



UNIVERSITÀ POLITECNICA DELLE MARCHE

Facoltà di Ingegneria

Corso di Laurea Magistrale in Ingegneria Edile

COGENERAZIONE E TRIGENERAZIONE
NEGLI EDIFICI AD ENERGIA QUASI ZERO

COGENERATION AND TRIGENERATION
IN NEARLY ZERO-ENERGY BUILDINGS

Relatore:

Prof. Costanzo Di Perna

Tesi di laurea di:

Martina Iacampo

Anno Accademico 2018/2019

A te Mamma.

La mia forza, il mio coraggio, la mia Vita.

Realizziamo questo sogno.

INDICE

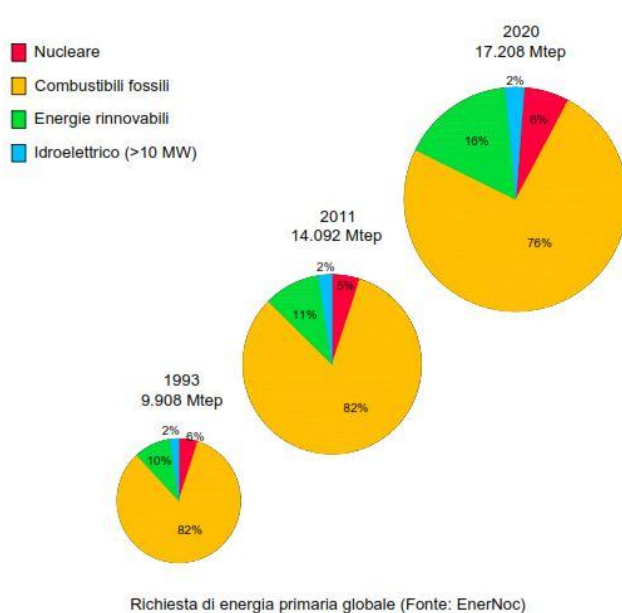
Introduzione	5
L'International Energy Agency (IEA) prevede il declino del carbone: è tempo di gas e rinnovabili	6
La domanda di energia	9
Capitolo 1 Nzeb: stato dell'arte	12
Nzeb (Near zero Energy buildings)	13
Cosa sono gli NZEB	13
La normativa di riferimento	14
La nuova Direttiva 2018/844	15
Approfondimenti EPBD.....	20
L'azione concertata per la Direttiva EPBD.....	26
Gli NZEB in Italia	27
Come si costruisce un NZEB	30
Capitolo 2 La Cogenerazione	43
Impianti di cogenerazione	44
Impianti di trigenerazione	44
Principio fondamentale della cogenerazione	48
Rendimenti e bilanci energetici.....	51
Curve di carico e dimensionamento.....	54
Studio di fattibilità dettagliato.....	58
Le varie tecnologie.....	67
Confronto tra tecnologie consolidate	75
Applicazioni della cogenerazione	79
Iter autorizzativo	84
Capitolo 3 Caso applicativo	103
Caso applicativo: Cogenerazione.....	120
Caso applicativo: Trigenerazione	124
Conclusioni	128
Bibliografia	131
Ringraziamenti	133

Introduzione

Il mondo in cui viviamo è cambiato significativamente negli ultimi vent'anni. La tecnologia è diventata uno dei più importanti motori di sviluppo economico e sociale. Tutti gli aspetti della vita umana sono da essa influenzati ed essa ha cambiato non solo il nostro modo di pensare, ma anche il nostro modo di agire.

È inutile dire che molti impianti ed apparecchi per funzionare hanno bisogno di elettricità. Di conseguenza la richiesta di elettricità è rapidamente aumentata, molto più velocemente rispetto alla richiesta totale di energia primaria. Inoltre, negli ultimi vent'anni molti paesi in via di sviluppo e molti di quelli sviluppati hanno incrementato la loro attività industriale con conseguenti aumenti di richiesta non solo di energia elettrica, ma anche di energia termica. Per di più, l'aumento della domanda di energia è dovuto anche al forte aumento demografico mondiale. A oggi la stragrande maggioranza dell'energia viene prodotta dai combustibili fossili, che, però, essendo una risorsa non rinnovabile, vanno esaurendosi. Siamo quindi di fronte ad un enorme problema energetico: da un lato abbiamo una sempre più crescente richiesta di energia; dall'altro la "materia prima" per la sua produzione va esaurendosi.

La figura sottostante mostra la richiesta di energia primaria globale nel 1993, nel 2011 e quella che si stima sarà nel 2020.



Come si osserva, in neanche due decenni la richiesta di energia primaria è quasi raddoppiata e i combustibili fossili occupano ancora una grande parte nello scenario energetico globale.

Oltre al problema energetico vi è quello ambientale con il sempre più crescente rilascio d'inquinanti in atmosfera. Sempre più governi si sono

spinti a firmare accordi internazionali per il contenimento delle emissioni.

L'International Energy Agency (IEA) prevede il declino del carbone: è tempo di gas e rinnovabili.

