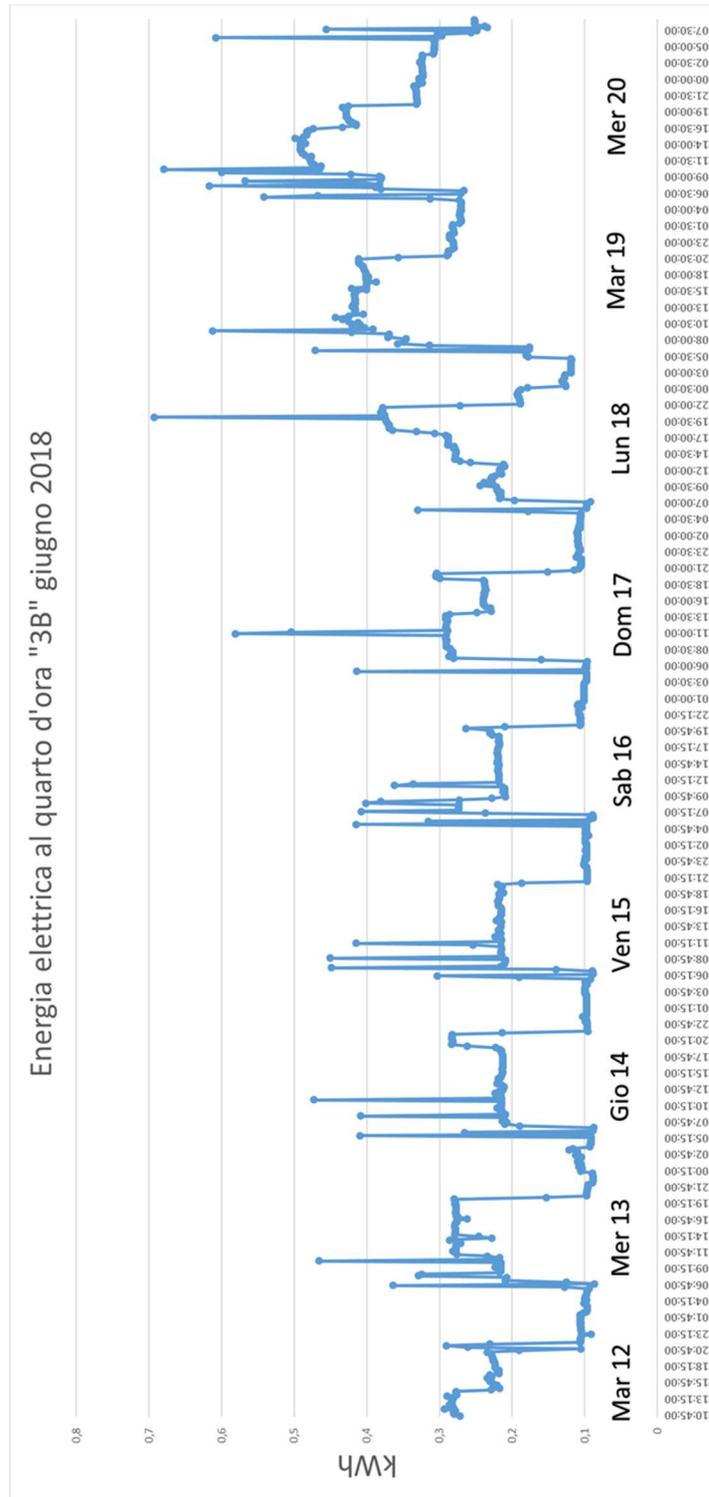


Figura 3.4.15 - Energia elettrica misurata al quarto d'ora Quadro 3B [kWh]



Da mercoledì 13 a lunedì 18 i consumi sembrano avere un andamento periodico con valori minimi registrati nelle ore notturne e valori giornalieri pressoché simili. In questi giorni si registrano dei picchi in corrispondenza delle prime ore del giorno (dalle 7 alle 9). Martedì 19 e mercoledì 20 giugno sono invece caratterizzati da consumi nettamente diversi e maggiori di quelli registrati in precedenza. Per tale ragione, per ottenere un valore medio giornaliero utile per ripartire i consumi annuali, è stata fatta una media dei consumi giornalieri da mercoledì 13 a lunedì 18 escludendo i giorni di inizio e fine misurazioni (poiché incompleti) e i giorni 19 e 20 caratterizzati da un andamento apparentemente anomalo. Il valore ottenuto è circa 18 kWh/giorno.

Risulta utile notare che, trattandosi di degenze, non c'è alcuna distinzione tra giorni feriali e festivi. Inoltre, per la stima del fabbisogno elettrico nel periodo invernale si è inizialmente pensato di aumentare i consumi misurati nel periodo estivo caratterizzati da un maggior valore di ore luce giornaliere. Tuttavia, considerando i giorni monitorati, non è stato registrato un sostanziale cambiamento nel passaggio *ore luce-ore buio*. Ciò indica che ci sono luci che risultano accese nell'arco di tempo 6:30-22 indipendentemente dalle condizioni di illuminamento esterno. Tale situazione è tipica nelle condizioni in cui, come nel caso in esame, l'accensione e lo spegnimento delle luci, sia nelle camere che nei corridoi avviene manualmente senza quindi l'ausilio di timer o sensori.

Nelle ore notturne, nei corridoi, le uniche luci che risultano accese sono delle luci segna passo che, a seguito di una recente modifica, sono lampadine LED di assorbimento quasi trascurabile.

### **Quadro di distribuzione ordinaria piano terreno zona B: Quadro 0B**

Al piano terreno trovano spazio uffici ed ambulatori, pertanto si è pensato di utilizzare le misure ottenute dal monitoraggio del quadro di distribuzione ordinaria posto nel cavedio zona B per stimare i consumi relativi all'illuminazione di tutti gli ambienti del presidio caratterizzate dall'assenza di attività degenziale.

Il periodo delle misurazioni effettuate va dalle 10:15 del 4 luglio alle 9:15 dell'11 luglio 2018 con un *time-step* pari a 15 minuti. In seguito si riportano i consumi al quarto d'ora ed orari ottenuti dal monitoraggio del quadro considerato.

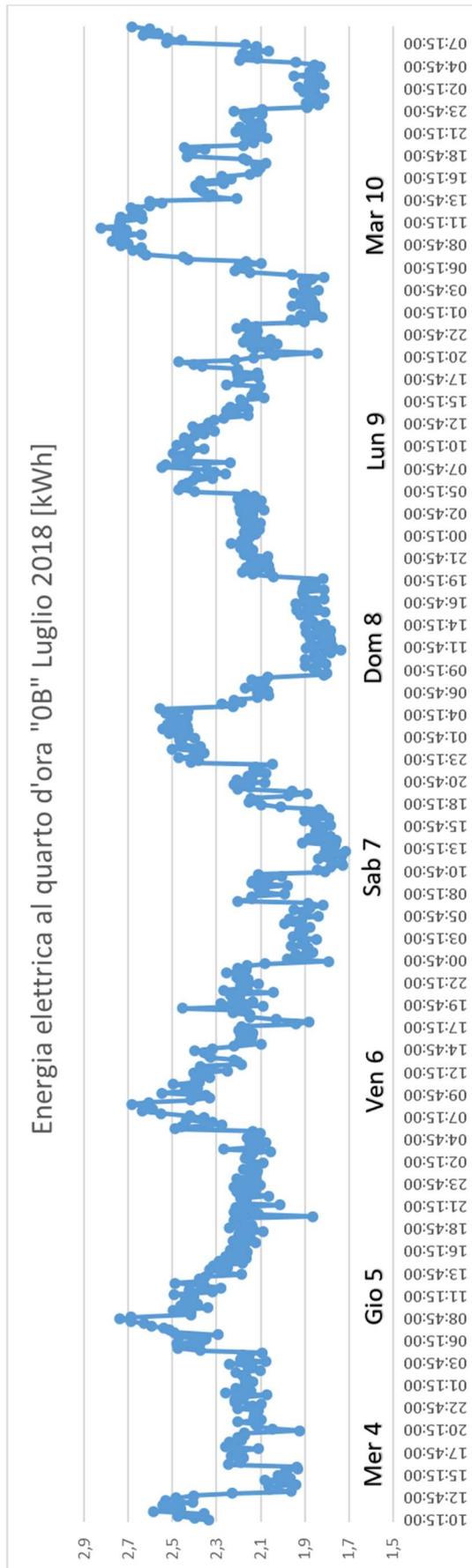


Figura 3.4.17 - Energia elettrica misurata al quarto d'ora Quadro OB



A differenza di quanto riscontrato dai dati del Quadro 3B, i consumi elettrici dei giorni considerati non presentano una periodicità significativa. Tuttavia gli assorbimenti minimi si registrano in genere nelle ore notturne mentre le ore diurne risultano quelle in cui la quota di energia elettrica richiesta è maggiore proprio per la presenza di attività ambulatoriali e di ufficio. A tal proposito è utile notare la presenza di picchi in corrispondenza dell'inizio delle attività giornaliere (ore 8 circa).

Il sabato e la domenica i consumi risultano globalmente inferiori a quelli tipici dei giorni feriali anche se risulta inspiegato il significativo assorbimento registrato la notte a cavallo tra sabato 21 e domenica 22. Nel considerare quindi, un valore di consumo giornaliero medio, occorre fare distinzione tra giorni feriali e giorni festivi.

I giorni feriali in esame sono caratterizzati da valori di consumi giornalieri molto simili tra loro e il valore giornaliero medio è stato ottenuto tramite media aritmetica degli stessi. Esso è pari a 216,8 kWh/giorno. Tramite media dei consumi giornalieri di sabato 7 e domenica 8 si è ottenuto un valore pari a 194,4 kWh/giorno.

I massimi registrati durante le attività giornaliere escludono un possibile legame degli assorbimenti con le ore luce pertanto non si è fatta distinzione tra consumi estivi e invernali. Anche in questo caso, non ci sono timer o sensori e l'accensione dei corpi illuminanti avviene manualmente.

Per stimare il fabbisogno elettrico destinato all'illuminazione dell'intero presidio, sono state individuate le zone destinate alle degenze e quelle destinate ad attività differenti. La Tabella 3.4.9 riassume la distribuzione delle destinazioni d'uso considerando alla voce "Altro", tutte le zone i cui consumi possono essere stimati partendo dai dati ottenuti dal Quadro 0B. La zona B del secondo piano risulta attualmente spenta destinata ad ospitare il reparto *Nuovo Hospice* ancora in costruzione pertanto in Tabella 3.4.9 è riportata in rosso. I consumi per illuminazione del piano seminterrato sono analizzati successivamente.

Tabella 3.4.9 - Destinazioni d'uso utili per la stima dell'energia elettrica per l'illuminazione.

Piano	Zona A	Zona B	Zona C
Piano terreno	Altro	Altro	Altro
Primo	Degenze	Altro	Degenze
Secondo	Altro	Degenze	Degenze
Terzo	Degenze	Degenze	Degenze
Quarto	Degenze	Degenze	Degenze
Quinto	Degenze	Altro	Degenze

Per ottenere i consumi di illuminazione delle zone differenti da quelle misurate, sono stati moltiplicati i valori giornalieri stimati in precedenza per coefficienti che tengono conto della differente superficie da illuminare. A tal proposito, per il piano terreno la superficie della zona A risulta essere circa 0,5 volte quella della zona B mentre, la zona C ha una superficie 0,8 volte quella della zona B. Per i piani superiori le zone A sono caratterizzate da una superficie pari a 0,8 volte la superficie delle zone B mentre, le zone C risultano 1,2 volte maggiori delle B. Inoltre la zona B del piano terreno risulta maggiore di quella dei piani superiori: le zona B dei piani superiori sono circa 0,6 volte la superficie della zona B del piano terreno. Applicando i coefficienti sopra riportate si ottiene quanto riassunto nelle tabelle seguenti.

Tabella 3.4.10 - Stima dei consumi giornalieri nei giorni feriali

<b>Consumo illuminazione giorni feriali [kWh/giorno]</b>			
<b>Piano</b>	<b>Zona A</b>	<b>Zona B</b>	<b>Zona C</b>
<b>Piano terreno</b>	108,4	216,8	173,5
<b>Primo</b>	14,4	130,1	21,6
<b>Secondo</b>	104,1	18,0	21,6
<b>Terzo</b>	14,4	18,0	21,6
<b>Quarto</b>	14,4	18,0	21,6
<b>Quinto</b>	14,4	130,1	21,6

Tabella 3.4.11 - Stima dei consumi giornalieri nei giorni festivi

<b>Consumo illuminazione giorni festivi [kWh/giorno]</b>			
<b>Piano</b>	<b>Zona A</b>	<b>Zona B</b>	<b>Zona C</b>
<b>Piano terreno</b>	97,2	194,4	155,5
<b>Primo</b>	14,4	116,6	21,6
<b>Secondo</b>	93,3	18,0	21,6
<b>Terzo</b>	14,4	18,0	21,6
<b>Quarto</b>	14,4	18,0	21,6
<b>Quinto</b>	14,4	116,6	21,6

## Stima dell'energia per l'illuminazione del piano seminterrato

Il piano seminterrato è caratterizzato dalla presenza di attività che si discostano sia da quella degenziale che da quella ambulatoriale. Pertanto, per la stima del fabbisogno elettrico per l'illuminazione giornaliera, non è stato possibile far riferimento ai valori ottenuti tramite misure sul campo. In particolare, è stato valutato l'assorbimento elettrico totale ottenuto dal censimento dei corpi illuminanti che è stato successivamente moltiplicato per un numero di ore equivalenti ragionevolmente ipotizzato. La Tabella 3.4.12 riporta quanto ottenuto dal censimento delle lampade.

Tabella 3.4.12 - Potenza elettrica totale dei corpi illuminanti piano seminterrato

Tipo di corpo illuminante	Numero			Potenza [kW]		
	Zona A	Zona B	Zona C	Zona A	Zona B	Zona C
Plafoniera a tubi fluorescenti 2x36W IP65	48	58	78	3,456	4,176	5,616
Plafoniera a tubi fluorescenti 1x36W IP65	6	8	27	0,216	0,288	0,972
Plafoniera a tubi fluorescenti 1x18W IP65	22	58	6	0,396	1,044	0,108
Plafoniera a tubi fluorescenti 2x18W IP40	4			0,144		
Plafoniera a tubi fluorescenti 2x36W IP40		2			0,144	
Plafoniera a tubi fluorescenti 1x36W IP40	3	2	8	0,108	0,072	0,288
Plafoniera a tubi fluorescenti 1x18W IP40	9	6	4	0,162	0,108	0,072
Plafoniera ad incasso 4x18 W schermo opale	31	63	28	2,232	4,536	2,016
Plafoniera a plafone 4x18 W schermo opale	11		2	0,792		0,144
Plafoniera ad incasso IP40 2x18 W		1			0,036	
Plafoniera a plafone 2x36 W con schermo lamellare		14			1,008	
<b>Potenza Totale [kW]</b>				<b>7,506</b>	<b>11,412</b>	<b>9,216</b>

Per i giorni feriali è stato ipotizzato un numero di ore equivalenti giornaliere pari a 10. Tale valore è giustificato da una serie di circostanze come l'accensione manuale delle lampade, lo spegnimento di alcuni locali per inutilizzo e la scarsa luce naturale presente.

Per i giorni festivi si è ipotizzato un valore di ore equivalenti giornaliere pari a 5. Ciò è dovuto alla totale assenza di attività e all'ipotesi che in tali giorni la maggior parte dei corpi illuminanti risulti spenta. L'energia destinata all'illuminazione del piano seminterrato risulta essere:

Tabella 3.4.13 - Consumo elettrico giornaliero per illuminazione seminterrato

Consumo illuminazione Seminterrato [kWh/giorno]			
Tipo di giorno	Zona A	Zona B	Zona C
Giorni Feriali	75,06	114,12	92,16
Giorni Festivi	37,53	57,06	46,08

I valori di energia elettrica giornaliera relativi all'illuminazione dell'intero edificio risultano essere:

Tabella 3.4.14 - Energia elettrica giornaliera per l'illuminazione degli ambienti

Energia elettrica giornaliera per illuminazione Valletta	
<b>Giorni Feriali</b>	1082,4 [kWh/giorno]
<b>Giorni Festivi</b>	993,12 [kWh/giorno]

### 3.4.4.5 Stima del fabbisogno elettrico per il condizionamento estivo

Analogamente a quanto fatto per l'illuminazione, anche la stima dell'energia elettrica richiesta per il raffrescamento degli ambienti nel periodo estivo è stata effettuata a partire da valori di consumo misurati. Il periodo di monitoraggio va dalle 10:45 del 21/06/2018 alle 9:00 di mercoledì 4/07/2018 considerando un *time-step* di 15 minuti.

Il quadro oggetto delle misure è stato il "Quadro Gruppo Frigorifero 1" (QGF1) situato sulla copertura. Esso fa parte dei quadri collocati a valle del "Quadro Alimentazione Acqua Refrigerata e Sottostazione SS02" (Figura 3.4.19) che a sua volta risulta essere a valle del "Quadro di Distribuzione Linee Privilegiate G.E" (QPRI 2) posto in cabina elettrica di Bassa Tensione.

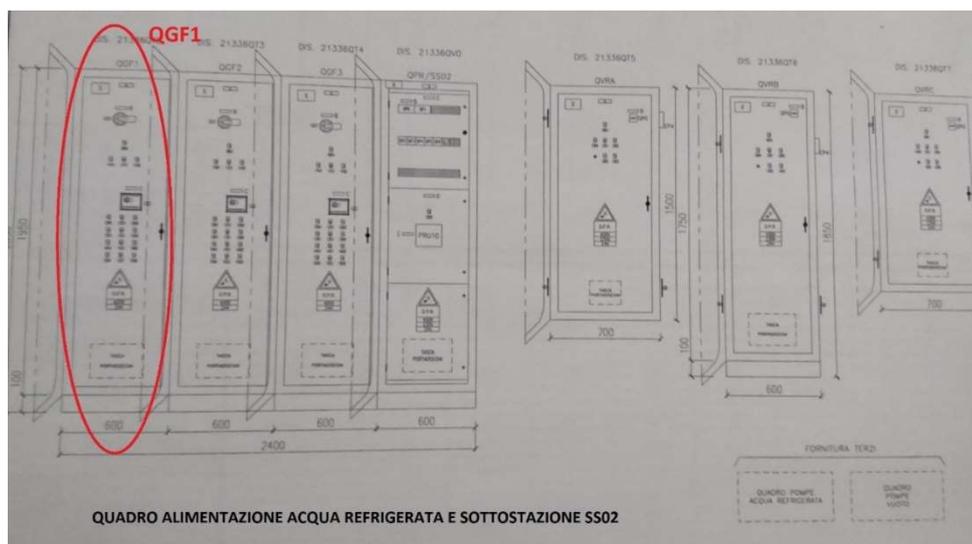


Figura 3.4.19 - Particolare dei quadri a valle di Quadro Alimentazione Acqua Refrigerata e Sottostazione SS02

Per la stima dei consumi per il raffrescamento occorre considerare l'energia assorbita dai ventilatori di ripresa (QVR in Figura 3.4.19) di cui già si è tenuto conto nel paragrafo relativo ai consumi delle UTA e l'energia assorbita dalle 4 pompe di circolazione dell'acqua refrigerata di potenza installata pari a 11 kW e potenza assorbita pari a 7,2 kW. Esse risultano collegate ad inverter.

