

AiCARR journal

LA RIVISTA PER I PROFESSIONISTI DEGLI IMPIANTI HVAC&R

CONDIZIONAMENTO
#60
RISCALDAMENTO
REFRIGERAZIONE

ANNO 11 - FEBBRAIO 2020

Organo Ufficiale AiCARR

**NORMATIVA
ATTUAZIONE DELLA EPBD III**

**DATA CENTER
TREND 2020**

I VANTAGGI DELLE SOLUZIONI IN CONTAINER

**SORGENTI ALTERNATIVE PER IL
RAFFREDDAMENTO AD ACQUA**

**TELERISCALDAMENTO CON POMPE
DI CALORE DECENTRALIZZATE**

**GLOSSARIO
RETI AEREAULICHE**



ORIGINAL ARTICLES

**EDIFICI A ENERGIA QUASI ZERO: L'IMPEGNO DEL PRESENTE
PER IL FUTURO - ALCUNE RECENTI INDICAZIONI**

NEARLY ZERO ENERGY BUILDINGS: TODAY'S INVOLVEMENT FOR THE FUTURE - SOME RECENT INDICATIONS

**MONITORAGGIO IN CAMPO E DIAGNOSI DELLE PRESTAZIONI ENERGETICHE IN IMPIANTI
DI RISCALDAMENTO IN POMPA DI CALORE AD ASSORBIMENTO ALIMENTATI A GAS**

FIELD MONITORING AND DIAGNOSIS OF THE ENERGY PERFORMANCE OF GAS-FIRED ABSORPTION HEAT PUMPS

EFFICIENTAMENTO ENERGETICO DI UTENZE DOMESTICHE NELLE ISOLE MINORI ITALIANE

ENHANCING ENERGY EFFICIENCY OF DOMESTIC USERS IN THE ITALIAN SMALL ISLANDS



DATA CENTER EFFICIENZA ENERGETICA



Reti di teleriscaldamento e teleraffrescamento basate su pompe di calore **decentralizzate** e **recupero** di calore a **bassa** temperatura

L'introduzione di reti a temperatura neutra con pompe di calore decentralizzate può offrire significativi vantaggi ambientali a costi paragonabili a quelli delle tecnologie tradizionali

M. Cozzini, S. Calixto, S. Buffa, R. Fedrizzi*

NEL CAMPO DELL'EFFICIENZA energetica, in Europa, stanno ricevendo crescente attenzione le soluzioni a livello di distretto. La più nota tra tali soluzioni è il teleriscaldamento tradizionale, da molti considerato come una delle più promettenti tecnologie per la trasformazione del sistema energetico (Lund et al., 2010). La sua applicazione è però limitata dalla disponibilità di convenienti fonti di energia centralizzate ad alta temperatura e dalla presenza di una elevata densità di domanda termica.

Tipici esempi di fonti centralizzate ad alta temperatura sono le unità di cogenerazione, il calore di

scarto industriale e gli inceneritori, dove l'energia termica è un sottoprodotto di altri processi. Tuttavia, fonti simili non sono sempre disponibili. D'altro canto, l'ambiente urbano offre diverse altre opzioni di recupero di calore, anche se a temperature più basse. Un semplice esempio è dato dalle unità di refrigerazione nei centri commerciali. In linea di principio, tali sistemi potrebbero essere collegati a una rete tradizionale attraverso una pompa di calore ad alta temperatura. In presenza di sole fonti di questo tipo, tuttavia, è più efficiente considerare una rete a temperatura "neutra", cioè a temperature

di esercizio intorno a 20-25 °C, collegata a pompe di calore acqua/acqua decentralizzate installate presso le utenze, come schematizzato in Figura 1. In questo modo le perdite termiche di rete possono essere minimizzate. Inoltre, utilizzando pompe di calore invertibili, tale sistema offre la possibilità di fornire simultaneamente un servizio di teleriscaldamento e di teleraffrescamento, risultando così potenzialmente appetibile anche in