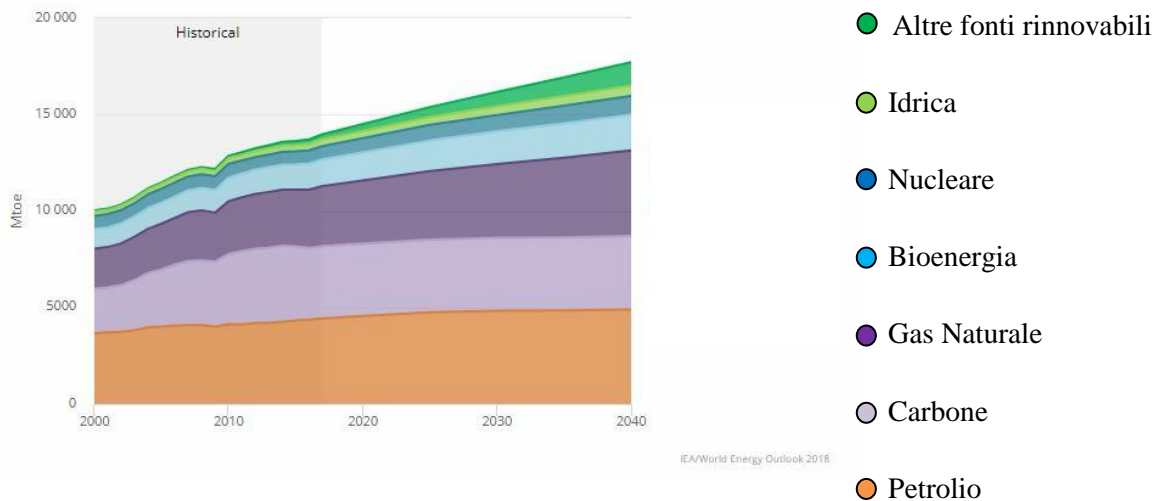
Il World Energy Outlook (WEO) è una pubblicazione annuale a cura dell'Agenzia Internazionale per l'Energia (IEA) che fotografa la situazione energetica mondiale in termini di domanda ed offerta e sviluppa utili previsioni a medio e lungo termine in scenari diversi, analizzando le conseguenze per la sicurezza energetica, gli investimenti, le industrie energetiche e l'ambiente.

Dal 2017 il WEO prende in considerazione due scenari differenti:

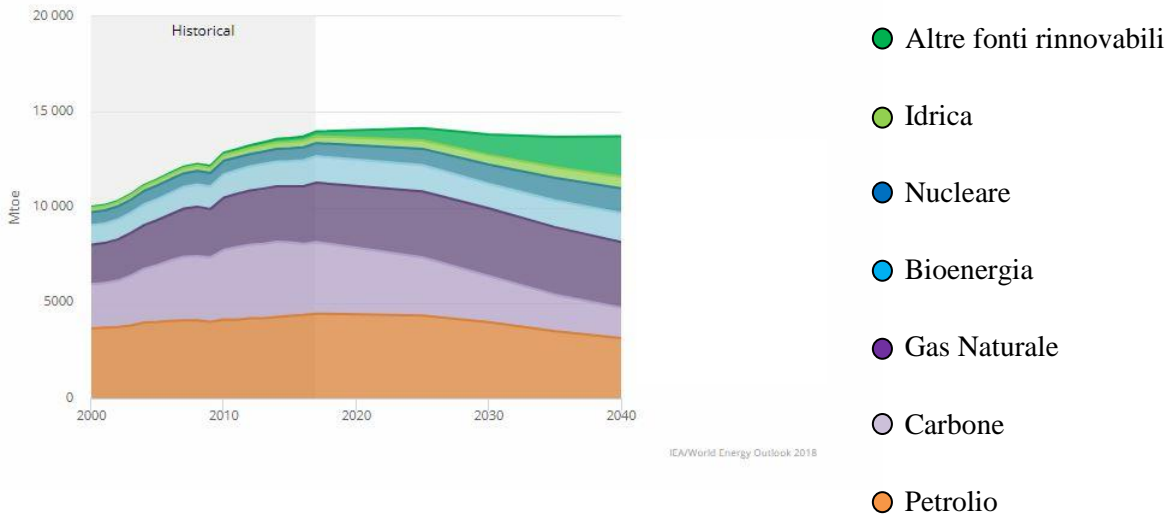
- L' NPS "Scenario delle nuove politiche" che incorpora le politiche esistenti e fa una valutazione dei risultati che derivano dall' attuazione delle intenzioni politiche annunciate.

- L' SDS "Scenario di sviluppo sostenibile" dove si delinea un approccio integrato al raggiungimento degli obiettivi concordati a livello internazionale sul cambiamento climatico, sulla qualità dell'aria e sull' accesso universale all'energia moderna.

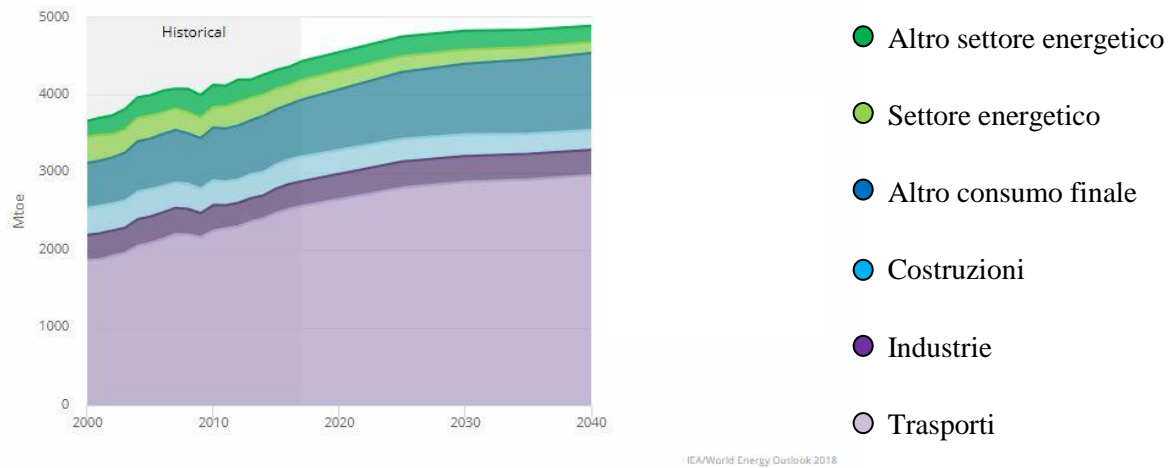
Domanda Totale di energia primaria (Mtep) mondiale - Scenario NPS