Il quadro QGF1 alimenta: il gruppo frigorifero 1, la torre evaporativa 1 e 2 pompe di collegamento torre-frigorifero di cui una svolge funzione di riserva. Per come è fatto il quadro non è stato possibile monitorare il solo gruppo frigorifero.

Le caratteristiche dei componenti presenti in centrale frigorifera sono riportate in Tabella 3.4.15. I tre gruppi frigoriferi sono uguali tra loro così come le torri evaporative e le pompe ausiliarie. Queste ultime risultano collegate ad inverter.

*Tabella 3.4.15 - Dati tecnici Componenti alimentati dai quadri QGF*

<b>Componenti</b>	<b>Quantità</b>	<b>P.el installata [kW]</b>	<b>P.el Assorbita [kW]</b>
Torri evaporative (ventilatore)	3	30	18,91
Gruppi Frigo	3	compress. 1 160	184,4
		compress. 2 160	
Pompe Torri-GF	6	15	9,57

Le figure successive riportano i consumi elettrici al quarto d'ora ottenuti dalle misurazioni e i consumi elettrici orari ottenuti conseguenzialmente.

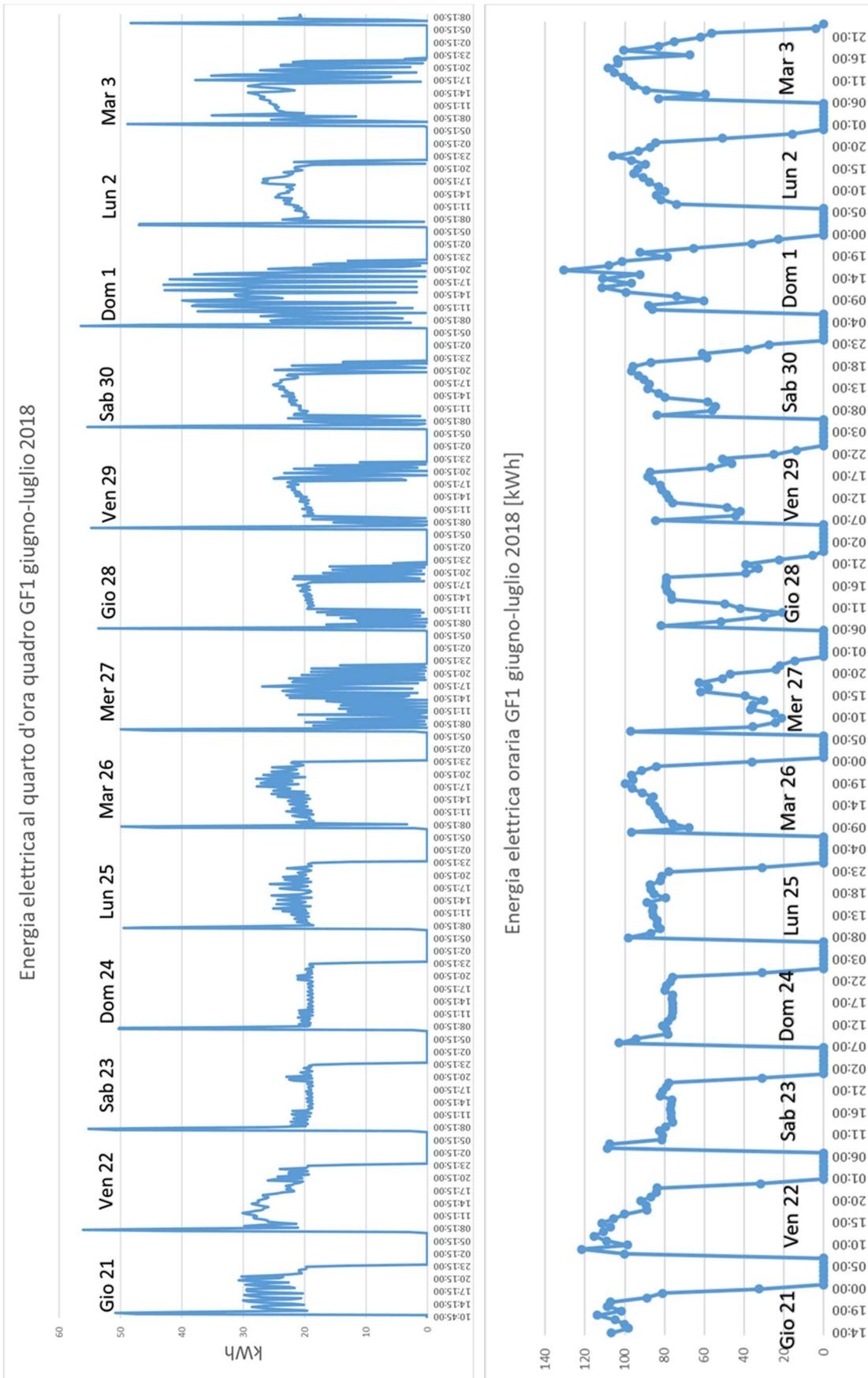


Figura 3.4.20 - Energia elettrica assorbita QGF1 al quarto d'ora (sinistra) e oraria (destra)

Dai dati al quarto d'ora è possibile notare un sistematico picco di assorbimento all'avviamento matitino, inoltre i consumi del 27 e 28 giugno risultano mediamente minori di quelli registrati negli altri giorni di misurazioni. Il motivo è da ricercare nel fatto che le temperature registrate in questi giorni sono mediamente più basse determinando una richiesta di energia frigorifera minore. Le numerose oscillazioni visibili nei consumi al quarto d'ora dei giorni successivi al 25 giugno sono legate agli interventi dei sistemi di regolazione.

Inoltre, non si riscontrano particolari differenze tra giorni feriali e festivi, poiché i terminali per il condizionamento, risultano accesi nel week-end anche nelle zone adibite ad ambulatori o uffici come riferito dal personale che si occupa della manutenzione degli impianti.

Per la stima del fabbisogno giornaliero, è stata considerata una media dei giorni 27-28 giugno per la stima dei consumi tipici dei primi giorni della stagione di raffrescamento, mentre per stimare il fabbisogno dei giorni caratterizzati da alte temperature esterne è stata considerata una media dei giorni restanti. I valori ottenuti sono 786 kWh/giorno e 1369 kWh/giorno.

Per la stima del fabbisogno elettrico annuo, occorre aggiungere anche i consumi derivanti dal QGF2 e QGF3. Tuttavia su questi ultimi non si hanno informazioni derivanti da monitoraggi. In linea generale, non tutti i gruppi lavorano con la stessa intensità e quando si raggiungono le condizioni di *regime* è possibile che almeno un gruppo frigorifero risulti spento.

Nei calcoli effettuati, si è ipotizzato che tutti i gruppi frigo in funzione siano caratterizzati dagli stessi consumi giornalieri e il numero di macchine frigorifere accese è stato ricavato analizzando con il metodo *top-down* i consumi ottenuti sottraendo al fabbisogno totale tutti i fabbisogni elettrici ricavati sin ora con il metodo *bottom-up*. Pertanto, nei periodi di maggior assorbimento elettrico si è ipotizzata l'accensione di tre macchine a compressione mentre nei giorni estivi in cui i consumi risultano minori il numero di macchine accese scende a due o anche a 1. Di seguito sono riassunti i ragionamenti fatti per i tre anni 2015, 2016 e 2017.

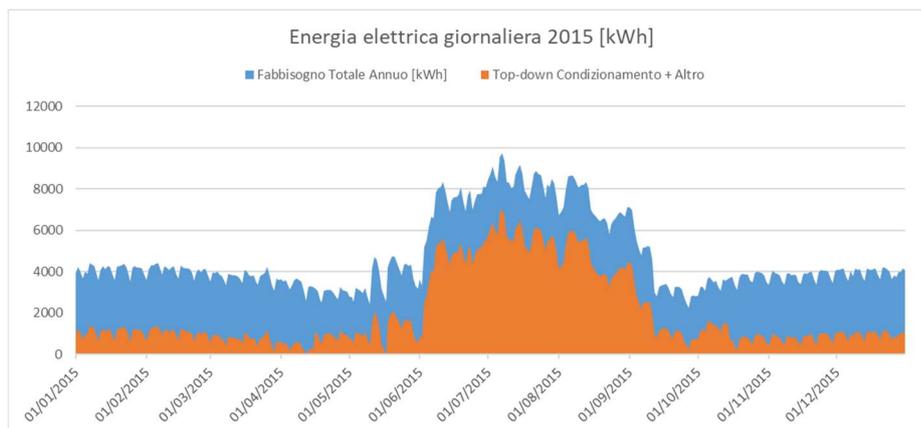


Figura 3.4.21 - Metodo top-down Condizionamento + altro 2015

Tabella 3.4.16 - Ipotesi funzionamento gruppi frigoriferi 2015

Funzionamento GF 2015	
Periodo	Numero GF attivi
11/05 - 7/06	1
8/06 - 16/08	3
17/08 - 1/09	2
2/09 - 11/09	1

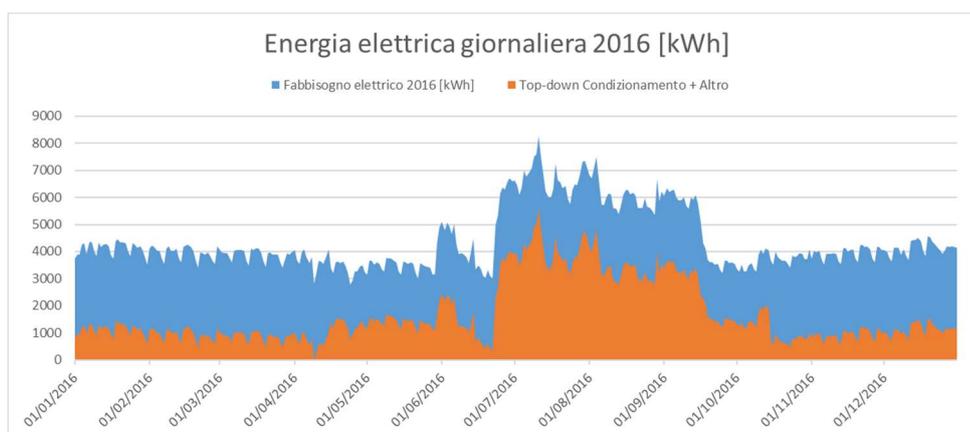


Figura 3.4.22 - Metodo top-down Condizionamento + altro 2016

Tabella 3.4.17 - Ipotesi funzionamento gruppi frigoriferi 2016

Funzionamento GF 2016	
Periodo	Numero GF attivi
1/06 - 24/06	1
25/06 - 9/07	2
10/07 - 4/08	3
4/08 - 9/09	2
10/09 - 14/09	1

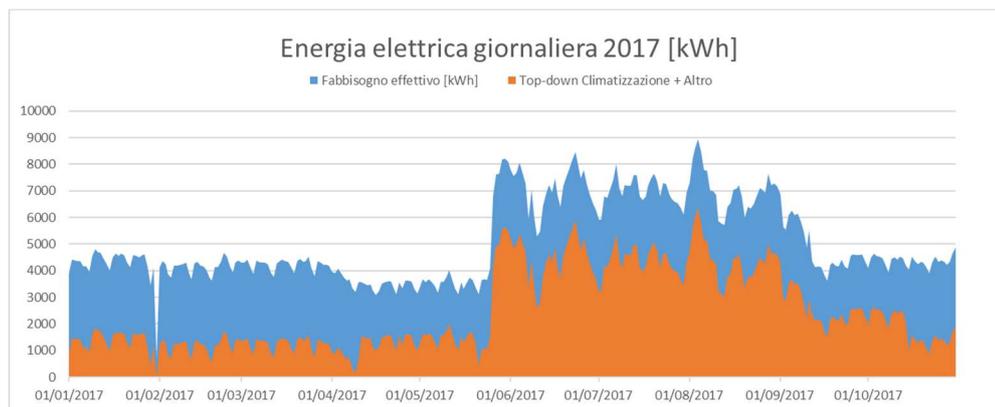


Figura 3.4.23 - Metodo top-down Condizionamento + altro 2017

Tabella 3.4.18 - Ipotesi funzionamento gruppi frigoriferi 2017

Funzionamento GF 2017	
Periodo	Numero GF attivi
20/05 - 25/05	1
26/05 - 9/06	3
10/06 - 20/06	2
21/06 - 31/08	3
1/09 - 10/09	2

#### 3.4.4.6 Ripartizione degli usi dell'energia elettrica

Dai valori giornalieri ricavati dai ragionamenti sopra riportati, è possibile ripartire i consumi di energia elettrica annuale sulla base degli usi della stessa. I diagrammi seguenti mostrano le percentuali di utilizzo calcolate sull'energia elettrica fatturata annualmente. Per l'anno 2017, gli assorbimenti delle varie utenze durante gli ultimi due mesi mancanti sono stati stimati estendendo le ipotesi effettuate nei mesi precedenti e considerando novembre e dicembre mesi appartenenti al periodo di riscaldamento.

La quota relativa alla voce "Altro" è stata ottenuta come complemento a uno dei consumi di cui è stato possibile effettuare una stima. Essa comprende la quota relativa agli ascensori non approfondita per la mancanza di dati a riguardo, la quota relativa all'illuminazione degli ambienti esterni e quelle relative a tutti gli altri usi di cui non si è a conoscenza.

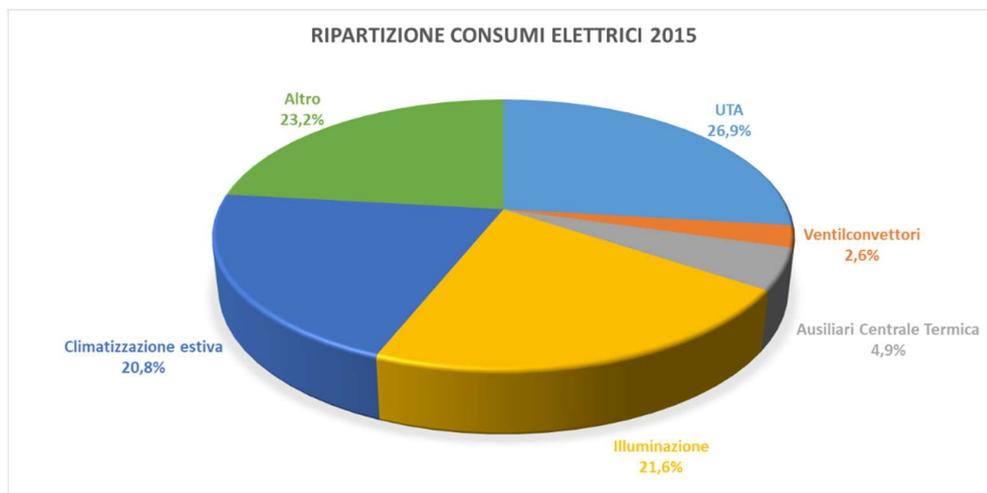


Figura 3.4.24 - Ripartizione dei consumi elettrici 2015

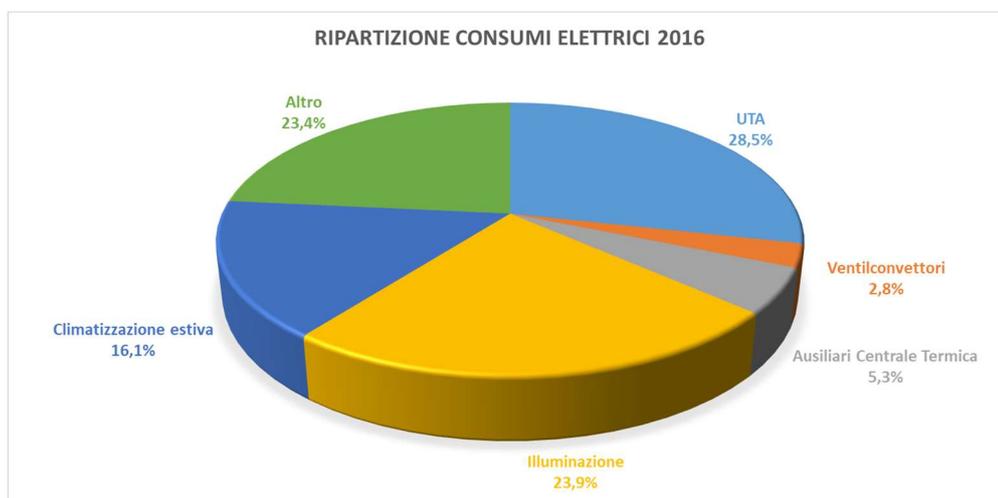


Figura 3.4.25 - Ripartizione dei consumi elettrici 2016

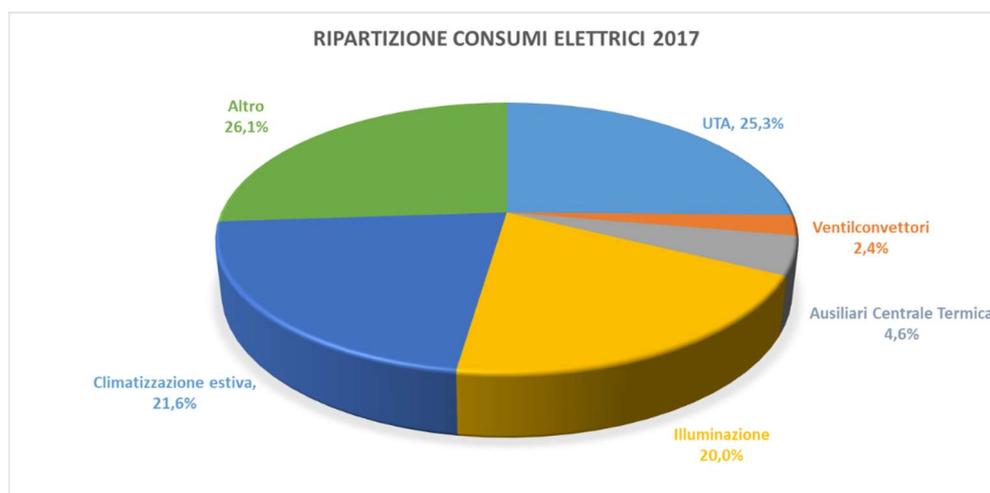


Figura 3.4.26 - Ripartizione dei consumi elettrici 2017

### 3.5 Calcolo indici di prestazione energetica

Dall'analisi dei consumi e dai dati pervenuti, è stato possibile calcolare i principali indici di prestazione energetica utilizzati nel contesto ospedaliero. Il calcolo di tali indici è stato effettuato nei tre anni 2015, 2016 e 2017. Infatti, un confronto numerico degli stessi indicatori relativi ad anni differenti, potrebbe essere utile per evidenziare eventuali progressi o peggioramenti nell'uso dell'energia da parte dell'edificio. Le tabelle seguenti riportano i dati utilizzati per i calcoli. Per il calcolo delle tonnellate equivalenti di petrolio (tep) è stato utilizzato il fattore 0,187 tep/MWh per l'energia elettrica acquistata dalla rete e 0,836 tep/1000 Sm<sup>3</sup> per il gas naturale. Le tabelle seguenti riassumono i dati utilizzati per il calcolo degli indicatori.