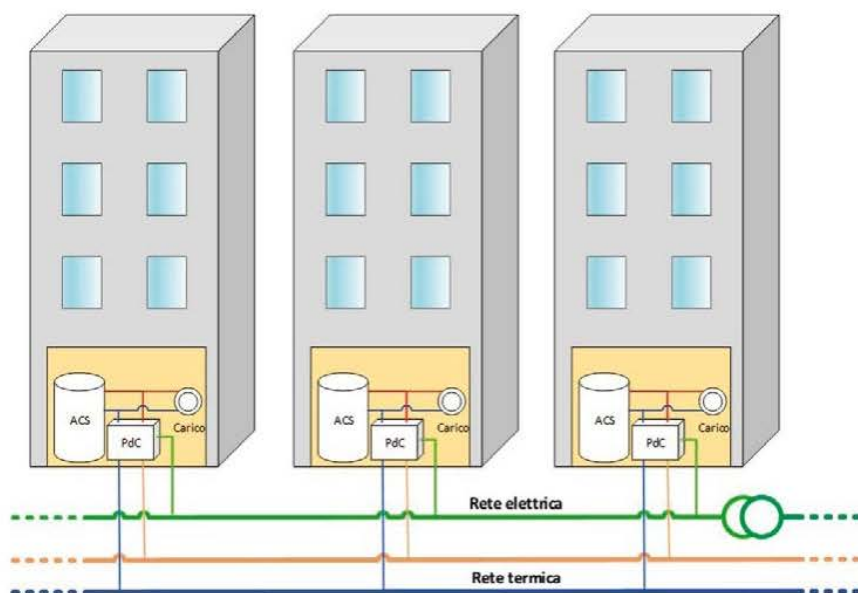


Figura 1 – Rappresentazione concettuale di una rete a temperatura neutra con pompe di calore decentralizzate

climi dove la sola domanda di riscaldamento non giustificerebbe l'installazione di una rete termica.

Alcuni esempi di soluzioni simili sono già esistenti, spesso accoppiati a particolari sorgenti di energia rinnovabile quali geotermia o bacini lacustri (Buffa et al., 2019). Il concetto di una rete a temperatura neutra con pompe di calore decentralizzate è stato inoltre oggetto del progetto FLEXYNETS [1], che ha analizzato la fattibilità generale del sistema, ha consentito lo sviluppo di alcuni specifici modelli di calcolo e ha incluso alcuni test sperimentali preliminari. Alcuni degli spunti identificati in FLEXYNETS stanno venendo attualmente approfonditi nel progetto LIFE4HeatRecovery [2], focalizzato sulla realizzazione e la dimostrazione di soluzioni prefabbricate per

il recupero di calore a bassa temperatura.

Accanto ai vantaggi citati, tali reti presentano alcune criticità, tra cui in particolare i costi legati alle pompe di calore, in termini sia di investimento che di consumi elettrici. È quindi indispensabile tenere conto dell'efficienza di tali macchine.

Scenari a confronto

È utile confrontare i risultati techno-economici attesi per una rete con pompe di calore con quelli stimabili per soluzioni individuali o di teleriscaldamento tradizionale. Per mettere in evidenza il ruolo svolto dalla reversibilità del sistema, qui di seguito si considera un caso con esigenze di raffrescamento significative (Cozzini et al., 2018).

Le condizioni generali sono riferite a un clima tipico dell'Europa meridionale (si è scelta Roma come città di riferimento) e a una zona urbana con 1600 case plurifamiliari di piccola taglia (500 m² ciascuna), con una superficie complessiva di 1 km². La densità edilizia territoriale risultante è pari a 2,4 m³/m² (metri cubi costruiti su metro quadrato di terreno)

ovvero 0,8 m²/m² (metri quadri di superficie utile lorda su metro quadro di terreno), valori compatibili con una zona residenziale a densità relativamente elevata. I fabbisogni mensili di energia sono riportati in Figura 2 e i corrispondenti valori specifici sono all'incirca 60 kWh/(m²·a) di riscaldamento, 30 kWh/(m²·a) di acqua calda sanitaria, 40 kWh/(m²·a) di raffrescamento.