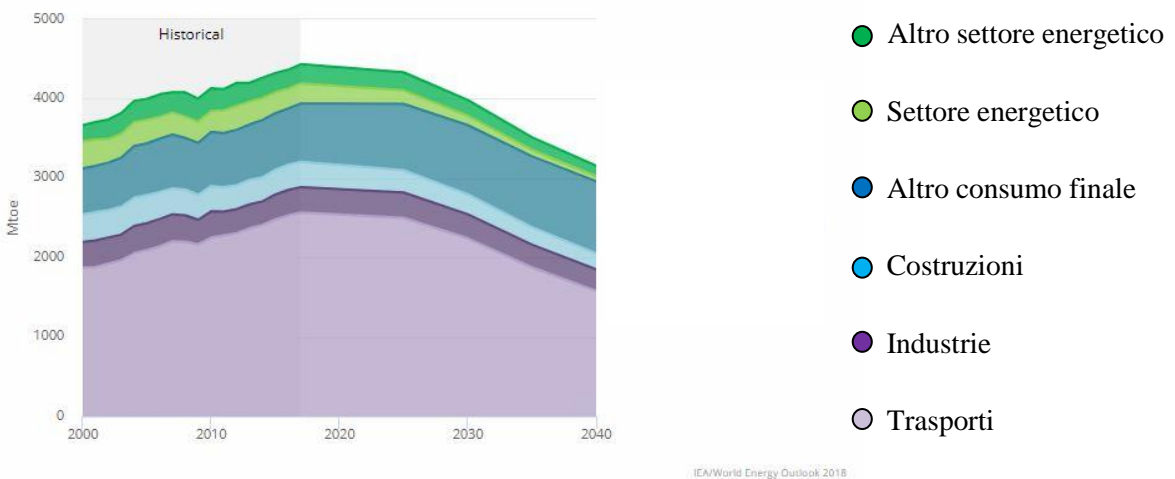
Domanda Totale di energia primaria (Mtep) mondiale - Scenario SDS



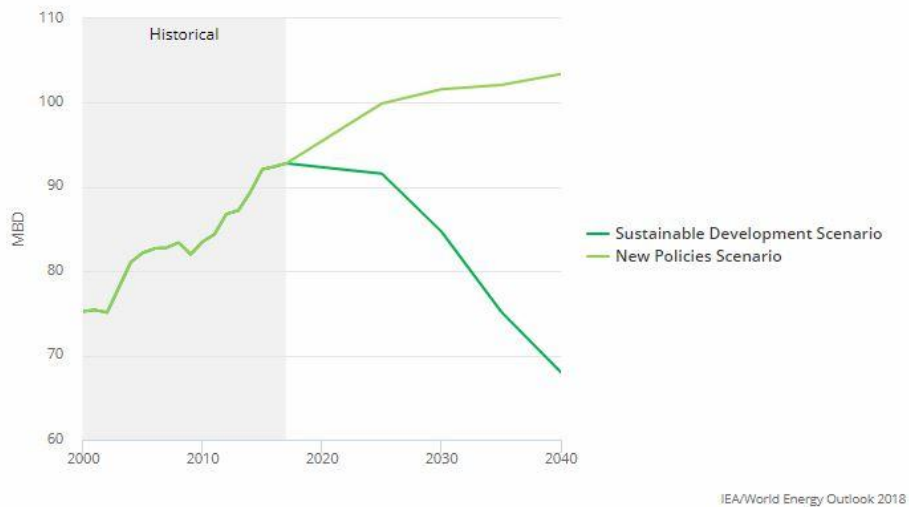
Domanda mondiale di petrolio (Mtep) - Scenario NPS



Domanda mondiale di petrolio (Mtep) - Scenario SDS



Produzione petrolifera mondiale (MBD) - Scenario NPS e SDS a confronto



Possiamo dire che il mondo dell'energia è in piena trasformazione: la ripresa della produzione petrolifera statunitense, il calo dei costi delle rinnovabili, i profondi cambiamenti energetici della Cina assieme a un processo di elettrificazione robusto e costante, stanno ridefinendo velocemente le sorti del Pianeta. Al punto da far intravedere, nei prossimi 25 anni, un deciso cambiamento di paradigma a favore di green energy e gas naturale.

La domanda di energia

Nel nuovo scenario IEA, il fabbisogno energetico globale è destinato ad aumentare del 30% fino al 2040, soprattutto a causa dei paesi emergenti (in primis Cina e India).

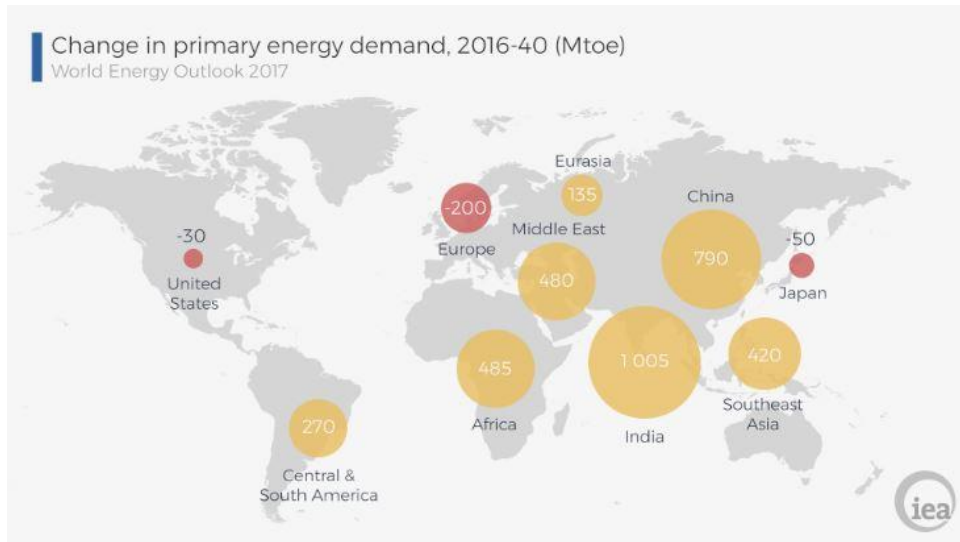


Figura: Come cambierà nel 2040, rispetto al 2010, la domanda di energia nel mondo. (Valori in Milioni di tonnellate equivalenti di petrolio, fonte: iea.org).