Tabella 3.5.1 - Superficie, Volume e numero posti letto Valletta

Superficie totale [m <sup>2</sup> ]	20.077
Volume totale [m <sup>3</sup> ]	60.230
posti letto	197

Tabella 3.5.2 - Consumi energia elettrica Valletta

Consumi energia elettrica			
Anno	kWh/anno	kWh/giorno	tep/anno
2015	1.785.232	4891	334
2016	1.665.038	4549	311
2017	1.908.222	5228	357

Tabella 3.5.3 - Consumi energia termica Valletta

Consumi energia termica			
Anno	kWh/anno	kWh/giorno	tep/anno
2015	4.564.534	12506	412
2016	4.979.464	13605	449
2017	5.160.377	14138	465

Tabella 3.5.4 - Consumi energia primaria Valletta

Consumi energia primaria			
Anno	kWh/anno	kWh/giorno	tep/anno
2015	6.349.766	17397	6.349.766
2016	6.644.502	18154	6.644.502
2017	7.068.599	19366	7.068.599

Gli indicatori ottenuti sono:

Tabella 3.5.6 - Indicatori di prestazione energetica - energia elettrica

Indicatori di prestazione energetica - energia elettrica									
Anno	kWh/m <sup>2</sup>	kWh/m <sup>2</sup> /g	tep/m <sup>2</sup>	kWh/m <sup>3</sup>	kWh/m <sup>3</sup> /g	tep/m <sup>3</sup>	kWh/p.l.	kWh/p.l./g	tep/p.l.
2015	316	0,244	0,0166	29,64	0,0812	0,0055	9062	24,83	1,69
2016	331	0,227	0,0155	27,64	0,0755	0,0052	8452	23,09	1,58
2017	352	0,260	0,0178	31,68	0,0868	0,0059	9686	26,54	1,81

Tabella 3.5.7 - Indicatori di prestazione energetica - energia termica

Indicatori di prestazione energetica - energia termica									
Anno	kWh/m <sup>2</sup>	kWh/m <sup>2</sup> /g	tep/m <sup>2</sup>	kWh/m <sup>3</sup>	kWh/m <sup>3</sup> /g	tep/m <sup>3</sup>	kWh/p.l.	kWh/p.l./g	tep/p.l.
2015	227	0,623	0,0205	75,78	0,208	0,0068	23170	63,48	2,09
2016	248	0,678	0,0224	82,67	0,226	0,0075	25276	69,06	2,28
2017	257	0,704	0,0232	85,68	0,235	0,0077	26195	71,77	2,36

Tabella 3.5.8 - Indicatori di prestazione energetica - energia primaria

Indicatori di prestazione energetica - energia primaria									
Anno	kWh/m <sup>2</sup>	kWh/m <sup>2</sup> /g	tep/m <sup>2</sup>	kWh/m <sup>3</sup>	kWh/m <sup>3</sup> /g	tep/m <sup>3</sup>	kWh/p.l.	kWh/p.l./g	tep/p.l.
2015	316	0,867	0,0371	105,42	0,289	0,0124	32232	88,31	3,78
2016	331	0,904	0,0379	110,32	0,301	0,0126	33728	92,15	3,86
2017	352	0,965	0,0410	117,36	0,322	0,0137	35881	98,30	4,17

Per quanto riguarda il confronto tra gli indici calcolati e quelli di altri presidi, si è fatto riferimento al report 2017 pubblicato da *IRES Piemonte*<sup>37</sup> nel quale sono pubblicati i valori di indicatori di alcune strutture del territorio piemontese con riferimento ad un'attività di

<sup>37</sup> Carpinelli M., Macagno S. "Riconoscimento sui consumi e sulla spesa dei vettori energetici del patrimonio edilizio sanitario", IRES Piemonte, Report 2017;

monitoraggio relativa all'anno 2016. In particolare, considerando l'indice relativo alle tonnellate equivalenti di petrolio di energia primaria ad unità di superficie è possibile confrontare i valori ottenuti con quelli riportati in Figura 3.4.1. I valori calcolati (0,037 per il 2015 e il 2016 e 0,041 per il 2017) collocano il presidio oggetto di studio nella classe energetica caratterizzata da bassi consumi di energia (colore verde).

Tuttavia, data la particolarità in termini di destinazione d'uso dell'edificio, sarebbe opportuno considerare come riferimento altre strutture di tipo R.S.A, ma la ricerca in letteratura di valori che potessero essere presi in considerazione come *benchmark* si è risultata complicata.

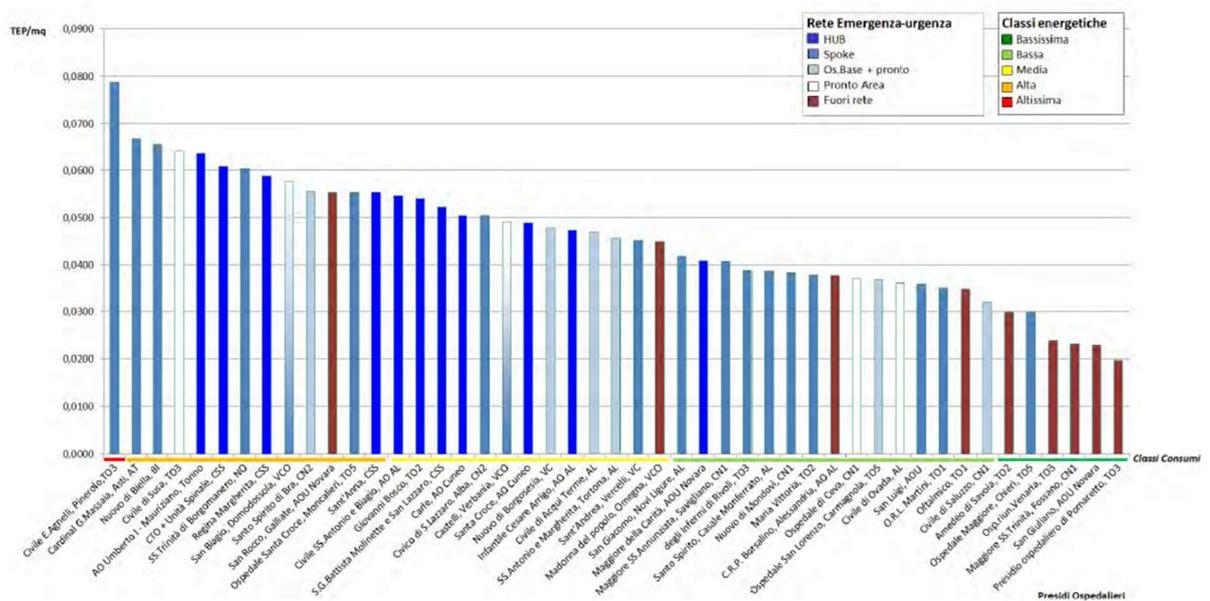


Figura 3.5.1 - Confronto tra tep/m<sup>2</sup> di energia primaria di alcuni presidi piemontesi (IRES Piemonte)

## Capitolo 4 - Installazione unità di piccola cogenerazione presso il presidio Valletta

### 4.1 Introduzione alla cogenerazione: quadro normativo e definizioni

La Direttiva europea 2004/8/CE<sup>38</sup> definisce la cogenerazione come “la generazione simultanea in un unico processo di energia termica ed elettrica e/o di energia meccanica”. I vantaggi della cogenerazione rispetto alla tradizionale produzione separata di elettricità e calore sono da ricercare non solo in ambito energetico ma anche in quello economico e ambientale. Tuttavia, la vantaggiosità o meno della cogenerazione deve essere valutata per ogni singolo impianto anche confrontandolo con le possibili alternative presenti. Per fare ciò occorre introdurre rendimenti ed indici tipici degli impianti combinati.

In linea generale, una prima stima in termini di convenienza, può essere fatta valutando i consumi di energia primaria tra un impianto cogenerativo ed uno convenzionale aventi gli stessi effetti utili. In particolare per la produzione tradizionale di energia elettrica, si fa ricorso a motori termodinamici i quali sono caratterizzati dall'incompleta conversione della potenza termica entrante in potenza meccanica. Un impianto di tipo cogenerativo recupera il calore di scarto del motore che altrimenti andrebbe dissipato in ambiente. La Figura 4.1.1 mostra le differenze di energia primaria tra i due casi.



Figura 4.1.1 - Confronti energia primaria produzione separata e combinata

<sup>38</sup> Direttiva 2004/8/CE del Parlamento Europeo e del Consiglio “Sulla promozione della cogenerazione basata su una domanda di calore utile nel mercato interno dell’energia che modifica la direttiva 92/42/CEE”.

Il risparmio ottenibile in termini di energia primaria ha creato sempre maggior interesse da parte delle istituzioni ormai da anni impegnate nell'abbattimento delle emissioni di gas ad effetto serra. Pertanto, il panorama normativo si è arricchito di direttive atte alla promozione di questo processo di produzione dell'energia. Più precisamente, entro i confini dell'unione europea, si punta a promuovere l'utilizzo di impianti di **cogenerazione ad alto rendimento (CAR)**.

Per la definizione di CAR, il Decreto Legislativo n.20 del 8 febbraio 2007<sup>39</sup>, successivamente integrato dal Decreto Interministeriale del 4 agosto 2011 rimanda alla già citata direttiva 2004/8/CE che utilizza un criterio basato su un indice che prende il nome di Primary Energy Saving (PES) e rappresenta il risparmio di energia primaria che la cogenerazione permette di ottenere rispetto alla produzione separata delle stesse quantità di energia elettrica ed energia termica<sup>40</sup>. Tale indice è definito come:

$$PES = 1 - \frac{F_{cog}}{\frac{E_E}{\eta_{el,rif} \cdot p_{grid}} + \frac{Q}{\eta_{th,rif}}} \quad (4.1)$$

Dove

- $F_{cog}$  è l'energia primaria consumata dall'impianto;
- $E_E$  è l'energia elettrica generata;
- $Q$  è l'energia termica generata;
- $\eta_{el,rif}$  ,  $\eta_{th,rif}$  sono i rendimenti di riferimento per la generazione di energia elettrica e termica definiti in funzione del tipo di combustibile utilizzato, indipendentemente dalla taglia, considerando soluzioni di confronto allo stato dell'arte o Best Available Technology (BAT);
- $p_{grid}$  sono le perdite di rete definibili come:

---

<sup>39</sup> Decreto Legislativo 8 febbraio 2007, n.20, "Attuazione della direttiva 2004/8/CE sulla promozione della cogenerazione basata su una domanda di calore utile nel mercato interno dell'energia, nonché modifica della direttiva 92/42/CEE";

<sup>40</sup> "Guida alla Cogenerazione ad Alto Rendimento CAR – aggiornamento dell'edizione 1", Gestore Servizio Energetici, marzo 2018.

$$p_{grid} = \frac{p_{immessa} \cdot E_{el,immessa} + p_{autoconsumata} \cdot E_{el,autoconsumata}}{E_{el,immessa} + E_{el,autoconsumata}} \quad (4.2)$$

dove  $p_{immessa}$  e  $p_{autoconsumata}$  sono forniti funzione del livello di tensione a cui risulta allacciato l'impianto cogenerativo.

Una volta definito il PES, si definisce CAR:

- La produzione combinata di energia elettrica e calore utile che fornisce un risparmio di energia primaria pari almeno al 10%, rispetto ai valori di riferimento per la produzione separata degli stessi;
- La produzione combinata di energia elettrica e calore utile mediante unità di piccola cogenerazione e di micro-cogenerazione (cioè di potenza elettrica rispettivamente inferiore a 1 MW e inferiore a 50 kW) che fornisce un risparmio di energia primaria (PES >0).

#### 4.1.1 Benefici della Cogenerazione ad alto rendimento

Per le unità cogenerative che soddisfano i requisiti di CAR è possibile godere dei alcuni benefici. I più significativi sono:

- priorità di dispacciamento dell'energia elettrica prodotta da cogenerazione rispetto a quella prodotta da fonti convenzionali;
- accesso al servizio di Scambio sul Posto ai sensi della Deliberazione dell'Autorità ARG/elt n.74/08<sup>41</sup>, per unità con potenza nominale fino a 200 kW;
- riconoscimento di Certificati Bianchi (CB) di tipologia II (attestanti il conseguimento di risparmi di energia primaria attraverso interventi per la riduzione dei consumi di gas naturale), previsti dal DM 5 settembre 2011<sup>42</sup>;
- agevolazioni fiscali sull'accisa del gas naturale utilizzato per la cogenerazione;

<sup>41</sup> Delibera ARG/elt 74/08, "Testo integrato delle modalità e delle condizioni tecnico-economiche per lo scambio sul posto (TISP)", Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas, 3 giugno 2008;

<sup>42</sup> Decreto 5 settembre 2011, Ministero dello Sviluppo Economico, "Definizione del nuovo regime di sostegno per la cogenerazione ad alto rendimento".

- agevolazioni dal punto di vista delle condizioni tecnico-economiche per la connessione alla rete pubblica, ai sensi della Deliberazione ARG/elt n.99/08<sup>43</sup>.

In seguito sono analizzati in maniera più dettagliata i benefici a cui si farà riferimento nel corso della trattazione.

#### 4.1.1.1 Scambio sul Posto

Lo Scambio sul Posto è un servizio messo a disposizione dal GSE (Gestore dei Servizi Energetici). In particolare esso è definito dal GSE stesso come una “particolare forma di autoconsumo in sito che consente di compensare l’energia elettrica prodotta e immessa in rete in un certo momento con quella prelevata e consumata in un momento differente da quello in cui avviene la produzione”. In altre parole nello Scambio sul Posto il sistema elettrico diventa uno “strumento per l’immagazzinamento virtuale” dell’energia elettrica prodotta ma non contestualmente autoconsumata.

Il servizio è erogato se sono soddisfatte tutte le seguenti condizioni:

- l’utente dello scambio deve essere controparte del contratto di acquisto riferito all’energia elettrica prelevata sul posto di scambio;
- la potenza complessivamente installata per impianti di produzione da fonti rinnovabili entrati in esercizio fino al 31/12/2007 non è superiore a 20 kW;
- la potenza complessivamente installata per impianti di produzione da fonti rinnovabili entrati in esercizio fino al 31/12/2014 non è superiore a 200 kW;
- la potenza complessivamente installata per impianti di produzione da fonti rinnovabili entrati in esercizio dopo il 31/12/2014 non è superiore a 500 kW;
- la potenza complessivamente installata per impianti di cogenerazione al alto rendimento non è superiore a 200 kW.

---

<sup>43</sup>Delibera ARG/elt 99/08, “Testo integrato delle condizioni tecniche ed economiche per la connessione alle reti elettriche con obbligo di connessione di terzi degli impianti di produzione di energia elettrica (Testo integrato delle connessioni attive – TICA)”, Autorità per l’Energia Elettrica e il Gas ,23 luglio 2008;

#### 4.1.1.2 Agevolazioni fiscali sull'accisa

Il Decreto Legge n.16 del 2 marzo 2012<sup>44</sup> stabilisce che, per gli impianti di cogenerazione, una quota di gas naturale è defiscalizzata. Tale defiscalizzazione è valida a prescindere dalla definizione di CAR e si applica alla sola voce "accisa" presente nella sezione "imposte" presente in ogni fattura relativa alla fornitura di gas naturale. Essa prevede che un quantitativo pari a 0,22 m<sup>3</sup> di gas naturale per ogni kWh di energia elettrica prodotta goda di un prezzo dell'accisa diversificato. Più precisamente le tariffe variano a seconda che l'energia elettrica prodotta sia autoconsumata o venduta: la tariffa sull'autoconsumo è 0,00013479 €/m<sup>3</sup> mentre la tariffa sulla vendita risulta 0,0004493 €/m<sup>3</sup>. La restante quantità di gas naturale è soggetta ad una tariffa pari a 0,012498 €/m<sup>3</sup>.

#### 4.1.1.3 Riconoscimento dei Certificati Bianchi

Il Decreto Ministeriale 5 settembre 2011 stabilisce che le unità cogenerative riconosciute come funzionanti in regime di CAR hanno diritto al rilascio di Certificati Bianchi di tipologia II. Il periodo di incentivazione varia in base al tipo di impianto nel seguente modo:

- 10 anni, a partire dal 1° gennaio dell'anno solare successivo all'entrata in esercizio (anche a seguito di rifacimento);
- 15 anni, a partire dal 1° gennaio dell'anno solare successivo all'entrata in esercizio (anche a seguito di rifacimento), per unità abinate a rete di teleriscaldamento;
- 5 anni a partire dal 1° gennaio 2012 se sono entrate in esercizio tra il 1° aprile 1999 e il 6 marzo 2007.

Va tuttavia precisato che i titoli vengono riconosciuti solo per gli anni in cui risultano rispettati i requisiti di appartenenza al CAR e per gli anni in cui viene presentata richiesta.

I titoli ottenuti possono essere oggetto di scambio e contrattazione tra gli operatori che li detengono e i soggetti che devono ottemperare ai propri obblighi annuali. Alternativamente, l'operatore può richiederne il ritiro da parte del GSE a cui ha diritto ad un prezzo costante per tutto il periodo di incentivazione <sup>45</sup>.

---

<sup>44</sup> Decreto Legge 2 marzo 2012, n.16, "Disposizioni urgenti in materia di semplificazioni tributarie, di efficientamento e potenziamento delle procedure di accertamento".

<sup>45</sup> "Guida alla Cogenerazione ad Alto Rendimento CAR – aggiornamento dell'edizione 1", Gestore dei Servizi Energetici, marzo 2018;

Nel caso studiato non si tiene conto dei guadagni ottenuti dalla vendita dei CB poiché risulta difficile individuarne un prezzo di vendita considerate de grandi variazioni registrate negli ultimi anni sul mercato del GME (Gestore dei Mercati Energetici). Per completezza verrà comunque calcolato il numero di certificati rilasciati. In tal senso risulta utile calcolare il risparmio di energia primaria con la seguente formula che fa riferimento agli stessi termini utili per il calcolo del PES:

$$RISP = \frac{E_E}{\eta_{el,rif} \cdot p_{grid}} + \frac{Q}{\eta_{th,rif}} - F_{cog} \quad (4.3)$$

Il numero di Certificati Bianchi è ottenuto come:

$$C.B. = RISP * 0.086 * K \quad (4.4)$$

Dove K è un coefficiente armonizzato dipendente dalla potenza dell'impianto cogenerativo e, in base a quanto pubblicato nelle linee guida per l'applicazione del DM 5 settembre 2015<sup>46</sup>, è pari a:

- 1.4 per le quote di potenza installata fino a 1 MWe;
- 1,3 per le quote di potenza superiore a 1 MWe e fino a 10 MWe;
- 1.2 per le quote di potenza superiore a 10 MWe e fino a 80 MWe;
- 1.1 per le quote di potenza superiore a 80 MWe e fino a 100 MWe;
- 1 per le quote di potenza superiore a 100 MWe.