Gli scenari messi a confronto sono cinque: "individuale", dove ogni edificio è dotato di impianti indipendenti per la produzione di caldo e freddo, "rete tradizionale", con una rete ad alta temperatura per la produzione di caldo e impianti indipendenti per la produzione di freddo e i tre casi "rete PdC - 0%", "rete PdC - 30%" e "rete PdC - 60%", con rete a temperatura neutra, pompe di calore decentralizzate reversibili e diversi livelli di disponibilità di calore di scarto a bassa temperatura, in modo da coprire rispettivamente 0%, 30% e 60% circa della domanda termica di rete. Si assume che l'impianto sia collocato in una zona urbana nelle cui vicinanze non sono presenti fonti di calore di scarto ad alta temperatura, altrimenti la soluzione con teleriscaldamento tradizionale sarebbe tipicamente preferibile. Il confronto è effettuato sia da un punto di vista economico (costi annualizzati) che ambientale (emissioni equivalenti di anidride carbonica), con un modello a parametri concentrati, ovvero senza una precisa struttura di rete. Nelle stime economiche sono inclusi tutti i costi di investimento e di esercizio a eccezione dei costi amministrativi delle reti.

Per lo scenario individuale, si presume che tutti gli edifici siano dotati di caldaie a gas e chiller aria/acqua centralizzati per raffrescamento e che i costi principali siano dati dai costi di investimento delle singole apparecchiature e dai corrispondenti costi del gas e dell'elettricità, valutati secondo le tariffe del settore residenziale. Per il raffrescamento si assume una distribuzione a livello di edificio con mandata a 10 °C e SEER = 5,6.

Per la rete tradizionale, le variazioni di costo si applicano alla sola parte di riscaldamento e i costi di investimento per le singole caldaie sono sostituiti da quelli per la rete, le sottostazioni e una caldaia centralizzata (non essendo assunte altre fonti ad alta temperatura). In questo caso, i costi del gas devono essere valutati secondo le tariffe del settore industriale, essendo riferiti alla sola caldaia centralizzata. Si ipotizza una rete tradizionale con temperatura di mandata di 80 °C e differenza di temperatura di mandata-ritorno di 30 K.

Nei tre scenari "rete PdC", in cui la rete sostituisce sia i singoli sistemi di riscaldamento sia quelli di raffrescamento, si assume che la quota non coperta dal calore di scarto sia garantita da una caldaia centralizzata a gas. Nel caso la domanda complessiva della rete sia sbilanciata verso il freddo, si assume la presenza di chiller e torri di raffreddamento centralizzati per regolare il sistema. La temperatura di alimentazione della rete è fissata a 25 °C, con

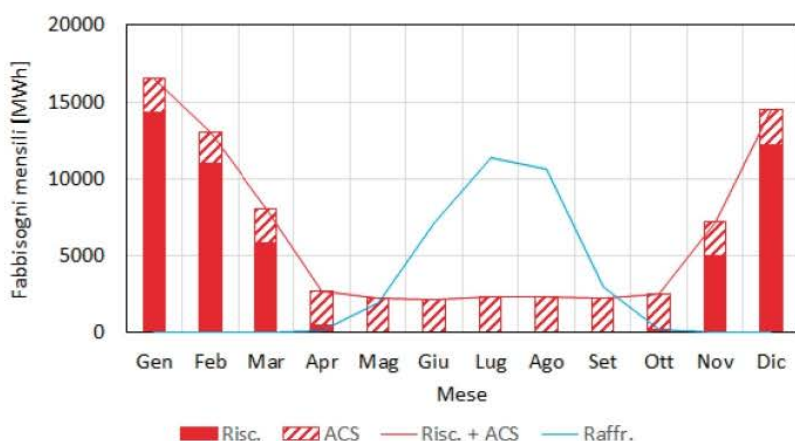


Figura 2 – Profili di consumo mensili in un anno tipo utilizzati nell'analisi. Risc.: riscaldamento; ACS: acqua calda sanitaria; Raffr.: raffrescamento

una differenza di temperatura tra ingresso e uscita delle pompe di calore pari a 10 K. La temperatura di ritorno della rete oscilla pertanto tra 15 °C e 35 °C a seconda del carico netto. Sia per il gas che per l'elettricità si ipotizzano tariffe industriali, assumendo che il gestore di rete controlli l'intero sistema.