Il solare sta avanzando nei mercati energetici mondiali, in quanto fonte sempre più economica. I veicoli elettrici stanno progredendo velocemente grazie al sostegno pubblico e alla diminuzione dei costi delle batterie, ma la sostituzione del petrolio è ancora lontana.

Gli Stati Uniti diventano leader per la produzione di petrolio e gas per decenni, il che rappresenta un grande sconvolgimento per le dinamiche del mercato internazionale.

Fonti fossili

Il capitolo carbone è prossimo all'archiviazione: nel 2040 si prevede l'aggiunta di altri 400 GW alla rete, ossia meno della metà della crescita registrata dal 2000 al 2017. La domanda petrolifera continuerà a crescere ma perderà slancio, mentre l'uso del gas naturale aumenterà del 45% al 2040. In questo contesto, i riflettori vanno puntati sugli Stati Uniti. La ripresa dell'industria americana degli scisti farà degli USA la prima potenza mondiale nel settore del petrolio e del gas.

Energie rinnovabili

Il calo dei costi tecnologici, unitamente ai nuovi meccanismi di supporto, sta spianando la strada alle green energy. Il comparto catturerà i due terzi degli investimenti globali nelle centrali elettriche fino al 2040. In questa stessa data le rinnovabili copriranno il 40% del mix produttivo mondiale.

La rapida diffusione del fotovoltaico, guidata da Cina e da India, farà sì che diventi la più grande fonte di capacità rinnovabile. Nell'Unione europea, l'energia pulita rappresenterà l'80% della nuova capacità. Ma sarà l'eolico, fin dal 2030 a vestire i panni di principale fonte elettrica del Vecchio Continente.

Per risolvere i problemi energetico e ambientale si stanno seguendo, quindi, due strade principali:

lo sviluppo delle fonti rinnovabili e l'efficienza energetica. Per efficienza energetica si intende un uso più razionale dell'energia, che garantisca dei maggiori risparmi di energia primaria.

È proprio in quest'ottica di risparmio che s'inserisce il concetto di cogenerazione, ossia il processo di produzione contemporanea di energia elettrica ed energia termica, che ha quindi l'obiettivo di arrivare ad un miglior sfruttamento dell'energia contenuta nel combustibile, cominciando ad eliminare gli sprechi energetici subito a monte del problema, a partire quindi dalla produzione.

La cogenerazione è già un'opzione produttiva fortemente consolidata in molti ambiti industriali e risulta avere ottime prospettive di sviluppo potendo arrivare ad assumere un peso ancora più rilevante in termini percentuali nella produzione energetica nazionale. Altri settori dove la cogenerazione offre sicuramente ampi margini di sviluppo sono quello residenziale e quello terziario.

La grande cogenerazione, però, a causa dei bassi carichi delle singole utenze residenziali e terziarie e alle oggettive difficoltà ed elevati costi nel realizzare reti di distribuzione del calore sufficientemente estese, non risulta adatta a soddisfare la richiesta del settore residenziale e terziario. È qui che nasce il concetto di piccola

cogenerazione e microcogenerazione, costituite da piccoli e micro impianti ubicati presso le utenze.

Inoltre, una strategia per ridurre l'impatto ambientale, è quella che prevede la minimizzazione del fabbisogno energetico degli edifici.

Nasce, così, un nuovo concetto di edificio, ossia il near Zero Energy Building (NZEB), vale a dire "un edificio ad altissima prestazione energetica, il cui fabbisogno energetico dovrebbe essere coperto in misura molto significativa da energia da fonti rinnovabili".

Lo studio dei NZEB è fondamentale perché la domanda energetica degli edifici è destinata ad aumentare in tutti i settori. Ad esempio, in UE gli edifici commerciali e residenziali richiedono circa il 40 % dell'energia primaria globale della comunità europea e producono il 36 % delle emissioni di CO₂.

Il lavoro di tesi mette in relazione gli impianti di cogenerazione e trigenerazione con gli edifici NZEB e vuole risultare una "Guida" che evidenzia i vari passaggi per la realizzazione di un impianto di cogenerazione e trigenerazione.

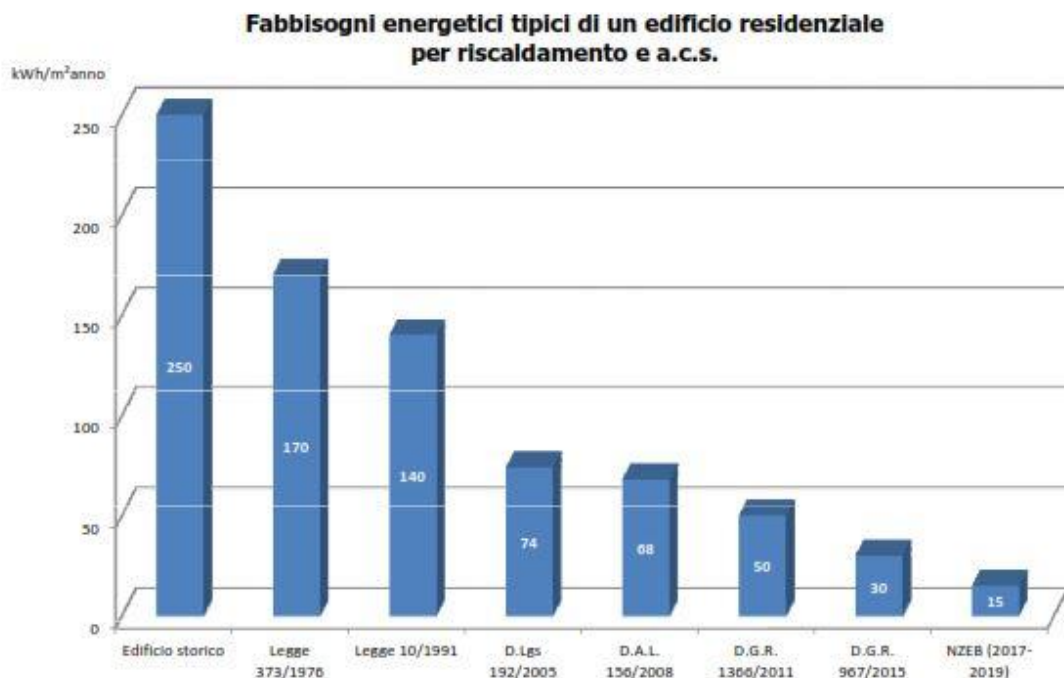
Lo scopo è quello di valutare se l'impianto trigenerativo offre dei migliori risultati in termini energetici e ambientali rispetto a quello tradizionale e se esso risulta economicamente conveniente per le singole utenze in edifici Nzeb.