#### 4.1.2 Sistemi di cogenerazione

Una prima classificazione degli impianti cogenerativi può essere effettuata in base alla quota di potenza elettrica prodotta. Si definiscono dunque:

- unità di **micro-cogenerazione**: le unità di cogenerazione con una capacità massima inferiore a 50 kWe;
- unità di **piccola cogenerazione**: le unità di cogenerazione con una capacità installata inferiore a 1 MWe;

---

<sup>46</sup> Ministero dello Sviluppo Economico, "Linee guida per l'applicazione del Decreto del Ministero dello Sviluppo Economico 5 settembre 2011 – Cogenerazione ad Alto Rendimento (CAR)", gennaio 2012;

- impianti di **media cogenerazione**: gli impianti cogenerativi con potenza elettrica compresa tra 1 e 10 MWe;
- impianti di **grande cogenerazione**: gli impianti cogenerativi i cui valori di potenza elettrica superano i 10 MWe.

Tuttavia, la classificazione più usata è quella basata sulla tipologia di motori primi. Essa è utile per avere una visione generale delle differenti tecnologie alla base degli impianti attualmente riconosciuti come cogenerativi. Nell' Allegato I della Direttiva 2004/8/CE si fa riferimento alle "Tecnologie di cogenerazione" oggetto della stessa. Esse sono:

- a) Turbina a gas a ciclo combinato con recupero di calore;
- b) Turbina a vapore a contropressione;
- c) Turbina di condensazione a estrazione di vapore;
- d) Turbina a gas con recupero di calore;
- e) Motore a combustione interna;
- f) Microturbine;
- g) Motori Stirling;
- h) Pile a combustibile;
- i) Motori a vapore;
- j) Cicli Rankine a fluido organico;
- k) Ogni altro tipo di tecnologia o combinazione di tecnologie che rientrano nella definizione di cogenerazione.

#### 4.1.2.1 Campi di applicazione

Nella scelta della tecnologia da utilizzare, un ruolo fondamentale gioca il campo di applicazione della stessa. Occorre adattare la scelta tecnologica alle esigenze in termini di potenze erogata ma anche al tipo di utenza da servire.

La Figura 4.1.2 mostra le prestazioni dei motori primi in un grafico potenza elettrica – rendimento elettrico tratto dall' *Institute of Combustion Technology*.

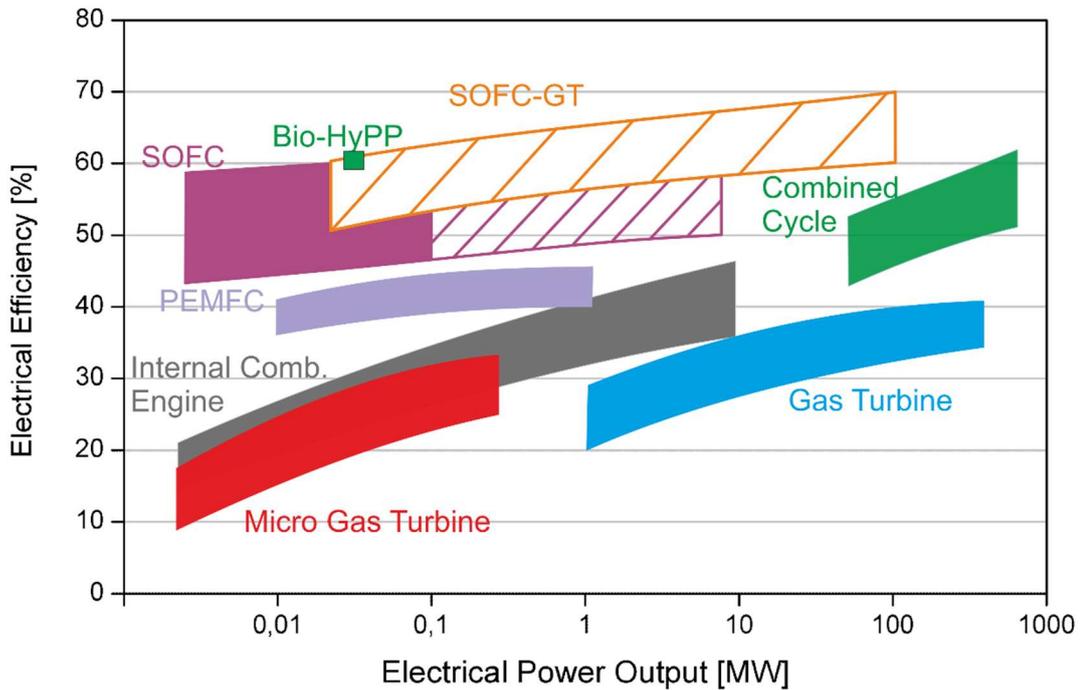


Figura 4.1.2 - Confronto tra motori primi sul piano Potenze elettrica - rendimento elettrico (Institute of Combustion Technology)

Il riempimento a tratti si riferisce a tecnologie che comprendono le celle a combustibile e quelle non affermate commercialmente. Il campo di applicazione utile ai fini di questa trattazione è quello delle basse potenze. In tale range, le celle a combustibile (SOFC e PEMFC) risultano essere quelle più promettenti. Tuttavia esse sono caratterizzate da limitazioni tecnologiche che ne ostacolano la piena diffusione. Per tale ragione, in ottica di autoproduzione di elettricità e calore, si preferiscono i motori a combustione interna che riescono a ricoprire range di potenza nei campi della micro, piccola e media cogenerazione garantendo rendimenti significativi<sup>47</sup>.

La scelta del motore primo alla base del cogeneratore oggetto di studio ha cercato di conciliare le caratteristiche in termini di prestazioni con le esigenze dell'utenza servita: il contesto ospedaliero richiede caratteristiche quali la flessibilità di impiego, l'affidabilità di esercizio e l'adattabilità ai mutamenti e agli ampliamenti dei carichi. La tecnologia che meglio si adatta a tali esigenze è quella dei motori a combustione interna.

<sup>47</sup> Savaia C. A., "Ottimizzazione energetico-economica di un impianto di cogenerazione a servizio di un ospedale tramite simulazione dinamica", Politecnico di Torino, 2018;

#### 4.1.2.2 Motori a Combustione Interna

Nelle applicazioni cogenerative finalizzate all'autoproduzione i motori più utilizzati sono quelli endotermici basati sui cicli Otto e Diesel. Essi, a differenza dei motori usati per la trazione terrestre, risultano essere alimentati da combustibili quali metano, biogas, syngas o oli pesanti. L'unità cogenerativa presa in esame è alimentata direttamente dalla rete di distribuzione del gas naturale. A tal proposito, sebbene sia possibile alimentare un motore di tipo Diesel con metano, occorre comprimere lo stesso dalla pressione della rete sino alla pressione di iniezione. Per tale ragione, in genere i motori Diesel vengono utilizzati per potenze elettriche maggiori di 3 MW<sup>48</sup>. Si è scelto dunque, per esigenze di potenza, di studiare un motore cogenerativo ad accensione comandata.

#### 4.1.2.3 Motori cogenerativi ad accensione comandata

Il ciclo Otto è il ciclo ideale dei motori ad accensione comandata. Nella maggior parte dei casi, nel compiere l'intero ciclo termodinamico, il pistone esegue quattro corse complete all'interno del cilindro che corrispondono a due giri dell'albero motore. Tali motori sono detti a *quattro tempi*<sup>49</sup>. Il ciclo ideale è schematizzato sul diagramma *pressione-volume* in Figura 4.1.3 ed inizia con il pistone posizionato al PMI (Punto Morto Inferiore) ed il cilindro riempito di una miscela aria-combustibile. Durante la *fase di compressione* (1-2), il pistone si muove verso il PMS comprimendo isoentropicamente la miscela di aria e combustibile presente nel cilindro. Nel punto 2, una candela fa scoccare una scintilla che accende la miscela. Nella fase iniziale della combustione (2-3), si assiste ad un aumento isocoro di pressione e temperatura all'interno del cilindro. L'elevata pressione della miscela spinge il pistone verso il PMI producendo lavoro utile attraverso un'espansione isoentropica (3-4). Alla fine di tale fase, il ciclo meccanico risulta completato e i prodotti di combustione vengono espulsi a volume costante (4-1)<sup>49</sup>.

---

<sup>48</sup> Vio M., "Impianti di Cogenerazione", Editoriale Delfino, 2009;

<sup>49</sup> Yunus A. Çengel, "Termodinamica e trasmissione del calore", terza edizione McGraw Hill, 2009;

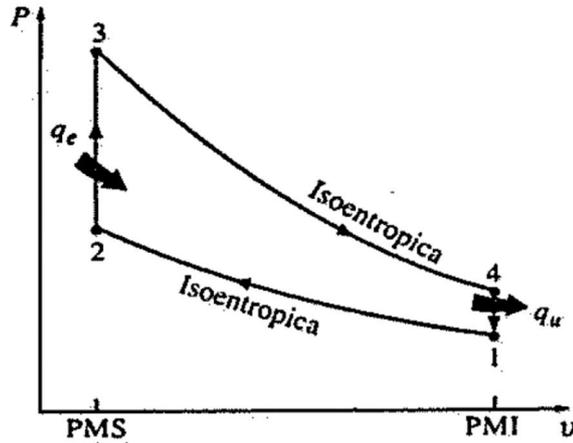


Figura 4.1.3 - Rappresentazione ciclo Otto ideale sul diagramma Pv

Il ciclo reale di un motore ad accensione comandata è rappresentato in Figura 4.1.4 ed è caratterizzato dall'irreversibilità delle fasi di compressione ed espansione oltre che da un anticipo della fase di combustione. Le fasi di aspirazione e scarico risultano essere del tutto differenti a quelle presentate nel ciclo reale. Le differenze tra i due cicli si traducono in perdite inevitabili di lavoro utile.

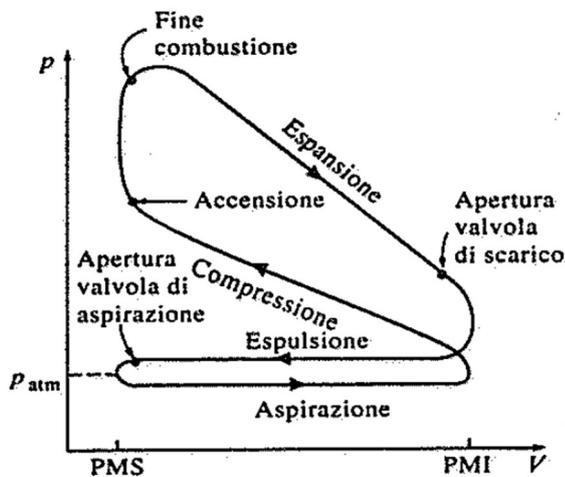


Figura 4.1.4 - Rappresentazione ciclo Otto Reale sul diagramma Pv

Quasi tutti i motori a combustione interna per usi cogenerativi utilizzano sistemi di sovralimentazione. Tale tecnica permette di aumentare la quantità dell'aria aspirata al fine di rendere maggiore la potenza erogata dal motore a parità di cilindrata dello stesso.

Un turbocompressore è dunque posizionato nella linea di aspirazione. Esso risulta calettato sullo stesso albero di una turbina azionata dal flusso dei gas di scarico. Non sono utilizzati, per motori cogenerativi, compressori di tipo volumetrico calettati sull'albero motore.

All'uscita dal turbocompressore l'aria aspirata raggiunge temperature dell'ordine di 140 °C a cui corrispondono valori di densità ben al di sotto di quelle dell'aria in condizioni ambiente. Al fine di riportare la densità a valori accettabili si utilizza un sistema di raffreddamento (scambiatore aria-aria o aria-acqua) chiamato "intercooler" il quale raffredda l'aria compressa fino a temperature dell'ordine di 45°C<sup>48</sup>.

La produzione di potenza termica utile di un'unità cogenerativa è affidata al recupero termico. In particolare, per produrre lavoro utile, un motore endotermico ha costantemente bisogno di dissipare calore. Fondamentale in questo senso, è il sistema di raffreddamento del motore che permette allo stesso di operare in condizioni di temperatura che ne massimizzano i rendimenti e garantiscono il buon funzionamento di tutti i componenti. I valori di temperature ideali variano a seconda del motore ed influenzano le temperature e le portate dei fluidi refrigeranti utilizzati per l'asportazione del calore. I principali recuperatori di calore dissipato dal motore interessano il circuito di raffreddamento dell'olio motore e quello delle camicie motore. I due circuiti sono caratterizzati da livelli differenti di temperatura: per il circuito di raffreddamento dell'olio, la temperatura dell'acqua di raffreddamento in ingresso si aggira tra i 75 e gli 80 °C mentre dal raffreddamento delle camicie motore è possibile ottenere acqua surriscaldata dai 90 ai 120 °C a seconda delle temperature d'esercizio.

Il recupero termico caratterizzato da alti valori di entalpia è quello riguardante i gas di scarico i quali sono caratterizzati da livelli di temperatura superiori ai 450 °C. A tal proposito, è possibile produrre calore ad alta temperatura utile a volte anche per la produzione di vapore se utilizzato dall'utenza servita. È buona norma, tuttavia, raffreddare i gas di scarico fino a temperature non inferiori a 120 °C per evitare fenomeni di condensazione del vapore acqueo che potrebbe portare alla formazione di composti corrosivi nei condotti di scarico<sup>47</sup>.

Infine per la produzione di calore da utilizzare in circuiti di bassa temperatura (minore di 45 °C) è possibile sfruttare il calore asportato all'aria a valle del compressore per mezzo dell'intercooler.

#### 4.1.2.4 La trigenerazione

In alcuni casi, il calore recuperato da un'unità cogenerativa e disponibile a temperature dell'ordine di 80-90°C può essere utilizzato per alimentare un gruppo frigorifero ad assorbimento. In tal senso, il motore cogenerativo è utilizzato oltre che per la produzione di

energia elettrica e calore, anche per la produzione del “freddo”. Si parla dunque di trigenerazione. Tale soluzione risulta applicabile in contesti tipicamente civili in cui, nel periodo estivo, il fabbisogno termico risulta notevolmente ridotto e il consumo elettrico risulta notevolmente maggiorato dall’entrata in funzione dei gruppi frigoriferi a compressione. Con l’utilizzo di un’unità trigenerativa in sostituzione allo scenario d’origine, si utilizza il calore estivo in eccesso per produrre freddo tramite cicli ad assorbimento limitando quindi i consumi elettrici estivi.

Come mostrato in seguito, la fattibilità della trigenerazione dipende da diversi fattori. I principali sono la quota di calore resa disponibile dal motore primo durante i periodi estivi e la disponibilità economica dell’utente a sostenere i significativi costi di acquisto tipici di una macchina ad assorbimento.

#### 4.1.2.5 Dimensionamento del cogeneratore

Fase fondamentale al fine di avere una convenienza di tipo economico tale da giustificare l’investimento in questa tecnologia è il dimensionamento del cogeneratore ovvero, nel caso in esame, la scelta della taglia del motore endotermico. Tale scelta deve essere fatta sulla base delle curve di carico elettrico e termico tipiche del sistema a cui è collegato il cogeneratore.

Come è noto, le curve di carico variano con le ore per ogni giorno dell’anno pertanto occorre tenere in considerazione carichi rappresentativi di più “giorni tipo” in modo da considerare un numero sufficiente di configurazioni di carico in cui il motore andrà ad operare.

Considerando per semplicità un solo giorno tipo sia per il carico elettrico che per quello termico, esistono, a livello teorico due possibili criteri di dimensionamento: regolazione sul carico elettrico e regolazione sul carico termico.

Con il primo criterio, la taglia del cogeneratore è pari al valore massimo del carico elettrico giornaliero. Per le ore in cui il carico non raggiunge il valore massimo, il cogeneratore lavora in regolazione adattandosi perfettamente al carico elettrico senza necessità di dover acquistare né vendere energia elettrica. In tale configurazione può capitare che il cogeneratore soddisfi solo parzialmente il fabbisogno termico o che fornisca un surplus di calore inutilizzabile e quindi dissipato.

Con il secondo criterio, la taglia del cogeneratore è scelta in modo tale che esso soddisfi da solo tutto il fabbisogno termico senza mai dissipare calore. Pertanto il motore lavora in

regolazione e perfettamente in linea con il carico termico giornaliero. In tale configurazione può succedere che il cogeneratore non riesca a soddisfare totalmente il fabbisogno elettrico oppure che si trovi in condizioni di surplus di energia elettrica la quale può essere venduta, o in alcuni casi destinata allo Scambio Sul Posto.

Entrambi i metodi di dimensionamento risultano inadatti e portano ad un sovradimensionamento dell'unità cogenerativa. In linea generale un corretto dimensionamento prevede un trade-off energetico ed economico che tenga in considerazione oltre che i carichi elettrico e termico da soddisfare, anche i costi di investimento e manutenzione, i guadagni generati dalla vendita dell'energia e i costi legati all'approvvigionamento di elettricità e gas dalle rispettive reti. Un altro punto dolente delle due strategie teoriche proposte consiste nel far lavorare il cogeneratore in condizioni diverse da quella nominale in cui il rendimento elettrico tende a diminuire.

Per il cogeneratore studiato si è cercato di conciliare l'aspetto economico e quello energetico escludendo però la possibilità di vendita dell'energia elettrica.

## **4.2 Studio di fattibilità di un motore cogenerativo presso il presidio ospedaliero Valletta**

### **4.2.1 Dimensionamento motore**

Per il presidio Valletta è stata studiata la possibilità di installazione di un motore cogenerativo endotermico basato sul ciclo Otto ideale ed alimentato da gas naturale acquistato direttamente dalla rete di distribuzione a cui l'edificio risulta attualmente collegato. Il fine ultimo dell'intervento è l'autoconsumo ed è stata esclusa a priori la possibilità di vendere l'eventuale energia elettrica inutilizzata.

Per la scelta della taglia del cogeneratore si è fatto affidamento prevalentemente ai dati elettrici ricordando che per i consumi termici si dispone solamente di dati giornalieri che per alcuni mesi risultano stimati. L'anno preso come riferimento per il dimensionamento è il 2017. Dall'analisi dei consumi elettrici orari è stato possibile raggruppare i giorni dell'anno in periodi tutti caratterizzati da valori di consumo elettrico simili. È stato dunque possibile costruire i

profili orari di *settimane tipo* stagionali che ben si prestano a riassumere i consumi del periodo a cui fanno riferimento.

Per la stima dei profili di fabbisogno termico, è stato considerato che in media la centrale termica risulta in funzione 15 ore al giorno in tutti i periodi dell'anno. Una volta individuati dei sottogruppi caratterizzati da consumi giornalieri di gas simili, le *settimane tipo* sono state costruite partendo dall'ipotesi che i consumi termici giornalieri sono distribuiti in maniera uniforme nelle 15 ore di funzionamento della centrale termica e sono nulli nelle restanti ore.

Al fine di massimizzare le ore di funzionamento giornaliera del motore e di minimizzare il calore fornito tramite i generatori di vapore, è stato scelto di far lavorare il cogeneratore per le stesse 15 ore giornaliere della centrale termica. Un numero maggiore di ore di funzionamento porterebbe ad una produzione di calore non utilizzato.

Il dimensionamento proposto è stato effettuato analizzando le settimane tipo invernali e successivamente si è valutata la convenienza in termini energetici durante le restanti stagioni del motore preso in esame.