Si noti che nel caso di pompe di calore decentralizzate collegate in rete i consumi termici lato rete differiscono da quelli lato utente in base al COP. Nelle ipotesi fatte, per tipiche macchine commerciali si possono stimare le seguenti prestazioni: COP = 6,2 per riscaldamento con mandata a 35 °C, COP = 4,0 per acqua calda sanitaria con mandata a 50 °C verso un opportuno accumulo, COP = 5,5 come media pesata sui rispettivi consumi annuali dei COP precedenti, EER = 4,2 per raffrescamento con temperatura di mandata a 10 °C. Tali valori di temperatura sono compatibili con i terminali d'impianto tipicamente accoppiati alle pompe di calore.

Il modello usato per l'analisi prende in considerazione profili annuali con approccio time-slicing: un profilo giornaliero caratteristico è abbinato a consumi energetici mensili per simulare un intero anno, come riportato in Figura 2. I consumi totali annuali per ogni scenario sono 76 GWh/anno per il riscaldamento e 49 GWh/anno per il raffrescamento. Le prestazioni complessive, comprese le stime delle perdite termiche di rete e dei costi di pompaggio (ove applicabili), sono stimate con bilanci energetici [3]. Per gli scenari in cui si considera una rete distrettuale, il modello include stime di massima, basate su un esempio di distribuzione di lunghezze e diametri, per il calcolo dei costi corrispondenti.

Per la disponibilità di calore residuo (recuperato tramite scambio diretto) si assume un profilo costante che, nei casi considerati, implica un surplus di energia termica durante l'estate. In particolare, per coprire il 30% dell'energia richiesta dalla rete è necessaria una disponibilità di 27 GWh/anno, di cui solo il 56% può essere sfruttato; per coprire il 60% la disponibilità sale a 67 GWh/anno, sfruttabile al 48%. Essendo il profilo costante, quest'ultimo valore di energia annua corrisponde a una potenza di circa 7,6 MW.

La stima di investimenti e costi di gestione e manutenzione delle attrezzature e delle tubazioni è basata principalmente sui valori forniti dall'Agenzia danese per l'energia; maggiori dettagli e referenze disponibili online [4]. Le tariffe per l'energia [5, 6] sono rappresentative del caso italiano: 80 €/MWh per il gas residenziale, 30 €/MWh per il gas industriale, 200 €/MWh per l'elettricità residenziale, 100 €/MWh per l'elettricità industriale. Si assumono 10 €/MWh per il calore di scarto, considerando forfettariamente i costi di allacciamento e gestione di una sorgente a bassa temperatura. Tutti i costi di investimento sono convertiti in costi annualizzati [4] con un tasso di ammortamento del 3% e valori di vita utile variabili a seconda dell'apparecchiatura in oggetto.

Per la stima delle emissioni di CO₂ si assumono valori specifici pari a 0,250 t/MWh per il gas