Il funzionamento di tali impianti è simulato tramite studi di fattibilità che calcolano il consumo energetico, risparmio economico e le emissioni evitate, partendo dai diagrammi di carico elettrico e termico dell'edificio Nzeb preso in analisi.

CAPITOLO 1 Nzeb: Stato dell'arte

La necessità di costruire edifici energeticamente efficienti si è affermata già negli ultimi decenni del secolo scorso, in conseguenza della crisi energetica degli anni '70. È proprio in quel periodo che si è definito il concetto di sviluppo sostenibile e diffusa la sensibilità al tema del risparmio energetico.

Dagli anni Settanta ad oggi si è fatta molta strada e con le nuove normative si è arrivati ad ultime definizioni sul tema, con l'obbligo di costruire, dal 2021, solo edifici a energia quasi zero.



Secondo direttiva 2010/31/ue : indicatore numerico del consumo di energia primaria espresso in kWh/m² anno per gli edifici a energia quasi zero. Tutti gli immobili, anche quelli non residenziali, vengono classificati secondo i kWh/mq anno.

In media, considerando il patrimonio edilizio esistente, costruito per la maggior parte senza particolari tecniche di risparmio energetico, il consumo per riscaldamento e acqua calda varia attualmente tra i 200 ed i 400 kWh/mq anno. Gli edifici nZEB dovrebbero raggiungere un livello molto più basso almeno 30 kWh/mq anno.

Nzeb (near zero energy building)

Definizione data dalla DIRETTIVA EUROPEA 2010/31/UE “Edifici ad altissime prestazione energetica, in cui il fabbisogno energetico molto basso o quasi nullo dovrebbe essere coperto in misura molto significativa da energia da fonti rinnovabili, compresa l’energia da fonti rinnovabili prodotta in loco o nelle vicinanze.”

La direttiva EPBD dispone che, a partire dal 31 dicembre 2020, tutte le nuove costruzioni dovranno essere edifici NZEB (2018 gli edifici di nuova costruzione da enti pubblici e di proprietà di questi ultimi.)

Cosa sono gli NZEB

Il termine NZEB, acronimo di Nearly Zero Energy Building, viene utilizzato per definire un edificio il cui consumo energetico è quasi pari a zero. Gli NZEB, quindi, sono edifici ad elevatissima prestazione che riducono il più possibile i consumi per il loro funzionamento e l’impatto nocivo sull’ambiente. Questo vuol dire che la domanda energetica per riscaldamento, raffrescamento, ventilazione, produzione di acqua calda sanitaria ed elettricità è davvero molto bassa. Il termine NZEB è stato utilizzato per la prima volta nel pacchetto di Direttive Europee EPBD (Energy Performance Building Directions), pubblicato ormai nove anni fa. Gli stati membri hanno successivamente dovuto impegnarsi nell’introduzione di normative nazionali che promuovessero la realizzazione di edifici energeticamente efficienti.

La normativa di riferimento

Le Direttive Europee EPBD del 2010 (2010/31/UE) davano indicazioni in merito dei termini ultimi, oltre i quali tutti gli edifici di nuova costruzione dovranno essere NZEB, nello specifico il 2021 per l'edilizia privata e il 2018 per quella pubblica. Inoltre, le direttive contengono la definizione di NZEB, ma lasciano ad ogni stato la libertà di individuare in particolare quali caratteristiche definiscono tale una costruzione e come la si deve realizzare.

Questa possibilità di caratterizzazione ha permesso di tenere in considerazione tradizioni e specificità locali. Ogni stato membro ha quindi recepito le direttive, emanando una normativa che governasse la materia.

In Italia il tema dell'efficienza energetica è stato introdotto dal D.lgs. 192/2005, poi modificato dal D.L. 63/2013, divenuto L. 90/2013 per integrare alcuni aspetti richiesti dalle EPBD che ancora mancavano. Questa legge tratta, quindi, di efficienza energetica e integrazione nel sito di fonti rinnovabili per la produzione di energia.

Ma è servito un ultimo intervento normativo per un approccio più completo al tema, che ha visto l'entrata in vigore del DM 26 giugno 2015 "Applicazione delle metodologie di calcolo delle prestazioni energetiche e definizione delle prescrizioni e dei requisiti minimi degli edifici". Nel decreto sono definite le caratteristiche che un edificio deve rispettare, dei requisiti prestazionali minimi, per essere un edificio a energia quasi zero.

Parallelamente ai lavori europei e nazionali per la redazione normativa, ci sono stati impegni locali che hanno introdotto standard e protocolli con la massima attenzione nei confronti dell'efficienza energetica. Esempi italiani sono quello di CasaClima e la certificazione PassivHaus.

La nuova Direttiva 2018/844

La direttiva (UE) 2018/844, pubblicata il 19 giugno in Gazzetta Ufficiale dell'Unione Europea e datata 30 maggio 2018, modifica la [direttiva 2010/31UE](#) sulla prestazione energetica nell'edilizia (EPBD) e la direttiva 2012/27/UE sull'efficienza energetica (DEE), ma non modifica direttamente l'articolo 9 della EPBD sugli edifici a energia quasi zero bensì punta a incentivarne la realizzazione attraverso le nuove strategie di ristrutturazione e l'estensione dell'ambito tecnologico (intelligenza, flessibilità, comportamento degli utenti e reti).