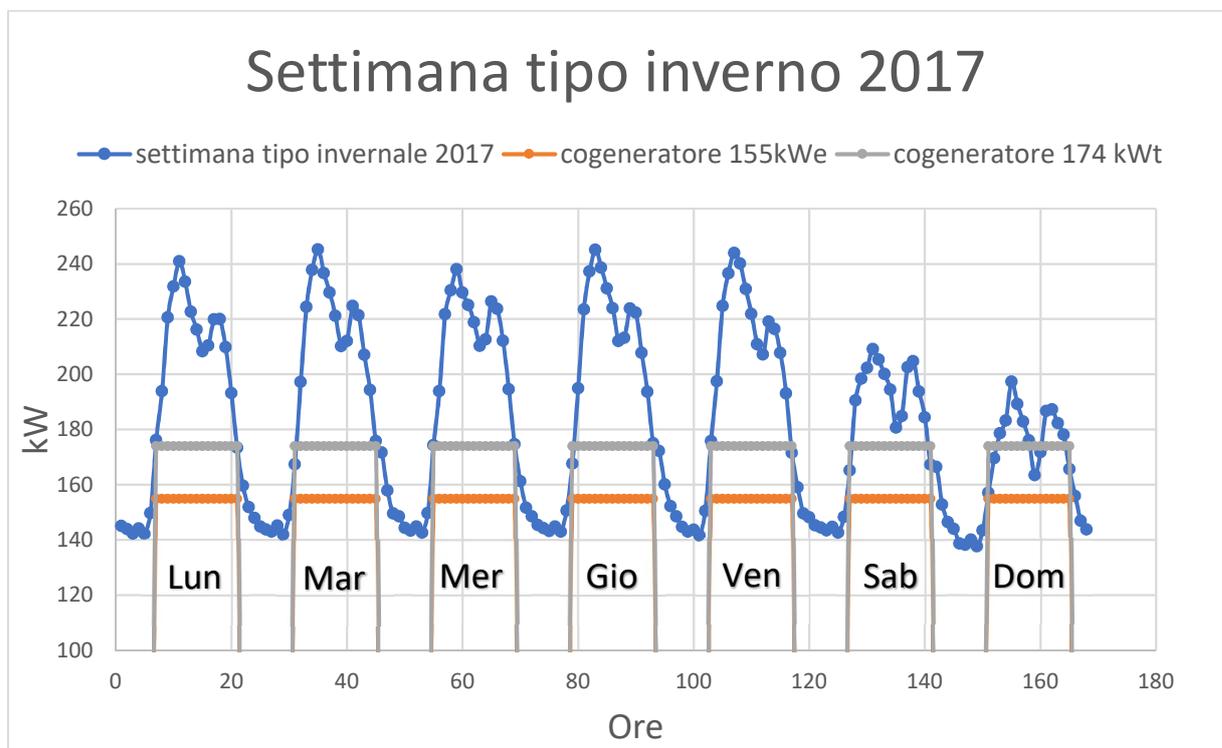


Figura 4.2.1 - Dimensionamento cogeneratore settimana tipo inverno 2017

Il motore preso in considerazione eroga 155 kW di potenza elettrica e 174 kW di potenza termica. Esso è il CH4-155TI-LI fornito da *MTM energia* le cui caratteristiche di progetto sono riassunte nelle figure seguenti.

Nel grafico in Figura 4.2.1 non è stata riportata la settimana tipo termica poiché i valori a cui fa riferimento sono dell'ordine di 1500 kW e quindi incompatibili con la scala del grafico. Ciò significa che l'energia termica fornita dal motore in inverno è poco più del 10% di quella necessaria e che il restante 90% circa deve essere comunque fornito dai generatori di vapore. In tale configurazione tutta l'energia fornita dal cogeneratore è utilizzata.



### DATA SHEET CH4-155TI-LI

#### Principali caratteristiche tecniche – Main technical data

Marca - Model	LIEBHERR G 944
Alimentazione - Fuel	Gas naturale
Potenza elettrica - Electrical power *	155 kW
Potenza termica - Thermal power **	174 kW
Potenza entrante - Incoming power **	399 kW
Rendimento elettrico - Electrical efficiency *	38,8 %
Rendimento termico - Thermal efficiency **	43,6 %
Rendimento totale - Total efficiency **	82,4 %
Ciclo - Engine cycle	Otto
Tipo - Type	Turbo – Intercooler
Numero e disposizione cilindri - Cylinders number and disposition	L4
Alesaggio x corsa - Bore x stroke	130 x 150 mm
Numero di giri - Engine rotation speed	1.500 rpm
Cilindrata - Displacement	8 lt
Rapporto di compressione - Compression ratio	13:1

Figura 4.2.2 - Principali caratteristiche tecniche cogeneratore CH4-155TI-LI

#### Caratteristiche modulo termico – Thermal module data

##### Scambiatore acqua-acqua – Water-water heat exchanger

Potenzialità nominale - Nominal power	80 kW
Tipo - Type	A piastre
Materiale - Material	INOX AISI 316

##### Scambiatore acqua-fumi – Gas-water heat exchanger

Potenzialità nominale - Nominal power	94 kW
Tipo - Type	A fascio tubiero
Materiale fascio tubiero - Tubes material	INOX AISI 304
Massima temperatura acqua - Max water temperature	95 °C

Figura 4.2.3 - Caratteristiche modulo termico cogeneratore CH4-155TI-LI

### Dati alternatore – Alternator data

Tipo alternatore - <i>Alternator type</i>	Sincrono
Potenza nominale - <i>Nominal power</i>	200 kVA
Numero di poli - <i>Number of poles</i>	4
Rendimento – <i>Efficiency ***</i>	94,7 %
Tensione/Frequenza - <i>Voltage/Frequency</i>	400 V / 50 Hz

Figura 4.2.4 - Caratteristiche modulo elettrico cogeneratore CH4-155TI-LI

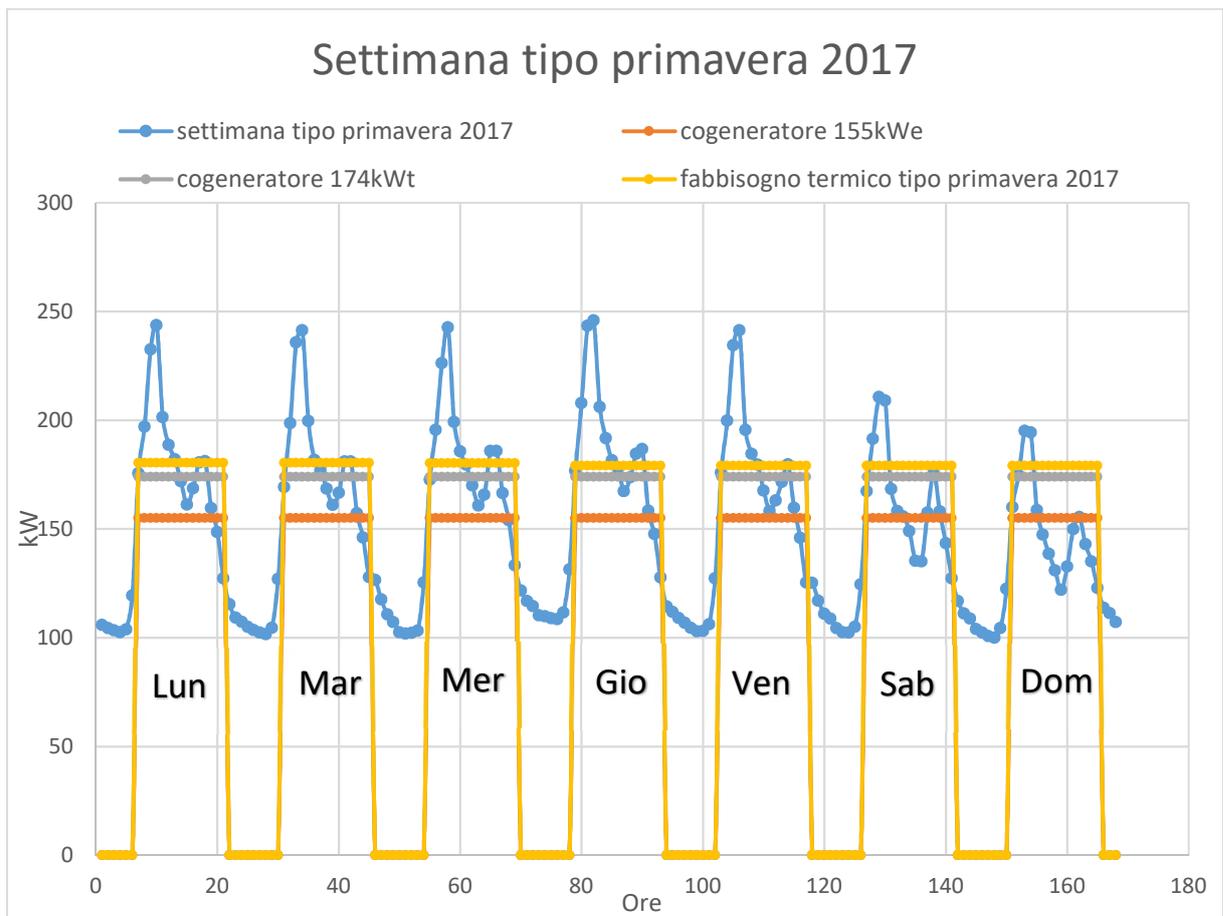


Figura 4.2.5 - Dimensionamento cogeneratore settimana tipo primavera 2017

La Figura 4.2.5 mette in relazione il funzionamento del motore scelto con i profili elettrico e termico della settimana tipo primaverile. Il fabbisogno termico risulta di poco superiore all'energia termica messa a disposizione dell'unità cogenerativa in esame, quindi, seppur in quantità minima, la centrale termica deve rimanere in funzione.

Per quanto riguarda invece l'energia elettrica autoprodotta, è possibile notare un eccesso della stessa concentrato nelle ultime ore di funzionamento del motore. Stesso vale per i giorni

festivi in cui il *surplus* risulta consistente. In questo caso, piuttosto che far lavorare il motore a carichi parziali a cui corrispondono valori di rendimento elettrico ridotti, si è preferito far uso del servizio di *Scambio sul Posto* a cui si è fatto riferimento nei paragrafi precedenti. In particolare è possibile godere di tale servizio dal momento che l'unità cogenerativa in esame rispetta la condizione imposta sulla potenza nominale (minore di 200 kWe) e la condizione imposta sul valore di PES (PES>0 trattandosi di impianto di piccola cogenerazione) in base al quale può essere riconosciuto come CAR qualora sia presentata richiesta al GSE. Il calcolo del PES relativo all'impianto in esame è affrontato nel paragrafo seguente.

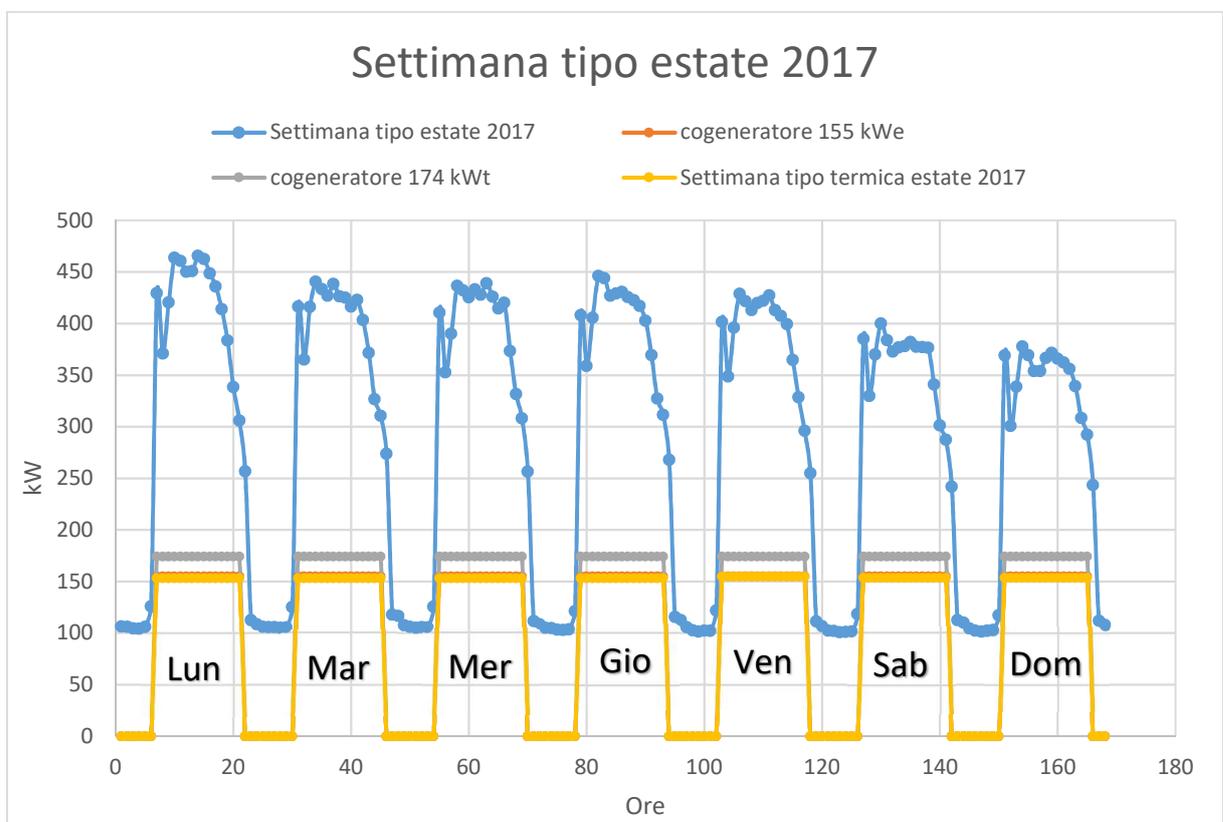


Figura 4.2.6 - Dimensionamento cogeneratore settimana tipo estate 2017

La Figura 4.2.6 mostra il funzionamento del cogeneratore adottato nella settimana tipo estiva. Il calore prodotto dal motore risulta essere maggiore di quello richiesto per la produzione di ACS pertanto occorre smaltire il calore in eccesso. I vantaggi dell'utilizzo di tale sistema sono da ricercare nel risparmio in termini di energia elettrica acquistata dalla rete e nella possibilità di non utilizzare i generatori di vapore della centrale termica.

Risultato significativo nella scelta del cogeneratore che si adatti alle necessità del presidio studiato è l'irrealizzabilità della trigenerazione. Infatti, l'idea originaria era quella di utilizzare

il calore in *surplus* nel periodo estivo per alimentare una macchina frigorifera ad assorbimento che andasse a ridurre i consumi elettrici estivi relativi al funzionamento dei *chillers* a compressione. Con tale configurazione il calore ad alta temperatura richiesto dalla macchina ad assorbimento sarebbe una parte della già insufficiente quantità di calore in eccesso fornita dal motore.

Per completezza si riporta anche il funzionamento del cogeneratore nei mesi autunnali (Figura 4.2.7) per i quali è stato possibile individuare una settimana tipo solamente per quanto riguarda i consumi elettrici. Per i consumi termici si è preferito considerare una media mensile poiché tra settembre ed ottobre le differenze in termini di Sm<sup>3</sup> di gas naturale sono notevoli. Mentre per il mese di settembre la quantità di calore prodotta dal motore risulta paragonabile a quella richiesta, per i mesi di ottobre gran parte del fabbisogno termico deve essere soddisfatta dai generatori di vapore. Non risultano eccessi di energia elettrica autoprodotta.

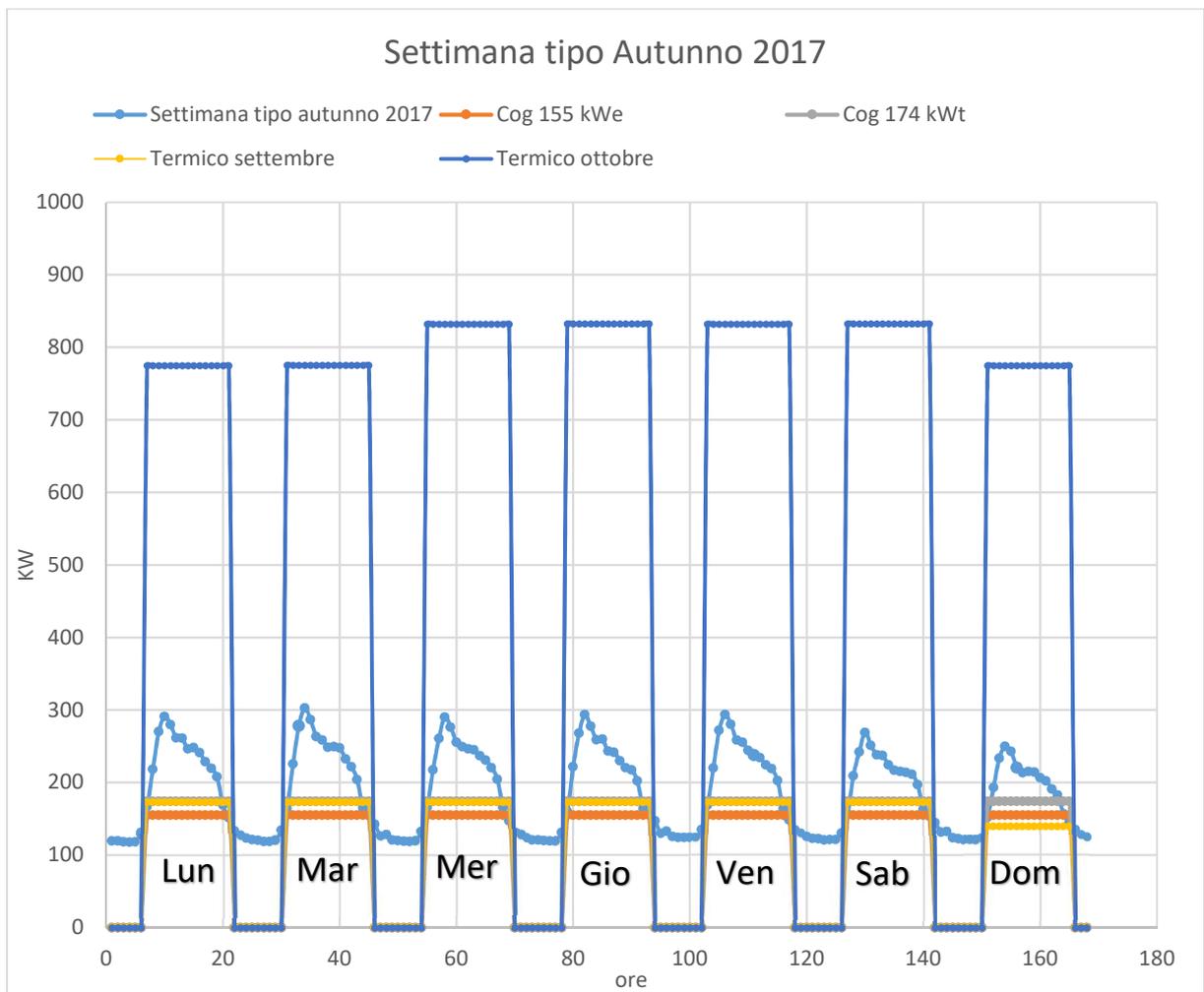


Figura 4.2.7 - Dimensionamento cogeneratore settimana tipo autunno 2017

#### 4.2.2 Calcolo del PES e del C.B.

Per il calcolo del PES occorre quantificare i termini contenuti nella formula (4.1). A tal proposito, considerando che il motore lavora in condizioni nominali in tutti i giorni dell'anno è possibile, far riferimento ai valori di potenza entrante e potenze elettrica e termica prodotte piuttosto che ai valori di energia associata.