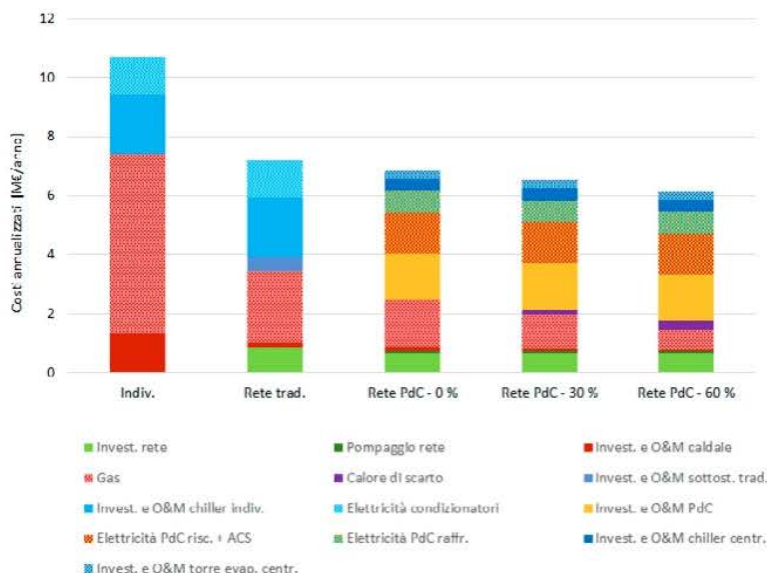


Figura 3 – Costi annualizzati per i diversi scenari. Sono compresi gli investimenti, il funzionamento, la manutenzione e i costi energetici. Non sono considerati i costi amministrativi relativi alle reti. Per le reti con pompe di calore le percentuali si riferiscono a diverse quantità di calore di scarto a bassa temperatura

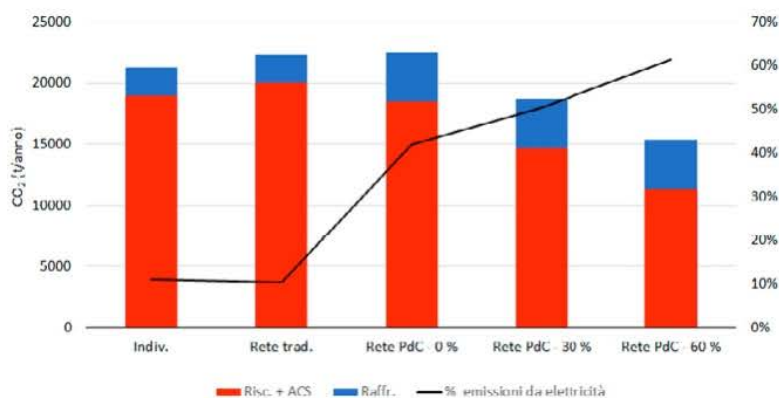


Figura 4 – Emissioni di anidride carbonica per i diversi scenari considerati. La quota di emissioni corrispondente ai consumi di elettricità è indicata nella scala di destra

e 0,377 t/MWh per l'elettricità, compatibilmente con i recenti valori di rete italiana.

I costi complessivi dei 5 scenari considerati sono riportati in Figura 3, dove sono evidenti il ruolo significativo dei costi di raffreddamento e il minor costo delle soluzioni distrettuali rispetto a quelle individuali. Come già anticipato, è utile ribadire che i costi per le soluzioni distrettuali non includono costi amministrativi, quali i costi del personale. Dalla Figura 3 risulta anche che passando dal riscaldamento individuale al teleriscaldamento tradizionale si ottiene una significativa riduzione dei costi del gas, a causa della forte differenza tra tariffe residenziali e industriali. Inoltre, i costi di investimento per le caldaie centralizzate sono notevolmente inferiori rispetto a quelli delle caldaie singole. D'altra parte, le soluzioni distrettuali comportano costi di rete, che sono simili per tutti gli scenari distrettuali: infatti, le reti a temperatura neutra consentono di ridurre l'isolamento dei tubi, ma richiedono un aumento dei diametri, a causa della minore

differenza tra temperatura di mandata e di ritorno, con una sostanziale compensazione degli opposti effetti economici. Una decisiva voce di costo è data dalle pompe di calore. A tale proposito va osservato che economie di scala legate alla diffusione di soluzioni di questo tipo potrebbero portare a costi più bassi.

Dalla Figura 4 si ricava che quando si passa dal riscaldamento individuale al teleriscaldamento tradizionale le emissioni aumentano. Infatti, il teleriscaldamento basato esclusivamente su caldaie a gas centralizzate introduce emissioni aggiuntive a causa delle perdite termiche sulla rete. Al contrario, passando agli scenari con rete a temperatura neutra, si possono ottenere risparmi di emissioni sempre maggiori. Questo evidenzia

il vantaggio ambientale di avere una rete reversibile con un certo equilibrio tra domanda di riscaldamento e di raffreddamento e di includere il calore di scarto.