Il provvedimento, risultato della negoziazione del pacchetto di misure Clean Energy for all Europeans, pubblicato nel novembre 2016 dalla Commissione, rafforza e semplifica le disposizioni vigenti e mira a raggiungere gli obiettivi dell'Unione per l'energia e il clima al 2030.

Tra le finalità della nuova Direttiva:

- Integrare e rendere più efficaci le strategie di ristrutturazione degli immobili a lungo termine per un settore edile idealmente de-carbonizzato e un parco di edifici a energia quasi zero al 2050, mobilitando nuovi investimenti.
- Incoraggiare l'uso delle tecnologie informatiche ai fini dell'efficienza, del comfort e della flessibilità degli edifici.
- Promuovere forme alternative di trasporto in una visione più olistica della pianificazione urbana.
- Integrare i dati già disponibili in virtù dei registri delle ispezioni degli impianti e degli Attestati di Prestazione Energetica (APE) anche attraverso le nuove tecnologie informatiche, contatori intelligenti e sistemi di automazione e controllo degli edifici.
- Accrescere il ruolo dei consumatori, informandoli e proteggendoli dalla povertà energetica (A.3) e rendendoli partecipi di meccanismi responsivi che riducano costi e consumi e giovino alla rete.

-Considerare i benefici multipli degli interventi di ristrutturazione, compresi la salubrità, il comfort termico e visivo, la sicurezza sismica.

In ragione del fatto che la Direttiva 2010/31/UE sulla prestazione energetica nell'edilizia ha avuto un impatto di rilievo sul nuovo costruito piuttosto che sull'esistente, si trasferiscono dalla Direttiva 2012/27/UE sull'efficienza energetica, rafforzandole, le prescrizioni in materia di strategia a lungo termine per il recupero degli edifici esistenti. Tale trasferimento di competenze dovrebbe permettere di meglio coordinare gli aspetti tecnici, inerenti per esempio la ristrutturazione profonda e di mercato.

Le strategie nazionali di ristrutturazione dovranno mostrare obiettivi chiari, misurabili tramite opportuni indicatori, e includere una tabella di marcia con tappe indicative per il 2030, il 2040 e il 2050.

Per sostenere la mobilitazione degli investimenti, gli stati membri dovranno facilitare l'accesso a meccanismi appropriati per ridurre il rischio percepito.

Viene raccomandata la predisposizione di strumenti di consulenza accessibili e trasparenti quali "sportelli unici" (one-stop-shop) (A2.) che guidino consumatori e investitori sulle modalità progettuali, esecutive e sugli strumenti finanziari disponibili alleviando, al contempo, le lungaggini burocratiche. Servizi integrati di questo tipo sono stati già sviluppati da diversi consorzi, internazionali e nazionali.

Per favorire la transizione verso un patrimonio ad alta efficienza energetica, la Commissione diffonderà le migliori prassi riguardanti sistemi efficaci di finanziamento pubblico e privato nonché l'aggregazione di progetti di ristrutturazione su piccola scala.

Per quanto attiene alle politiche per stimolare ristrutturazioni degli edifici profonde ed efficaci in termini di costi, spesso ottenibili solo per fasi successive, si accenna all'introduzione di un sistema facoltativo di "passaporto per la ristrutturazione" (Building Renovation Passport) dell'edificio. Si tratta di un documento, già introdotto in Vallonia (Belgio), Francia e Germania che evidenzia, per il singolo edificio e dopo un'opportuna diagnosi energetica, un piano di azione per ottenere consistenti risparmi energetici nel lungo termine (15-20 anni) tramite una specifica sequenza di interventi di

ristrutturazione. Il Piano tiene conto della disponibilità economica del proprietario e degli incentivi finanziari disponibili.

Del tutto innovativa la promozione di edifici intelligenti menzionati per la prima volta nella Direttiva, che apre a nuove opportunità in termini di efficienza, comfort e flessibilità. L'installazione di sistemi di automazione e controllo (Building & Automation Control System - BACS) è prescritta sia nel nuovo costruito che nell'esistente per migliorare efficienza e sicurezza degli stessi sistemi tecnici.

È inoltre previsto (per fine 2019) un sistema comune europeo facoltativo che definirà un nuovo "indicatore della predisposizione all'intelligenza" (Smart Readiness Indicator)(A1.) degli edifici. L'indicatore valuterà la capacità degli edifici di utilizzare le nuove tecnologie per adattarsi alle esigenze dell'occupante, interagire con la rete energetica e ottimizzare funzionamento e manutenzione.

Il nuovo provvedimento sostiene inoltre l'innovazione del settore della mobilità: per questo indica l'utilizzo dei regolamenti edilizi per introdurre requisiti mirati e stabilisce l'installazione d'infrastrutture di ricarica nel caso di costruzione di edifici nuovi e di ristrutturazione importante che prevedono interventi sui parcheggi e sulla rete elettrica. Si appella inoltre agli stati membri affinché promuovano una pianificazione urbana olistica e modalità di trasporto alternative.

In futuro i nuovi sistemi di automazione e controllo, capaci di monitorare, registrare, analizzare e adeguare i consumi, dovrebbero via via sostituire le ispezioni degli impianti tecnici per il riscaldamento e il condizionamento dell'aria, soprattutto nei grandi edifici non residenziali e nei grandi condomini residenziali dove l'ammortamento dell'installazione dei BACS è stimato inferiore a tre anni. Per i Paesi, come l'Italia, che hanno già instaurato sistemi di ispezione periodica, viene ritenuta comunque opportuna l'applicazione della misura anche per gli impianti di riscaldamento e condizionamento d'aria di dimensione più contenute.

Nella proposta si ribadisce inoltre l'importanza della formazione e della qualificazione degli operatori edili ai fini della migliore prestazione del patrimonio.

Misure ad hoc sarebbero quindi da includere nella prossima strategia di ristrutturazione a lungo termine nonché nell'ambito dell'assicurazione di qualità in lavori finanziati da incentivi pubblici.