Tabella 4.2.1 - Valori di potenza entrante, elettrica e termica per il calcolo del PES

<b>F<sub>cog</sub></b>	399 kW
<b>E<sub>e</sub></b>	155 kW
<b>Q</b>	174 kW

Per il calcolo dei rendimenti di riferimento e di  $p_{grid}$  si ricorre ai dati messi a disposizione dal Regolamento Delegato (UE) 2015/2402<sup>50</sup>. In seguito sono riportati i valori utili per il caso in esame.

Tabella 4.2.2 - Valori di rendimento di riferimento armonizzati per la produzione separata di energia elettrica (combustibili gassosi)

Categoria	Tipo di combustibile	Anno di costruzione	
		2012-2015	dal 2016
gassosi	Gas naturale, GPL, GNL e biometano	52,5%	53%
	Gas di raffineria, idrogeno e gas di sintesi	44,2%	44,2%
	Biogas da digestione anaerobica, gas da impianti di trattamento di acque reflue e gas di discarica	42%	42%
	Gas di cokeria, gas di altoforno, gas da estrazioni minerarie e altri gas di recupero (escluso gas di raffineria)	35%	35%

<sup>50</sup> Regolamento Delegato (UE) 2015/2402, "che rivede i valori di rendimento di riferimento armonizzati per la produzione separata di energia elettrica e di calore in applicazione della direttiva 2012/27/UE del Parlamento europeo e del Consiglio e che abroga la decisione di esecuzione 2011/877/UE della Commissione", 12 ottobre 2015.

Tabella 4.2.3 - Fattori di correzione legati alle perdite evitate sulla rete grazie all'applicazione dei valori di rendimento di riferimento armonizzati per la produzione separata di energia elettrica

Tensione di rete	$P_{\text{immissa}}$	$P_{\text{autoconsumata}}$
$\geq 345$ kV	1	0,976
$\geq 200$ - < 345 kV	0,972	0,963
$\geq 100$ - < 200 kV	0,963	0,951
$\geq 50$ - < 100 kV	0,952	0,936
$\geq 12$ - < 50 kV	0,935	0,914
$\geq 0,45$ - < 12 kV	0,918	0,891
< 0,45 kV	0,888	0,851

Tabella 4.2.4 - Valori di riferimento armonizzati per la produzione separata di calore (combustibili gassosi)

Categoria	Tipo di combustibile	Anno di Costruzione					
		Antecedente a 2016			Dal 2016		
		Acqua	Vapore	Utilizzo diretto gas di scarico	Acqua	Vapore	Utilizzo diretto gas di scarico
gassosi	Gas naturale, GPL, GNL e biometano	90%	85%	82%	92%	87%	84%
	Gas di raffineria, idrogeno e gas di sintesi	89%	84%	81%	90%	85%	82%
	Biogas da digestione anaerobica, gas da impianti di trattamento di acque reflue e gas di discarica	70%	65%	62%	80%	75%	72%
	Gas di cokeria, gas di altoforno, gas da estrazioni minerarie e altri gas di recupero (escluso gas di raffineria)	80%	75%	72%	80%	75%	72%

Tenendo conto che la tensione di rete risulta 22 kV e ponderando i valori di rendimenti armonizzati per la produzione separata di calore in base alle potenze termiche derivanti dal recuperatore ai gas di scarico e al motore si ottiene un valore di PES pari a 0,23.

Con gli stessi dati utilizzati per il calcolo del PES e facendo riferimento alle formule (4.3) e (4.4) è possibile ricavare il numero di Certificati Bianchi rilasciati qualora se ne faccia richiesta al GSE. A tale scopo è stato considerato un coefficiente armonizzato K pari a 1.4 trattandosi di un'unità di potenza inferiore ad 1 MWe.

Si è ottenuto un valore di RISP pari a 119.42 ed un numero di CB pari a 14.

## 4.2.3 Analisi di fattibilità economica

### 4.2.3.1 Costi di investimento

Nel computo dei costi di investimento rientrano i costi dell'impianto e i costi di installazione dello stesso.

I costi dell'impianto sono stati ottenuti da valori di letteratura. Il costo medio di un motore cogenerativo risulta dell'ordine di 700-1000 €/kW per i motori medio grandi (taglie da 100 kW a 10 MW) e di 1500-2500 €/kW per le taglie nel range 5-100 kW<sup>51</sup>. Più in generale il costo specifico di un impianto cogenerativo può essere ottenuto dalla Figura 4.2.8.

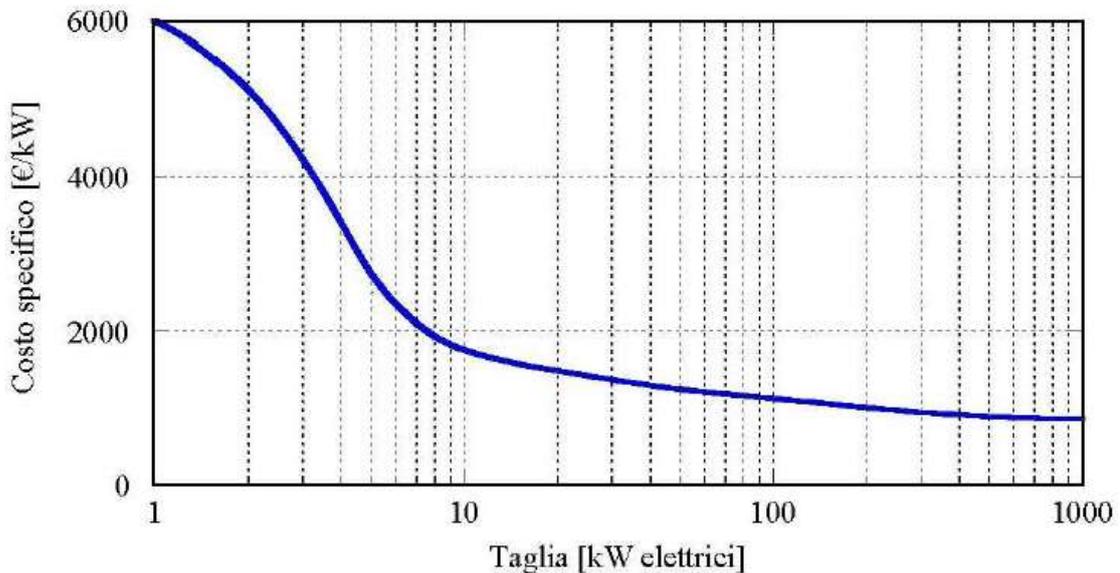


Figura 4.2.8 - Costi specifici motori cogenerativi in funzione della taglia

Il costo per l'installazione di tale impianto è stato stimato sulla base delle informazioni fornite da *MTM energia* ed è pari al 10-15% del costo dell'impianto (è stato scelto 15% per essere più conservativi).

I costi di investimento considerati sono:

Tabella 4.2.5 - Costi di investimento (I)

Costo impianto	155.000,00 €
Costo installazione	23.250,00 €
<b>Costo di Investimento (I)</b>	<b>178.250,00 €</b>

<sup>51</sup> Dr.Ing. Blasi R., "ENERGIE RINNOVABILI PER LA SALUTE: L'impianto di trigenerazione e sonde geotermiche per l'Ospedale San Giovanni Bosco di Napoli", Università degli Studi di Napoli Federico II;

#### 4.2.3.2 Costi di manutenzione

Per quanto riguarda la manutenzione dell'impianto, il venditore ha fornito un valore medio di 0,03 €/kWh. Tali costi coprono le normali operazioni di manutenzione fino a 59 999 ore di funzionamento dell'impianto. A 60 000 ore di funzionamento occorre effettuare la *Grande Revisione*. Il costo di tale fase è molto variabile. In linea generale si valuta, trascorse le 60 000 ore, in base alle condizioni dell'impianto, se sostituire componenti o smantellare l'impianto stesso. Non si è tenuto conto durante l'analisi economica, dei costi per la *Grande Revisione*. Inoltre i costi di manutenzione sono stati presi in considerazione tra costi da sostenere annualmente.

#### 4.2.3.3 Costi energia elettrica

Il vantaggio dell'installazione di un motore cogenerativo è il risparmio ottenuto sulla bolletta elettrica. Per stimare tale risparmio si è preso in esame l'anno 2017 per quanto riguarda i consumi fatturati e si è considerata una situazione del tutto ideale secondo la quale ogni anno successivo a quello di installazione dell'impianto si comporta esattamente, in termini di prezzi e consumi come il 2017. Tale assunzione è stata fatta anche per i consumi di gas.

L'unica differenza introdotta è il prezzo espresso in €/kWh dell'energia elettrica assunto pari al valore pagato per i primi mesi del 2018.

Sono state dunque ricostruite le bollette sulla base delle bollette reali del 2017 ma utilizzando i consumi elettrici ottenuti dalla differenza tra consumi 2017 ed energia autoprodotta dai cogeneratori. Per fare ciò è stato necessario dividere le ore dell'anno in *peak* ed *off-peak*. In particolare le ore *peak* sono quelle che vanno dalle 8-20 dei giorni feriali, tutte le altre sono considerate *off-peak*.

I consumi elettrici fatturati durante il 2017 risultano essere:

Tabella 4.2.6 - Consumi elettrici 2017

Mesi	ore peak	ore off-peak	consumi peak [kWh]	consumi off-peak [kWh]	Importo [€]
gennaio	252	492	58648	80799	24.510,28 €
febbraio	240	432	51784	67849	20.792,52 €
marzo	276	468	62356	73122	23.509,91 €
aprile	216	504	44185	64675	18.606,84 €
maggio	264	480	63513	76072	24.638,27 €
giugno	252	468	109182	110935	37.937,85 €
luglio	252	492	108125	114465	38.382,91 €
agosto	264	480	117298	108378	39.231,00 €
settembre	252	468	70710	79292	26.336,14 €
ottobre	264	480	63923	75695	23.302,12 €
novembre	252	468	70502	81654	25.378,88 €
dicembre	216	528	68308	86752	25.837,89 €
<b>Totale</b>	<b>3000</b>	<b>5760</b>	<b>888533,808</b>	<b>1019687,944</b>	<b>328.464,61 €</b>

Successivamente considerando le ore di funzionamento giornaliere del cogeneratore da 155 kWe e dividendole in *peak* e *off-peak* è stata valutata la quantità annua di energia elettrica prodotta dal motore Tabella 4.2.7. Essa è stata sottratta ai consumi 2017 ottenendo la quota di energia che dovrebbe essere acquistata qualora fosse installato il motore Tabella 4.2.8.

Tabella 4.2.7 - Produzione elettrica cogeneratore 155 kWe

Mesi	ore peak	ore off-peak	produzione peak [kWh]	produzione off-peak [kWh]	produzione totale [kWh]
gennaio	252	213	39060	33015	72075
febbraio	240	180	37200	27900	65100
marzo	276	189	42780	29295	72075
aprile	216	234	33480	36270	69750
maggio	264	201	40920	31155	72075
giugno	252	198	39060	30690	69750
luglio	252	213	39060	33015	72075
agosto	264	201	40920	31155	72075
settembre	252	198	39060	30690	69750
ottobre	264	201	40920	31155	72075
novembre	252	198	39060	30690	69750
dicembre	216	249	33480	38595	72075

Tabella 4.2.8 - Energia elettrica da acquistare in presenza del cogeneratore

Mesi	consumi peak [kWh]	consumi off-peak [kWh]	consumi totali [kWh]
gennaio	19588	47784	67372
febbraio	14584	39949	54533
marzo	19576	43827	63403
aprile	10705	28405	39110
maggio	22593	44917	67510
giugno	70122	80245	150367
luglio	69065	81450	150515
agosto	76378	77223	153601
settembre	31650	48602	80252
ottobre	23003	44540	67543
novembre	31442	50964	82406
dicembre	34828	48157	82985

A questo sono state ricostruite le bollette elettriche. Si riporta il mese di gennaio come esempio (Figura 4.2.9).

Spesa per l'energia	Unità	prezzo unitario	Quantità	Importo
Energia ore picco	€/kWh	0,0522	19588	1022,4936
Perdite rete ore picco	€/kWh	0,0522	744,344	38,8547568
				0
Energia ore fuori picco	€/kWh	0,0422	47784	2016,4848
Perdite rete fuori picco	€/kWh	0,0422	1815,792	76,6264224
				0
Renumerazione interrompibilità	€	150	1	150
Disponibilità capacità prod	€	96,6	1	96,6
Costi funzionamento GRN	€/kWh	0,000413	67372	27,824636
Appr.risorse dispacciamento	€	1200,07	1	1200,07
Costi Unità essenz.Sicurezza/art 44.bis	€	200	1	200
Reintegro Salvaguardia transitoria	€/kWh	0,000831	67372	55,986132
<b>Totale spesa per l'energia</b>	<b>€</b>			<b>4884,940347</b>
<b>spese trasporto e gestione contatore</b>				
Quota fissa	€/cliente/mese	57,99562	1	57,99562
Quota potenza	€/kW potenza impiegata/ mese	2,223842	275	611,55655
<b>Spesa oneri di sistema</b>				0
Quota energia attiva	€/kWh	0,00763	67372	514,04836
Quota energia reattiva entro il 75%	€/kVarh	0		0
<b>Totale spesa trasporto e gestione</b>				<b>1183,60053</b>
Quota fissa	€/cliente/mese	9,2169	1	9,2169
Componenti A-UC fino a 4GWh/mese	€/kWh	0,053372	67372	3595,778384
<b>Totale spesa oneri di sistema</b>	<b>€</b>			<b>3604,995284</b>
Accisa sull'energia elettrica	€/kWh	0,0125	67372	842,15
<b>Totale</b>	<b>€</b>			<b>10.515,69 €</b>
<b>Totale +iva</b>	<b>€</b>			<b>12.829,14 €</b>

Figura 4.2.9 - Ricostruzione bolletta elettricità gennaio

La spesa annua da sostenere nello scenario con cogeneratore è:

Tabella 4.2.9 - Spesa elettricità da sostenere con cogeneratore

Mesi	Spesa energia elettrica
gennaio	12.829,14 €
febbraio	10.889,87 €
marzo	12.271,23 €
aprile	8.585,69 €
maggio	13.722,78 €
giugno	26.465,68 €
luglio	26.489,94 €
agosto	27.302,94 €
settembre	15.981,51 €
ottobre	12.832,00 €
novembre	15.137,35 €
dicembre	15.288,39 €
<b>Totale</b>	<b>197.796,50 €</b>

#### Accisa sull'autoproduzione

La componente accisa, presente nelle bollette elettriche deve essere applicata anche all'energia elettrica autoconsumata, pertanto ai costi annuali si deve aggiungere un valore pari a 0.0125 €/kWh per ogni kWh prodotto.

Sommando la produzione mensile si ottiene una produzione di 848625 kWh a cui corrisponde un'accisa annua di autoconsumo pari a **10.607,81 €**.

#### 4.2.3.4 Costi gas naturale

Il gas di alimento del cogeneratore serve a produrre sia energia termica che elettrica. Pertanto da un'analisi preliminare ci si aspetta che i costi annui per l'acquisto di gas naturale dalla rete siano più alti dei costi effettivamente sostenuti nel 2017 in quanto serve una quota superiore di gas per produrre l'energia elettrica tramite cogeneratore.

I consumi di gas fatturati nel 2017 sono:

Tabella 4.2.10 - Spesa per gas naturale 2017 (da bollette)

Mese	Sm3	kWh	Importo
gennaio	81992	608052,672	43.963,04 €
febbraio	96623	716556,168	47.509,80 €
marzo	54075	401020,2	25.640,72 €

aprile	39060	289668,96	17.351,58 €
maggio	16919	125471,304	7.578,89 €
giugno	18609	138004,344	8.321,59 €
luglio	13265	98373,24	6.011,26 €
agosto	20625	152955	9.295,82 €
settembre	24000	177984	10.795,71 €
ottobre	39890	295824,24	18.475,73 €
novembre	54432	403667,712	25.168,09 €
dicembre	97185	720723,96	52.528,09 €
<b>Totale</b>	<b>556675</b>	<b>4128301,8</b>	<b>272.640,32 €</b>

Per lo scenario in cui parte del calore necessario è prodotto dal cogeneratore, l'energia termica erogata dai generatori di vapore è stata ottenuta sottraendo all'energia termica fatturata nel 2017 l'energia termica annua messa a disposizione dai cogeneratori. A tale valore deve essere addizionata la quota relativa al consumo di gas da parte del motore ricordando che ad una potenza entrante di 399 kW corrisponde una potenza termica utile pari a 174 kW. Una volta ottenuti i consumi di gas naturale espressi in Sm<sup>3</sup> come mostrato in Tabella 4.2.11 è stato possibile ricostruire le bollette sulla base di quelle emesse nel 2017. È opportuno notare che nei paragrafi relativi al dimensionamento è stata considerata la possibilità di spegnere i generatori di vapore durante i mesi estivi, tuttavia, dai calcoli riportati, il consumo di gas destinato alle caldaie non risulta nullo nei mesi di luglio ed agosto. Ciò è dovuto alle incongruenze già citate tra i dati giornalieri stimati su cui è stato dimensionato il motore e quelli mensili ricavati da bollette.

Nella ricostruzione delle fatture si è tenuto conto della defiscalizzazione del gas metano a cui si è fatto riferimento nel paragrafo riguardante i vantaggi della definizione di CAR. Va inoltre notato che la tariffa a cui sono sottoposti i m<sup>3</sup> di gas per cogenerazione che non rientrano nei 0,22 m<sup>3</sup>/kWhe è esattamente la stessa a cui è già sottoposto tutto il gas naturale fornito all'ospedale. La Figura 4.2.10 riporta la ricostruzione della bolletta di gennaio a titolo di esempio.