Soluzioni prefabbricate per il recupero di calore

Le fonti di calore di scarto a bassa temperatura disponibili nel contesto urbano sono piuttosto diversificate: ad esempio, supermercati e centri commerciali, industrie, attività artigianali, ospedali, CED. Tipicamente, lo smaltimento del calore di scarto avviene attraverso apparecchiature relativamente standardizzate, quali ventilatori e torri di raffreddamento collocati in ambiente esterno. È quindi possibile connettere la rete termica con i corrispondenti circuiti senza interferire eccessivamente con le attività a monte. Inoltre, il recupero di calore di scarto può essere visto come fornitura di un servizio di refrigerazione, sostituendo almeno in parte

l'utilizzo di altri sistemi di dissipazione del calore (che possono rimanere come backup).

Purtroppo, i potenziali fornitori di calore di scarto spesso sono restii a renderlo disponibile, avendo solitamente poco personale interno da dedicare a tale attività (nonostante la gestione del sistema possa poi essere esternalizzata) ed essendo i relativi vantaggi economici non particolarmente elevati. Sarebbe quindi importante poter disporre di soluzioni affidabili, facilmente replicabili e di veloce installazione per minimizzare le interferenze sul luogo di montaggio, sia da un punto di vista spaziale che temporale, nonché abbassare i costi di progettazione e installazione. Questi aspetti sono oggetto di ricerca nel progetto LIFE4HeatRecovery, che include quattro siti dimostrativi con recupero di calore da attività industriali, attività commerciali e acque reflue. Per ciascun sito sono considerati il calore di scarto, la domanda locale di energia termica e lo scambio con la rete. Per l'utilizzo del calore di scarto viene data priorità alla copertura dei fabbisogni locali, immettendo in rete solo la quantità in eccesso. Il prelievo di energia termica dalla rete è invece utilizzato nei casi in cui la disponibilità di calore di scarto sia insufficiente rispetto ai fabbisogni locali.

Allo scopo di consentire una versatile transizione tra le diverse modalità, sono in corso di sviluppo kit idraulici in grado di direzionare opportunamente i flussi a seconda della modalità di scambio, modificando il collegamento tra sorgente di calore, rete, pompe di calore e utenze. Il concetto è applicabile sia a reti a temperatura neutra con pompe di calore decentralizzate, sia a reti ad alta temperatura, per quanto nel secondo caso la convenienza dell'installazione vada valutata con maggiore attenzione. Una rappresentazione semplificata dei due casi è riportata in Figura 5. Nei casi più complessi, con temperatura di rete e temperature di processo variabili (riscontrabili in alcuni ambiti industriali), si può ricorrere all'utilizzo di schemi ibridi, dove la presenza di opportuni accumuli riveste un ruolo di particolare importanza (Verhoeven et al., 2016).

Lo sviluppo di opportuni modelli di business per queste attività rappresenta a sua volta un passaggio fondamentale, in particolare nel caso di reti a temperatura neutra, per le quali esiste attualmente una casistica piuttosto limitata. Consolidare tali aspetti, inclusi anche di un'analisi dei rischi relativi all'integrazione di fonti così diversificate, è essenziale per garantire l'affidabilità di questo approccio.

Conclusioni

Come si evince dall'analisi degli scenari proposti, l'introduzione di reti a temperatura neutra con pompe di calore decentralizzate può offrire significativi vantaggi ambientali a costi paragonabili a quelli delle tecnologie tradizionali. Va sottolineato che le stime qui presentate includono valori di massima e che solo uno studio dettagliato della singola struttura di rete può consentire una stima accurata dei costi corrispondenti. È inoltre importante ricordare che l'inclusione di possibili incentivi, quale il conto termico per l'installazione delle pompe di calore, qui non considerato, porterebbe a un ulteriore miglioramento del quadro economico complessivo. Al tempo stesso, diversi livelli di disponibilità del calore di scarto così come diversi profili di domanda (per esempio per diverse zone geografiche o diverse tipologie di edifici) modificano le prestazioni del sistema e richiedono un'indagine dedicata al singolo caso.