Tra le principali modifiche e integrazioni alla EPBD:

- Si estende la definizione di impianti tecnici (con modifiche alle definizioni di sistema di riscaldamento e generatore di calore), comprendendo i sistemi di automazione e controllo degli stessi. Si forniscono nuove definizioni per “impianto di riscaldamento” e “generatore di calore”.

- Si introduce un nuovo articolo Art. 2 bis – Strategia di ristrutturazione a lungo termine, trasferito dalla Direttiva Efficienza Energetica (articolo 4, Ristrutturazione di immobili) e apprezzabilmente integrato con la prescrizione di nuovi approcci e strumenti atti a promuovere la ristrutturazione profonda del patrimonio immobiliare esistente e con un nuovo focus sui segmenti del parco immobiliare meno performante e sui consumatori in condizioni di povertà energetica. La strategia potrà essere usata da ciascun paese per far fronte ai rischi sismici che interessano il patrimonio da ristrutturare e la durata degli edifici. Sono raccomandati sportelli unici (one-stop-shop) di guida a consumatori e investitori nonché un migliore accesso a meccanismi per l'aggregazione dei progetti e la riduzione dei rischi dell'investimento in efficienza energetica. Le strategie dovranno inoltre riferire sulle iniziative nazionali in materia di promozione delle tecnologie intelligenti e di formazione professionale nel settore edile ed energetico. È inoltre previsto che ogni stato membro sottoponga la strategia a una consultazione pubblica prima della presentazione alla Commissione Europea e stabilisca le modalità di consultazione in fase di attuazione della stessa. La strategia a lungo termine in corso dovrà essere accompagnata dai dettagli operativi.

Si raccomanda inoltre un sistema di passaporto dell'edificio volontario che favorisca le ristrutturazioni profonde anche per fasi successive. A tal fine, prima del 2020, la Commissione concluderà lo studio di fattibilità di uno schema di passaporto facoltativo di ristrutturazione degli edifici complementare agli attestati di prestazione energetica. Inoltre la Commissione si impegna a diffondere le migliori pratiche di finanziamento e aggregazione di progetti per la ristrutturazione energetica del patrimonio esistente.

- Sono aggiornate (Articolo 8 EPBD) le prescrizioni sugli impianti tecnici per l'edilizia tenendo conto della definizione riveduta (di cui sopra) e introducendo un indicatore di predisposizione degli edifici all'intelligenza. In occasione di installazione, sostituzione o miglioramento degli impianti, l'analisi della nuova prestazione energetica della parte o dell'intero sistema modificati dovrà essere disponibile presso i proprietari ai fini della verifica di conformità ai requisiti minimi e per il rilascio dell'APE. Viene richiesta l'installazione di dispositivi di autoregolazione della temperatura interna nei nuovi edifici e, in quelli esistenti, in occasione della sostituzione dei generatori di calore, fermo restando, per entrambi i casi, il principio di fattibilità tecnica e convenienza economica. Nel caso di edifici nuovi o di ristrutturazione importante si richiede l'installazione di infrastrutture per l'elettromobilità (punti di ricarica o predisposizione di infrastrutture di canalizzazione, a seconda del numero di posti auto, della destinazione d'uso dell'edificio e della collocazione del parcheggio. Opportune deroghe si applicano, ad esempio, in caso di collocazione in regioni ultraperiferiche o in ragione dei costi. In fase di pianificazione urbana e edilizia gli stati membri sono comunque tenuti a considerare la mobilità dolce e a prevedere misure per semplificare l'installazione di punti di ricarica, adoperandosi per semplificarne gli aspetti procedurali e autorizzativi. Entro il 1/1/2025 gli stati membri dovranno stabilire i requisiti per il numero minimo di punti di ricarica afferenti agli edifici non residenziali con più di 20 posti auto.

- Per quanto attiene gli incentivi finanziari e le barriere di mercato (Articolo 10 dell'EPBD), si richiede di collegare le misure finanziarie per la ristrutturazione degli edifici al risparmio energetico perseguito o conseguito confrontando gli attestati di prestazione energetica rilasciati prima e dopo la ristrutturazione, in base a una diagnosi energetica preliminare o in base a altri requisiti di qualità legati ai materiali/tecnologie utilizzati e alla qualificazione degli installatori. Raccomandato inoltre un più esteso ed ottimale uso dei catasti dei certificati energetici per il monitoraggio e la valutazione delle politiche nazionali nonché l'accessibilità dei dati aggregati ai fini di statistica e ricerca. Tra i dati che dovranno essere contenuti negli APE quelli dei consumi, calcolati o misurati, con particolare riferimento agli edifici pubblici. Le linee guida sulla certificazione energetica 2015 in Italia anticipano di fatto tali requisiti, sia per quanto attiene l'indicatore sui consumi (calcolati) nell'APE, sia per l'istituzione di un sistema informativo dei certificati energetici nazionale (il SIAPE gestito da ENEA) ai fini

dell'analisi, dell'orientamento delle politiche e della comunicazione dei dati aggregati al pubblico.

- Ridimensionato l'obbligo di ispezione periodica degli impianti per il riscaldamento e il condizionamento d'aria degli edifici (Articoli 14 e 15 EPBD) a quelli con potenza nominale minima utile > 70 kW. Si prescrive agli stati membri la predisposizione dei requisiti per la dotazione di BACS, sistemi di automazione e controllo, nei grandi edifici non residenziali (con potenza nominale minima utile > 290 kW) entro il 2025. Tali edifici, così come quelli residenziali attrezzati con funzionalità di monitoraggio e regolazione dei sistemi tecnici, saranno esentati dall'obbligo di ispezione.

- È prevista una nuova revisione della direttiva EPBD entro il 1° gennaio 2026. In tale occasione la Commissione considererà approcci integrati di distretto, come ad esempio la prescrizione di sistemi di ristrutturazione globale su più edifici.

Gli stati membri dovranno recepire le nuove prescrizioni della direttiva 2018/844 entro il 10 marzo 2020.