Tabella 4.2.11 - Calcolo Sm<sup>3</sup> gas naturale da acquistare dalla rete

Mese	giorni	kWh/mese motore	kWht/mese prodotti	kWht/mese per GdV	Sm <sup>3</sup> per GdV	Sm <sup>3</sup> motore	Sm <sup>3</sup> totale
gennaio	31	185535	80910	527142,672	71081,80583	20014,56311	91096,36893
febbraio	28	167580	73080	643476,168	86768,63107	18077,6699	104846,301

marzo	31	185535	80910	320110,2	43164,80583	20014,56311	63179,36893
aprile	30	179550	78300	211368,96	28501,74757	19368,93204	47870,67961
maggio	31	185535	80910	44561,304	6008,805825	20014,56311	26023,36893
giugno	30	179550	78300	59704,344	8050,747573	19368,93204	27419,67961
luglio	31	185535	80910	17463,24	2354,805825	20014,56311	22369,36893
agosto	31	185535	80910	72045	9714,805825	20014,56311	29729,36893
settembre	30	179550	78300	99684	13441,74757	19368,93204	32810,67961
ottobre	31	185535	80910	214914,24	28979,80583	20014,56311	48994,36893
novembre	30	179550	78300	325367,712	43873,74757	19368,93204	63242,67961
dicembre	31	185535	80910	639813,96	86274,80583	20014,56311	106289,3689
<b>Totale</b>	<b>365</b>	<b>2184525</b>	<b>952650</b>	<b>3175651,8</b>	<b>428216,2621</b>	<b>235655,3398</b>	<b>663871,6019</b>

<b>Oneri di sistema</b>			
Quota fissa	giorni	€/giorno	importo
	31	-0,074	-2,294
<b>quota energia</b>			
UG2	<b>SCAGLIONE</b>	<b>Sm3</b>	<b>€/Sm3</b>
	0-120	120	0
	121-480	360	0,0376
	481-1560	1080	0,0217
	1561-5000	3440	0,0173
	5001-80000	75000	0,012
	80001-200000	11096,36893	0,012
	200001-1000000	0	0
UG3 INT		91096,36893	0,000617
UG3UI		91096,36893	0,03541
UG3FT		91096,36893	0,001541
GS	0-200000	91096,36893	0,001336
	da 200001	0	0,000624
RE	0-200000	91096,36893	0,011292
	da 200001	0	0,006349
<b>materia gas naturale</b>		91096,36893	0,275
<b>trasporto e gestione contatore</b>			
quota fissa	giorni	€/giorno	importo
	31	0,984603	30,522693
	31	1,951123	60,484813
	31	0,005479	0,169849
quota energia	SCAGLIONE	Sm3	€/Sm3
TAU3	0-120	120	0
	121-480	360	0,081892
	481-1560	1080	0,074954
	1561-5000	3440	0,075269
	5001-80000	75000	0,056242
	80001-200000	11096,36893	0,028489
	200001-1000000	0	0,013982
UG1	0-200000	91096,36893	0
	da 200001	0	0
RS	0-200000	91096,36893	0,01526
	da 200001	0	0,000771
QTI		91096,36893	0,037768
Oneri aggiuntivi		91096,36893	0,00298
<b>imposte</b>			
imposta erariale		75239,86893	0,012498
Addizionale enti locali		91096,36893	0,006249
Accisa defiscalizzata		15856,5	0,00013479
		<b>tot</b>	<b>42360,20165</b>
<b>IVA</b>	22%		
		<b>totale +iva</b>	<b>51.679,45 €</b>

Figura 4.2.10 - Ricostruzione bolletta gas naturale gennaio

Le spese da sostenere per l'acquisto di gas naturale in presenza del motore cogenerativo sono:

Tabella 4.2.12 - Spese da sostenere per gas naturale

Mese	prezzo senza IVA	prezzo con IVA
gennaio	42.360,20 €	51.679,45 €
febbraio	46.081,72 €	56.219,70 €
marzo	24.959,33 €	30.450,38 €
aprile	18.747,25 €	22.871,64 €
maggio	10.140,56 €	12.371,49 €
giugno	10.693,87 €	13.046,52 €
luglio	8.701,66 €	10.616,02 €
agosto	11.599,94 €	14.151,93 €
settembre	12.816,79 €	15.636,48 €
ottobre	19.186,29 €	23.407,27 €
novembre	24.800,57 €	30.256,70 €
dicembre	41.748,43 €	50.933,09 €
<b>Totale</b>	<b>271.836,62 €</b>	<b>331.640,67 €</b>

#### 4.2.3.5 Analisi economica

Per l'analisi di fattibilità dell'investimento proposto, si è fatto ricorso al metodo dei flussi di cassa attualizzati (Discounted Cash Flow method).

Dal punto di vista pratico, l'individuazione dei flussi di cassa porta inevitabilmente a delle approssimazioni, pertanto occorre, nell'analisi dei risultati ottenuti, tener presente le possibili imprecisioni dell'analisi economica effettuata. Le principali cause di tali imprecisioni sono da imputare all'impossibilità di prevedere in maniera certa guadagni e spese nel corso degli anni. Nel caso in esame, è stata fatta l'ipotesi semplificativa secondo la quale ogni anno di vita dell'impianto abbia esattamente gli stessi consumi del 2017. Oltre all'incertezza sui consumi occorrerebbe considerare l'incertezza sui prezzi di fornitura sia dell'energia elettrica che del gas. Dal report 2017 dell'Autorità per l'energia elettrica, il gas e il sistema idrico<sup>52</sup> è possibile notare le differenze di prezzi di vendita delle due fonti in esame relative agli ultimi anni. La Tabella 4.2.13 riassume l'andamento dei prezzi medi di vendita al netto delle imposte sul

<sup>52</sup> Autorità per l'energia elettrica, il gas e il sistema idrico, "Relazione annuale sullo stato dei servizi e sull'attività svolta", 31 marzo 2017;

mercato finale del gas naturale mentre la Tabella 4.2.14 mostra i prezzi medi finali dell'elettricità per i clienti non domestici relativi agli anni 2015 e 2016.

Tabella 4.2.13 - Prezzi medi di vendita al netto delle imposte sul mercato finale del gas [c€/m<sup>3</sup>]

Classe di consumo annuo [m <sup>3</sup> ]	2012	2013	2014	2015	2016
Tra 5.000 e 50.000	60,3	61,2	58,8	55,7	51,8
Tra 50.000 e 200.000	50,0	51,3	46,9	46,0	42,3
Tra 200.000 e 2.000.000	41,1	36,6	35,0	32,5	28,4
Tra 2.000.000 e 20.000.000	36,9	33,8	34,0	28,0	24,2
Superiore a 20.000.000	36,8	32,7	32,2	26,5	21,8

Tabella 4.2.14 - Prezzi medi finali ai clienti non domestici per livelli di tensione

Anno	Livello di tensione	Quantità di energia [GWh]	Punti di prelievo	Prezzo al netto delle imposte [€/MWh]	Di cui costo di approvvigionamento [€/MWh]
2015	Bassa tensione	71487	7139	192,67	87,79
	Media tensione	92029	99	147,19	69,22
	Alta e altissima tensione	26813	0,92	106,06	60,65
2016	Bassa tensione	72991	7274	203,8	86,9
	Media tensione	93154	105	177,1	68,5
	Alta e altissima tensione	27384	1	105,1	61,4

In base a quanto mostrato occorre considerare che i risultati ottenuti considerando i prezzi delle due fonti costantemente uguali a quelli del 2017 possono essere soggetti a forti variazioni se si considerassero le effettive variazioni dei costi di approvvigionamento energetico. Ulteriori imprecisioni sui risultati sono causate dalla stima tramite approssimazioni del tasso di sconto che è influenzato dall'aleatorietà dei fenomeni economici.

Parametro importante per il metodo dei flussi di cassa attualizzati è il costo medio ponderato del capitale (Weighted Average Cost of Capital o WACC). Esso rappresenta la media ponderata dei costi del capitale di rischio e quello di debito ed è valutato come:

$$WACC = K_d(1 - t) \cdot \frac{D}{D + E} + K_e \cdot \frac{E}{D + E} \quad (4.5)$$

Dove:

- D (Debt) è la quota di capitale investito presa in prestito;
- E (Equity) è di capitale proprio investito;

- $K_d$  è il costo del capitale di debito;
- $t$  è l'aliquota fiscale non considerata durante la trattazione;
- $K_e$  è il costo del capitale di rischio.

I valori di  $D$  ed  $E$  dipendono dal piano economico dell'azienda e, in assenza di tali informazioni, sono stati ipotizzati valori di  $D$  ed  $E$  pari al 50%.

$K_d$  è stato calcolato come la somma dello spread (posto ragionevolmente al 5%<sup>53</sup>) e dell'Euro Interest Rate Swap. In particolare per tale valore sono stati considerati i tassi storici<sup>54</sup> ed è stata effettuata una media tra i valori di IRS a 20 anni del 2017 e 2018. Il valore ottenuto è 1.20%.  $K_d$  risulta dunque pari a 6.20%.

Per il calcolo di  $K_e$  si fa riferimento alla seguente formula:

$$K_e = R_f + \beta(R_m - R_f) \quad (4.6)$$

Dove:

- $R_f$  è il tasso d'interesse privo di rischio o *Risk free*;
- $\beta$  è il fattore di sensitività del rendimento atteso sul rendimento di mercato;
- $(R_m - R_f)$  è il tasso d'interesse premio atteso dal mercato azionario rispetto a quello in titoli di debito privi di rischio, noto con l'acronimo ERP.

Per  $R_f$  è stata fatta una media tra i tassi B.T.P a 10 anni<sup>55</sup> del 2016 e del 2017. Il valore ottenuto è 1.77%. Per il valore di  $\beta$  è stato supposto un valore unitario mentre per l'ERP è stato considerato un valore medio tra i valori del 2016<sup>56</sup> e 2017<sup>57</sup>. Il valore assunto per l'ERP è 6%. Si ottiene un valore di  $K_e$  pari a 7,7%. Dalla formula (4.5) si ottiene un WACC pari a 6,99%.

## Valore Attuale Netto

Uno dei parametri maggiormente utilizzato per valutare la convenienza di un investimento è il Valore Attuale Netto (Net Present Value) definito come la somma algebrica dei flussi di cassa

---

<sup>53</sup> Savaia C. A., "Ottimizzazione energetico-economica di un impianto di cogenerazione a servizio di un ospedale tramite simulazione dinamica", Politecnico di Torino, 2018;

<sup>54</sup> [www.euribor.it](http://www.euribor.it)

<sup>55</sup> Ministero dell'economia e delle finanze- dipartimento del Tesoro;

<sup>56</sup> Fernandez P. , Pershin V. , Ancin I. F., "Market Risk Premium used in 71 countries in 2016: a survey with 6.932 answer", IESE Business School, University of Navarra;

<sup>57</sup> Fernandez P. , Pershin V. , Ancin I. F., "Discount Rate (Risk –Free Rate and Market Risk Premium) used for 41 countries in 2017: a survey", IESE Business School, University of Navarra.

generati da un progetto ed attualizzati ad un tasso di sconto considerando l'intera vita utile del progetto stesso. In formule:

$$VAN = -I + \sum_{i=1}^n \frac{G_i}{(1+k)^i} \quad (4.7)$$

Dove:

- I è il costo d'investimento;
- $G_i$  il flusso di cassa netto riferito al periodo  $i$ ;
- k il tasso d'attualizzazione;
- N periodo di fine vita utile dell'investimento.

Come tasso di attualizzazione si è fatto riferimento al WACC calcolato in precedenza.

Le tabelle seguenti risultano utili a riassumere i costi e risparmi dell'investimento in esame.

Tabella 4.2.15 - Riassunto costi di investimento (I)

Costi di investimento	Costo
Costo impianto	155.000,00 €
Costo di installazione	23.250,00 €
<b>Costo di investiento (I)</b>	<b>178.250,00 €</b>

Tabella 4.2.16 - Costi annuali da sostenere con cogeneratore

Costi annui situazione con cogeneratore	Costi
Costo elettricità	197.796,50 €
Costo gas	331.640,67 €
Manutenzione	25.458,75 €
Accise autoconsumo elettricità	10.607,81 €
<b>Totale</b>	<b>565.503,73 €</b>

Tabella 4.2.17 - Costi annui attualmente sostenuti

Costi annui situazione attuale	Costi
Costo elettricità	328.464,61 €
Costo gas	272.640,32 €
<b>Totale</b>	<b>601.104,93 €</b>

Si ottiene un valore di risparmio annuo pari a € 35.601,20.

Per i flussi di cassa annui  $G_i$  sono stati considerati i risparmi con segno positivo. Infatti, non essendo più sostenuti i costi attuali, è possibile considerare il risparmio ottenuto come

guadagno. L'anno 0 rappresenta l'anno in cui è effettuato l'investimento durante il quale non sono presi in considerazione i flussi di cassa.

Tabella 4.2.18 - Valori annuali di VAN

Anni	VAN
0	-178250
1	-144973
2	-113869
3	-84795,6
4	-57620,4
5	-32219,4
6	-8476,86
7	13715,54
8	34459,02
9	53848,16
10	71971,4
11	88911,37
12	104745,3
13	119545,5
14	133379,4
15	146310,1

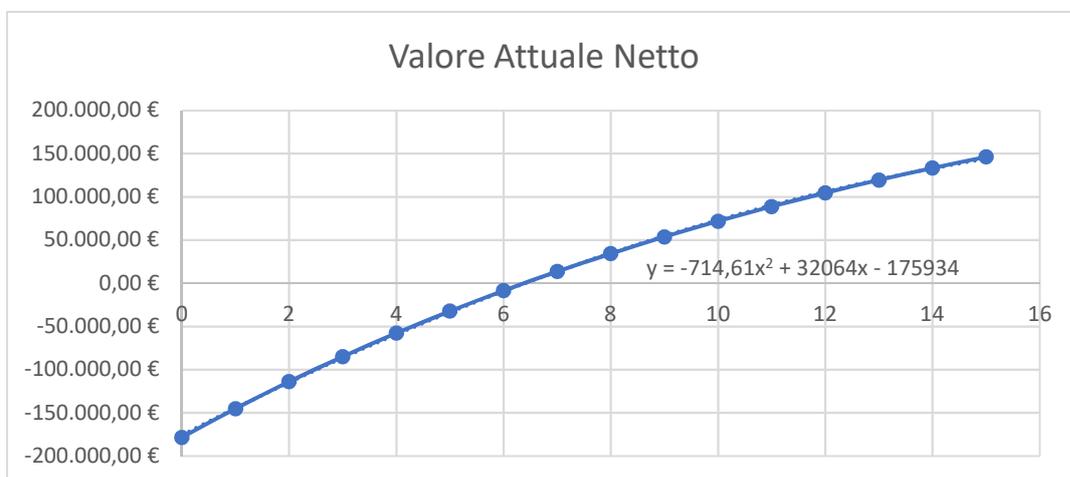


Figura 4.2.11 - Andamento temporale del VAN

## Pay-Back Time

Il Pay-Back Time è definito come il periodo necessario affinché i flussi di cassa netti associati al progetto compensino la somma d'investimento. In altri termini, esso è il tempo di ritorno dell'investimento ed è ottenuto ponendo a 0 l'espressione del Valore Attuale Netto.

In tale configurazione il PBT risulta essere 6,39 anni. Ciò vuol dire che l'investimento effettuato all'anno 0 rientrerà dopo circa 6 anni.

Va tuttavia ricordato che tale risultato risente delle imprecisioni dovute alle ipotesi fatte alla base dell'analisi condotta. Una variazione negli anni di consumi e costi di approvvigionamento energetico oltre che un mutamento del panorama economico, possono influenzare in maniera significativa il tempo di ritorno dell'investimento. Pertanto il valore pari a poco più di 6 anni calcolato in precedenza risulta utile esclusivamente a dare un'idea di massima sulla rischiosità dell'investimento da sostenere.

## Capitolo 5 - Sostituzione dei generatori di vapore

Uno dei possibili interventi in ottica di efficientamento energetico del presidio oggetto di studio è la sostituzione dei generatori di vapore (anno di costruzione 2001) con dei moderni generatori di calore.

Il motivo di tale proposta è da ricercare nell'effettivo inutilizzo del vapore stesso. In particolare, il progetto originale, prevedeva l'utilizzo di vapore per l'umidificazione delle UTA, ma attualmente le valvole a monte del circuito di umidificazione risultano chiuse.

Tale intervento, tuttavia, comporta delle modifiche sostanziali dell'impianto presente che non interessano solamente i generatori. I principali componenti da sostituire sono:

- Serbatoi di accumulo ACS con serpentina vapore/acqua con serbatoi con serpentina acqua/acqua;
- Scambiatori vapore/acqua con scambiatori acqua/acqua.

Va inoltre ricordato che, per la circolazione dell'acqua calda in centrale termica occorrerebbe introdurre delle pompe alimentate dalla rete elettrica e che, prima di procedere alla sostituzione dei generatori, è bene verificare le compatibilità tra le nuove caldaie e i bruciatori presenti la cui sostituzione comporta un costo ulteriore di investimento. Infine, l'intervento prevede la rimozione della vasca di raccolta delle condense a monte degli attuali generatori di vapore. La Figura 5.1 mostra le principali modifiche impiantistiche da realizzare.

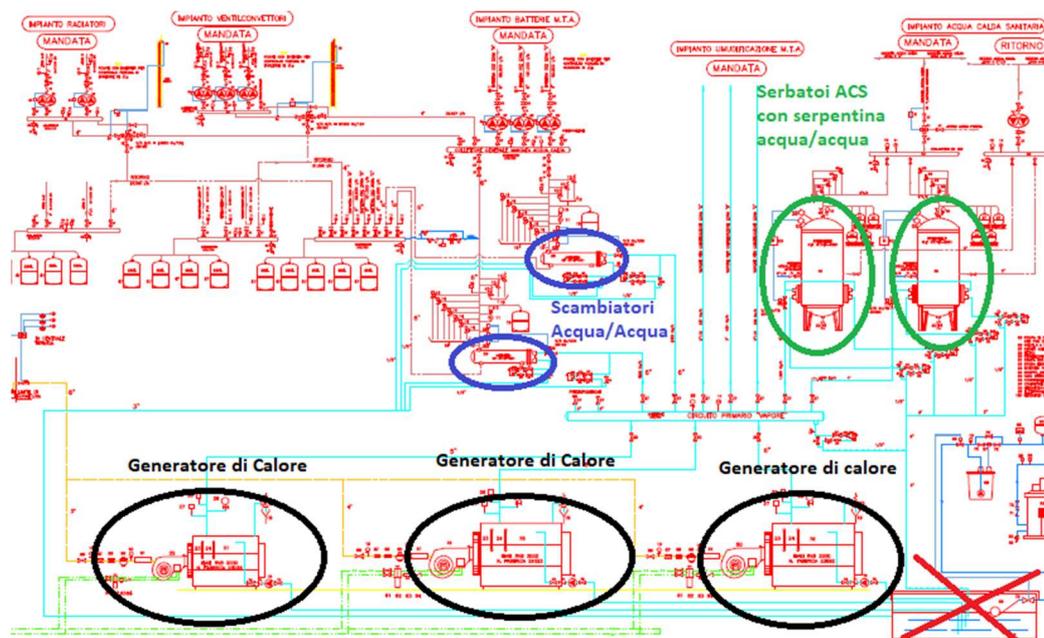


Figura 5.1 - Modifiche impiantistiche per la sostituzione dei generatori di vapore

In prima approssimazione i serbatoi di accumulo di ACS possono essere sostituiti da serbatoi di ugual volume e gli scambiatori a fascio tubiero vapore/acqua da scambiatori acqua/acqua (a fascio tubiero o a piastre) di stessa capacità (2100 kW).

Per quanto riguarda invece, la sostituzione delle caldaie si è cercato di adattare la potenza dei nuovi generatori di calore al fabbisogno termico dell'edificio.