* Marco Cozzini, Simone Buffa, Roberto Fedrizzi, EURAC Research, Istituto per le energie rinnovabili
Selva Calixto, Politecnico di Milano

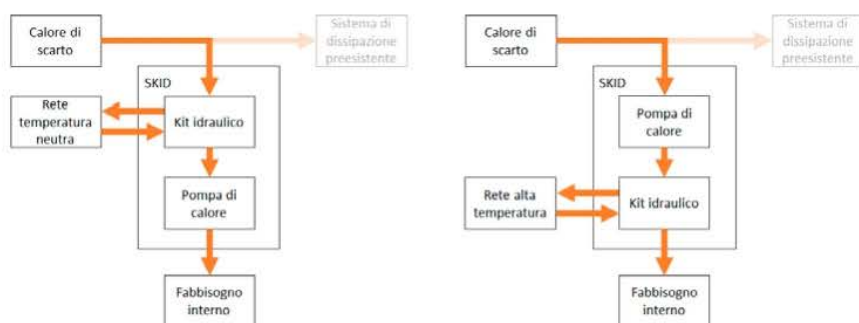


Figura 5 – Rappresentazione concettuale delle unità prefabbricate (skid) per recupero di calore. Le frecce indicano la direzione del flusso termico. A sinistra: configurazione per reti a temperatura neutra, con recupero diretto di calore; a destra: configurazione per rete ad alta temperatura, con recupero indiretto tramite pompa di calore. Il sistema di dissipazione preesistente può rimanere come backup

BIBLIOGRAFIA

- Buffa S., Cozzini M., D'Antoni M., Baratieri M., Fedrizzi R. 2019. 5th generation district heating and cooling systems: A review of existing cases in Europe. *Renewable Sustainable Energy Review*, 104, 504-522.
- Cozzini M., D'Antoni M., Buffa S., Fedrizzi R. 2018. District heating and cooling networks based on decentralized heat pumps: energy efficiency and reversibility at affordable costs. *HPT Magazine*, 36, 26-29.
- Lund H., Möller B., Mathiesen B. V., Dyrelund A. 2010. The role of district heating in future renewable energy systems. *Energy*, 35, 1381-1390.
- Verhoeven R., Eijndems H., Wenmeckers M., Harcouët-Menou V., 2016. Update (geo-)thermal smart grid Mijwater Heerlen. *Proceedings of the European Geothermal Congress 2016*, Strasbourg, France.

WEBGRAFIA

- [1] Progetto FLEXYNETS, www.flexynets.eu (visitato il 31.01.2020).
- [2] Progetto LIFE4HeatRecovery, <http://www.life4heatrecovery.eu> (visitato il 31.01.2020).
- [3] Foglio di calcolo per l'analisi degli scenari considerati nel progetto FLEXYNETS, <http://www.flexynets.eu/en/Results/tool-download> (visitato il 31.01.2020; manuale disponibile su <http://www.flexynets.eu/en/Results>).
- [4] Progetto FLEXYNETS, deliverable D3.2, "Integration of substations into DHC networks", <http://www.flexynets.eu/en/Results> (visitato il 31.01.2020).
- [5] https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php/natural_gas_price_statistics
- [6] https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php/electricity_price_statistics

Le attività di ricerca che hanno condotto ai risultati qui presentati sono state finanziate nell'ambito del Programma "Horizon 2020" dell'Unione Europea, progetto FLEXYNETS, contratto numero 649820, e del Programma "LIFE" dell'Unione Europea, progetto LIFE4HeatRecovery, contratto numero LIFE17 CCM/IT/000085. Si ringrazia Federico Bava per utili commenti riguardo la definizione degli scenari.