In prima analisi infatti si è voluto confrontare l'attuale potenza termica nominale con la richiesta di calore. Per fare ciò, sono stati considerati i consumi di gas giornalieri dell'anno 2017. In alcuni giorni di metà gennaio il consumo di gas risulta essere massimo e pari a 3502 Sm<sup>3</sup>. In assenza di dati orari di consumo, è stato ipotizzato un fabbisogno termico giornaliero uniformemente distribuito nelle 15 ore di funzionamento medio della centrale termica. Ragionando quindi, sui giorni di massima richiesta termica si è ottenuto un valore massimo di fabbisogno orario pari a 1731 kWh.

Il valore di fabbisogno termico orario massimo ottenuto è stato confrontato con l'energia termica ottenibile nel caso in cui i due generatori di vapore (il GdV3 ha funzione di riserva) lavorino in condizioni di massima potenza. La Figura 5.2 mostra i risultati ottenuti considerando la massima potenza termica erogabile dai generatori come la somma delle potenze nominali degli stessi (1400 kW (GdV1) + 2100 kW (GdV2)).

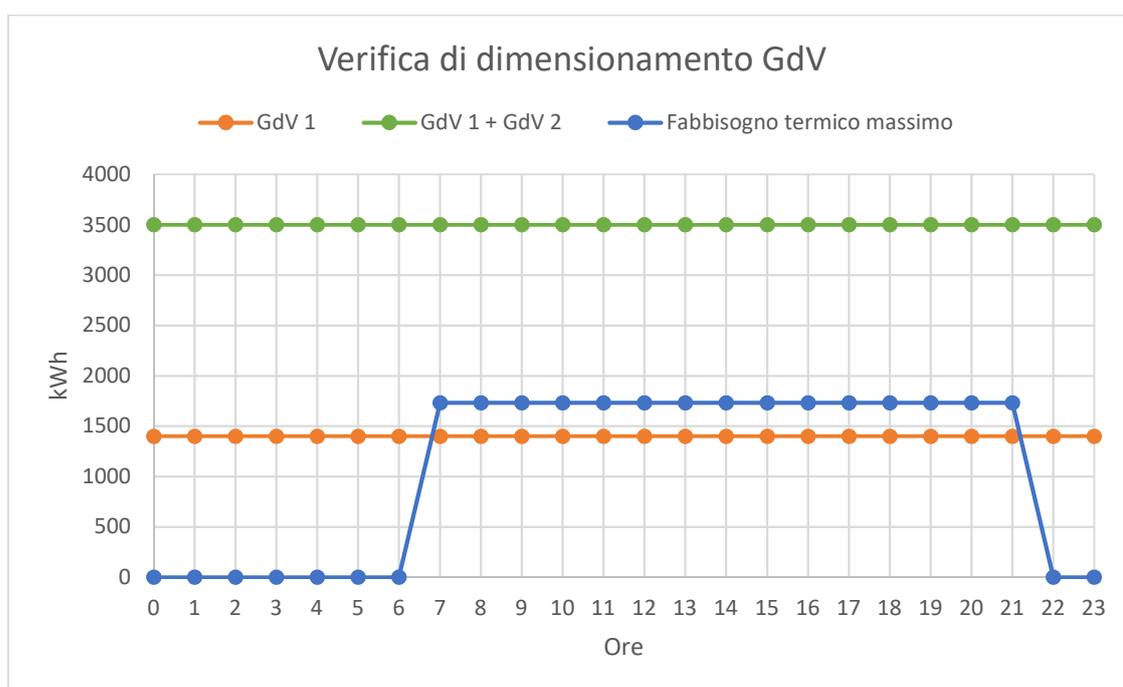


Figura 5.2 - Verifica dimensionamento Generatori di Vapore Valletta

L'energia massima erogabile dai generatori di vapore risulta essere circa doppia rispetto a quella richiesta nel giorno di maggior consumo, pertanto nella scelta delle dimensioni dei nuovi generatori di calore, si è optato per due caldaie di potenza utile pari a quella del GdV1 (1400 kW).

I vantaggi ricavabili da tale investimento sono l'utilizzo di caldaie più moderne e meglio dimensionate a cui corrispondono valori di rendimento maggiori. Un ulteriore vantaggio potrebbe essere ricavato qualora si scelga di investire in caldaie a condensazione che recuperano parte del calore tramite condensazione dei gas di scarico garantendo, a parità di potenza termica utile un risparmio in termini di combustibile immesso.

Non è stato possibile effettuare un'analisi economica per questo tipo di intervento. Infatti pur essendo possibile stimare il prezzo di acquisto dei componenti sopra riportati, risulta complicato quantificare i risparmi ottenuti annualmente poiché, volendo considerare, per gli anni successivi a quello di investimento, un fabbisogno termico identico a quello del 2017, i dati sui consumi di gas risultano essere poco dettagliati. Inoltre occorre conoscere la logica secondo la quale, la centralina collegata al software *Siemens* ripartisce la richiesta termica tra le due caldaie in funzione.

## Conclusioni

Nello sviluppo di questa trattazione, sono stati applicati i passaggi del processo di diagnosi energetica previsti dalla UNI CEI EN 16247-2:2014 al presidio ospedaliero Valletta di Torino. In particolare lo scopo dell'elaborato è stato quello di fornire una procedura che possa essere utilizzata dalla "ASL città di Torino" per analizzare altri presidi del proprio patrimonio edilizio. Inoltre, la tesi in esame ha raccolto i principali dati necessari per un'effettiva consapevolezza degli usi energetici di un presidio ospedaliero. In tal senso, occorre precisare che la reperibilità degli stessi è stata un'operazione che ha richiesto tempi non trascurabili anche determinati dalla parzialità o a volte totale assenza di informazioni in possesso.

I dati di consumo elettrico ricavati da misure sul campo, possono essere utilizzati per la stima di assorbimenti elettrici di altre strutture caratterizzate da destinazioni d'uso simili a quelle del presidio studiato.

L'analisi dei consumi del Valletta si è rivelata utile, inoltre, nel fornire valori di indicatori di prestazione energetica atti a colmare la scarsità degli stessi in letteratura relativamente questo particolare tipo di struttura sanitaria.

Infine, sono stati proposti due interventi atti a migliorare l'efficienza energetica della struttura la cui natura è stata concordata a priori per far sì che la loro realizzabilità risultasse concreta poiché in linea con le idee di intervento e investimento della ASL città di Torino. A tal proposito è opportuno sottolineare che, per quanto un impianto cogenerativo (o trigenerativo) possa essere una valida opportunità di abbattimento dei consumi di energia primaria, la fattibilità dello stesso è fortemente vincolata al fabbisogno tipico dell'edificio. Pertanto una proposta migliorativa che preveda l'installazione di un'unità cogenerativa (o trigenerativa) deve sempre essere accompagnata, come nel caso studiato, da un'analisi specifica della struttura in esame.

# Bibliografia

## Riferimenti legislativi e normativi

- [1] Direttiva 2001/77/CE del Parlamento Europeo e del Consiglio, *“sulla promozione dell’energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell’elettricità”*, 27 settembre 2001.
- [2] Direttiva 2009/28/CE del Parlamento Europeo e del Consiglio, *“Sulla promozione dell’uso dell’energia da fonti rinnovabili, recante modifica e successiva abrogazione delle direttive 2001/77/CE e 2003/30/CE”*, 23 aprile 2009.
- [3] Direttiva 2006/32/CE del Parlamento Europeo e del Consiglio, *“Concernente l’efficienza degli usi finali dell’energia e i servizi energetici e recante abrogazione della direttiva 93/76/CEE del Consiglio”*, 5 aprile 2006.
- [4] D.Lgs. 30 maggio 2008, n.115, *“Attuazione della direttiva 2006/32/CE relativa all’efficienza degli usi finali dell’energia e i servizi energetici e abrogazione della direttiva 93/76/CEE”*;
- [5] Direttiva 2012/27/UE Del Parlamento Europeo e del Consiglio *“Sull’efficienza energetica, che modifica le direttive 2009/125/CE e 2010/30/UE e abroga le direttive 2004/8/CE e 2006/32/CE”*, 25 ottobre 2012;
- [6] D.Lgs. 4 luglio 2014, n. 102, *“Attuazione della direttiva 2012/27/UE sull’efficienza energetica, che modifica le direttive 2009/125/CE e 2010/30/UE e abroga le direttive 2004/8/CE e 2006/32/CE”*;
- [7] Direttiva 2010/21/UE Della Commissione *“Che modifica l’allegato I della direttiva 91/414/CEE del Consiglio per quanto riguarda le disposizioni specifiche relative a clothianidin, tiametoxam, fipronil e imidacloprid”*, 12 marzo 2010;
- [8] Legge 3 agosto 2013, n. 90, *“Conversione in legge, con modificazioni, del decreto-legge 4 giugno 2013, n. 63, recante disposizioni urgenti per il recepimento della Direttiva 2010/31/UE del Parlamento europeo e del Consiglio del 19 maggio 2010, sulla prestazione energetica nell’edilizia per la definizione delle procedure d’infrazione avviate dalla Commissione europea, nonché altre disposizioni in materia di coesione sociale”*;
- [9] Decreto Legislativo 4 luglio 2014, n. 102, *“Attuazione della direttiva 2012/27/UE sull’efficienza energetica, che modifica le direttive 2009/125/CE e 2010/30/UE e abroga le direttive 2004/8/CE e 2006/32/CE”*;
- [10] UNI CEI/TR 11428:2011, *“Gestione dell’energia. Diagnosi energetiche. Requisiti generali del servizio di diagnosi energetica”*;
- [11] UNI CEI EN 16247-1:2012, *“Diagnosi energetiche - Parte 1: Requisiti generali”*;
- [12] UNI CEI EN 16247-2:2014, *“Diagnosi energetiche - Parte 2: Edifici”*;
- [13] UNI CEI EN 16247-3:2014, *“Diagnosi energetiche - Parte 3: Processi”*;
- [14] UNI CEI EN 16247-4:2014, *“Diagnosi energetiche - Parte 4: Trasporto”*;
- [15] UNI CEI EN 16247-5:2015, *“Diagnosi energetiche - Parte 5: Competenze dell’auditor energetico”*;

- [16] Circolare 22/11/1974 n. 13011 del Ministero dei Lavori Pubblici, *“Requisiti fisico-tecnici per le costruzioni edilizie ospedaliere. Proprietà termiche, igrometriche, di ventilazione e di illuminazione”*;
- [17] Decreto del Presidente della Repubblica 14 gennaio 1997, *“Approvazione dell’atto di indirizzo e coordinamento alle regioni e alle province autonome di Trento e di Bolzano, in materia di requisiti strutturali, tecnologici ed organizzativi minimi per l’esercizio delle attività sanitarie da parte delle strutture pubbliche e private”*;
- [18] UNI 10339:1995, *“Impianti aeraulici ai fini di benessere. Generalità, classificazione e requisiti. Regole per la richiesta d’offerta, l’offerta, l’ordine e la fornitura”*;
- [19] UNI/TS 11300-2:2014, *“Determinazione del fabbisogno di energia primaria e dei rendimenti per la climatizzazione invernale e per la produzione di acqua calda sanitaria”*;
- [20] UNI 11425:2011, *“Impianto di ventilazione e condizionamento controllata per il blocco operatorio”*;
- [21] UNI 9182:2014, *“Impianti di alimentazione e distribuzione d’acqua fredda e calda – progettazione, installazione e collaudo”*;
- [22] UNI EN 12464-1:2011, *“Luce e illuminazione. Illuminazione nei posti di lavoro. Parte 1: Posti di lavoro interni”*;
- [23] ASHRAE Standard 62, *“Ventilation for Acceptable Indoor Air Quality”*, 1989;
- [24] UNI 10349-1, *“Riscaldamento o rinfrescamento degli edifici – Dati climatici- Parte 1: Medie mensili per la valutazione della prestazione termo-energetica dell’edificio e metodi per ripartire l’irradianza solare nella frazione diretta e diffusa e per calcolare l’irradianza solare su di una superficie inclinata”*;
- [25] Deliberazione 31 maggio 2012, *“Approvazione del testo integrato delle disposizioni per la regolazione delle partite fisiche ed economiche del servizio di bilanciamento del gas naturale (settlement) (TISG)”*, Autorità per l’Energia Elettrica e il Gas;
- [26] DM 26 giugno 2015, *“Applicazione delle metodologie di calcolo delle prestazioni energetiche e definizione delle prescrizioni e dei requisiti minimi degli edifici”, Appendice A, allegato 1, capitolo 3 “Descrizione dell’edificio di riferimento e parametri di verifica”*;
- [27] Direttiva 2004/8/CE del Parlamento Europeo e del Consiglio *“Sulla promozione della cogenerazione basata su una domanda di calore utile nel mercato interno dell’energia che modifica la direttiva 92/42/CEE”*;
- [28] Decreto Legislativo 8 febbraio 2007, n.20, *“Attuazione della direttiva 2004/8/CE sulla promozione della cogenerazione basata su una domanda di calore utile nel mercato interno dell’energia, nonché modifica della direttiva 92/42/CEE”*;
- [29] Delibera ARG/elt 74/08, *“Testo integrato delle modalità e delle condizioni tecnico-economiche per lo scambio sul posto (TISP)”*, Autorità per l’Energia Elettrica e il Gas, 3 giugno 2008;
- [30] Decreto 5 settembre 2011, Ministero dello Sviluppo Economico, *“Definizione del nuovo regime di sostegno per la cogenerazione ad alto rendimento”*;
- [31] Delibera ARG/elt 99/08, *“Testo integrato delle condizioni tecniche ed economiche per la connessione alle reti elettriche con obbligo di connessione di terzi degli impianti di produzione di energia elettrica (Testo integrato delle connessioni attive – TICA)”*, Autorità per l’Energia Elettrica e il Gas, 23 luglio 2008;
- [32] Decreto Legge 2 marzo 2012, n.16, *“Disposizioni urgenti in materia di semplificazioni tributarie, di efficientamento e potenziamento delle procedure di accertamento”*;

- [33] Ministero dello Sviluppo Economico, *“Linee guida per l’applicazione del Decreto del Ministero dello Sviluppo Economico 5 settembre 2011 – Cogenerazione ad Alto Rendimento (CAR)”*, gennaio 2012;
- [34] Regolamento Delegato (UE) 2015/2402, *“che rivede i valori di rendimento di riferimento armonizzati per la produzione separata di energia elettrica e di calore in applicazione della direttiva 2012/27/UE del Parlamento europeo e del Consiglio e che abroga la decisione di esecuzione 2011/877/UE della Commissione”*, 12 ottobre 2015.

## Documentazione Specialistica

- [35] AA.VV., *“Valutazione dei consumi nell’edilizia esistente e benchmark mediante codici semplificati: analisi di edifici ospedalieri”*, Report RSE/2009/117, ENEA;
- [36] Bigiotti E., *“La riqualificazione energetica nella sanità. Dal sistema complesso ospedaliero al modello di efficientamento energetico”*, Il Sole 24 Ore, 2012;
- [37] Carpinelli M., Macagno S. *“Ricognizione sui consumi e sulla spesa dei vettori energetici del patrimonio edilizio sanitario”*, IRES Piemonte, Report 2017;
- [38] *“Elementi su come elaborare la documentazione necessaria al rispetto degli obblighi previsti nell’art. 8 del decreto legislativo 102/2014 in tema di diagnosi energetica”*, ENEA;
- [39] Crippa S., *“Studio dei consumi energetici in ambito ospedaliero”*, Politecnico di Milano, 2013;
- [40] Ghedini S., *“Diagnosi energetica di un Presidio Ospedaliero: Metodologia standard e criticità riscontrate nell’analisi energetica del P.O. Martini di Torino”*, Politecnico di Torino, 2018;
- [41] *“Guida alla Cogenerazione ad Alto Rendimento CAR – aggiornamento dell’edizione 1”*, Gestore dei Servizi Energetici, marzo 2018;
- [42] Savaia C. A., *“Ottimizzazione energetico-economica di un impianto di cogenerazione a servizio di un ospedale tramite simulazione dinamica”*, Politecnico di Torino, 2018;
- [43] Vio M., *“Impianti di Cogenerazione”*, Editoriale Delfino, 2009;
- [44] Yunus A. Çengel, *“Termodinamica e trasmissione del calore”*, terza edizione McGraw Hill, 2009;
- [45] Dr.Ing. Blasi R., *“ENERGIE RINNOVABILI PER LA SALUTE: L’impianto di trigenerazione e sonde geotermiche per l’Ospedale San Giovanni Bosco di Napoli”*, Università degli Studi di Napoli Federico II;
- [46] Autorità per l’energia elettrica, il gas e il sistema idrico, *“Relazione annuale sullo stato dei servizi e sull’attività svolta”*, 31 marzo 2017;
- [47] Fernandez P., Pershin V., Ancin I. F., *“Market Risk Premium used in 71 countries in 2016: a survey with 6.932 answer”*, IESE Business School, University of Navarra;
- [48] Fernandez P., Pershin V., Ancin I. F., *“Discount Rate (Risk –Free Rate and Market Risk Premium) used for 41 countries in 2017: a survey”*, IESE Business School, University of Navarra;
- [49] Operator’s Guide ELITEpro XC™ and ELOG™ 15 software.

## SITOGRAFIA

Ministero dell'economia e delle finanze- dipartimento del Tesoro: <http://www.dt.tesoro.it/it/>

Gestore dei Sistemi Energetici: <https://www.gse.it/>

Gestore dei Mercati Energetici: <http://www.mercatoelettrico.org/It/>

Sito Ufficiale dell'ASL Città di Torino Azienda Sanitaria Locale: <http://www.aslcittaditorino.it/>

FIRE - Federazione Italiana per l'uso Razionale dell'Energia: <http://fire-italia.org/>

UNI - Ente Italiano di Normazione: <http://www.uni.com/>

ARPA Piemonte: <http://www.arpa.piemonte.it/>

Euribor.it: <https://www.euribor.it/>

## Ringraziamenti

Le pagine di questa tesi sono il risultato di un lavoro intenso e duraturo, di un percorso di crescita e di riflessione portato a termine grazie all'aiuto dei miei compagni di avventura Sara, Fabio e Giuseppe con i quali ho passato momenti felici alla ASL di via San Secondo. Un GRAZIE a voi con la speranza di poter lavorare ancora insieme.

Un ringraziamento particolare va al relatore Prof. Masoero che reputo una persona di grande professionalità molto attento al rapporto professore-studente e sempre disponibile e reperibile. Un GRAZIE va anche al correlatore l'Ing. Toniolo che è sempre riuscito a darci dritte e consigli giusti per andare avanti.

Un GRAZIE particolare va anche al dott.Ing.Michel Moussan per la sua grandissima disponibilità e per i preziosi consigli sulla cogenerazione.

Un GRAZIE anche alla ASL città di Torino, in particolare a Michele Marvaso per averci messo a disposizione un ufficio presso la sede di via San Secondo e averci permesso di lavorare sui propri presidi.

Infine voglio condividere questo traguardo con chi mi è sempre stato vicino. Un particolare GRAZIE ai miei genitori che mi hanno dato la possibilità di vivere anche questa esperienza e a tutta la mia famiglia, sempre partecipe dei miei successi. Un GRAZIE agli amici di una vita e a tutti quelli incontrati e ritrovati in questo mio percorso Torinese. Un GRAZIE anche a tutte le persone incontrate in tutti questi anni che sono state in un modo o nell'altro mattoni per la costruzione del grande palazzo che sono diventato.

*Antonio Troiano*