Approfondimenti EPBD

(A1.) Lo Smart Readiness Indicator

La diffusione di tecnologie informatiche nel settore edile può contribuire alla riduzione dei consumi energetici e delle emissioni di gas climalteranti, nonché a una maggiore interazione tra edifici e altri componenti del sistema energetico. Uno dei principali punti della proposta di modifica dell'EPBD è quello di sfruttare al meglio le cosiddette tecnologie intelligenti.

Si stima che l'introduzione di tecnologie intelligenti favorirà l'interoperabilità degli edifici con le reti elettriche, le reti di teleriscaldamento e le infrastrutture di mobilità elettrica, nonché l'ottimizzazione di comunicazione, controllo e trasmissione di dati e segnali, facilitando l'introduzione di nuovi operatori nel mercato energetico quali soggetti "aggregatori della domanda". Inoltre un più esteso utilizzo delle tecnologie intelligenti dovrebbe consentire notevoli risparmi energetici ed economici nella gestione

degli edifici e, allo stesso tempo, migliorare il comfort degli utenti adattando la gestione degli impianti alle esigenze degli stessi.

La EPBD modificata introduce quindi, nella definizione di sistemi tecnici per l'edilizia (articolo 2), i sistemi di automazione e controllo in quanto tecnologie e servizi che contribuiscono al funzionamento sicuro, economico ed efficiente degli stessi sistemi tecnici. Come detto, l'articolo 8 prevede che, entro il 31 dicembre 2019, la Commissione adotti un atto delegato che istituisce un sistema comune europeo facoltativo per valutare la smart readiness degli edifici, ovvero la capacità di adattare il proprio funzionamento alle esigenze sia dell'occupante sia della rete, e di migliorare l'efficienza energetica e la prestazione complessiva. In particolare il sistema definirà un nuovo indicatore della predisposizione all'intelligenza dell'edificio (Smart Readiness Indicator - SRI) e una metodologia per calcolarlo. Entro la stessa data la Commissione specificherà le modalità tecniche e la tempistica per l'attuazione del nuovo indicatore (non vincolante) negli stati membri e chiarirà la complementarità dell'indicatore rispetto al sistema degli attestati di prestazione energetica.

L'SRI è destinato a una facile comprensione da parte del consumatore nel valutare la capacità tecnologica degli edifici a interagire con i loro occupanti in una logica demand-response e con le infrastrutture energetiche (a livello di distretto) al quale l'edificio è connesso. Il nuovo indicatore potrebbe quindi costituire un incentivo all'integrazione di soluzioni tecnologicamente avanzate basate su sistemi ITC per l'efficienza energetica negli edifici. Queste possono sia consentire condizioni abitative più sane e confortevoli, sia facilitare l'integrazione con impianti di generazione distribuita alimentati da fonte rinnovabile.

Per la definizione e l'implementazione della metodologia di calcolo dello SRI, nel 2017 la Commissione Europea ha affidato uno studio concluso il 2018:

hanno già contribuito, con review e commenti, svariati stakeholder internazionali, anche Italiani. Ai diversi incontri con gli stakeholder hanno partecipato circa 100 rappresentanti di enti, associazioni e multinazionali nel settore degli impianti tecnici e della building automation. Lo studio, condotto da un consorzio capitanato dall'istituto belga di ricerca VITO, ha già prodotto un catalogo di servizi intelligenti, capaci di

15232-1:2017; per i sistemi di controllo dell'illuminazione si è fatto riferimento alla CEN/CENELEC Smart House Roadmap (2010); per la generazione locale di energia e il Demand Side Management il principale riferimento è stata la Smart Grid Standardization Roadmap (IEC 2010).

Per quanto finora definito nello studio citato l'indicatore di predisposizione all'intelligenza misurerà la capacità dell'edificio a:

- Adeguarsi ai bisogni di comfort degli occupanti e renderli più attivi nel controllo dei propri consumi e/o produzione di energia, per esempio attraverso sistemi di gestione del riscaldamento basati su rilevatori di presenza e di visualizzazione dei consumi stessi.
- Facilitare manutenzione e corretto funzionamento dell'edificio, ad esempio attraverso sistemi che rilevino la necessità di riparazione o l'uso di sensori di CO₂ per l'incremento di ventilazione.
- Adattarsi in risposta alla situazione della rete energetica, ad esempio in periodi di domanda particolarmente elevata o fornendo alla rete elettrica dati su flessibilità dell'edificio e consumi attesi.

Inoltre nel catalogo, comuni a quelli tipici delle smart city, vi sono servizi, dispositivi e "App" connessi alla gestione dell'energia e disponibili a prezzi competitivi sul mercato, che consentono di monitorare e controllare, per esempio, consumi di elettricità e gas, ma anche dati sul benessere e il comfort. A tale riguardo, prima del 2020, la Commissione Europea concluderà uno studio di fattibilità per l'istituzione di regimi d'ispezione di impianti autonomi di ventilazione.

(A2.) One-stop-shop per la riqualificazione energetica degli edifici: le esperienze italiane

Le attuali misure implementate a livello nazionale puntano molto sulla riqualificazione energetica dei condomini privati. Questo ambito trova la maggior difficoltà nello sbloccare la domanda, non solo per la scarsa consapevolezza dei molteplici benefici legati all'efficienza energetica delle abitazioni, ma anche per le diversità culturali e economiche dei proprietari che rendono difficile raggiungere una decisione comune

sugli interventi di riqualificazione finalizzati al risparmio energetico ed alla rivalutazione del patrimonio edilizio.

Obiettivo di uno one-stop-shop è inizialmente proprio quello di coinvolgere tutti i proprietari, al fine di aumentare la domanda di riqualificazione energetica nel settore edile e soddisfarla con un appropriato pacchetto di finanziamento. Per mettere in piedi un servizio di one-stop-shop è assolutamente necessaria la figura del “facilitatore” dell’efficienza energetica negli edifici, che sia in grado di garantire un ruolo super partes sia nei confronti dei consumatori che nei confronti dei soggetti finanziari.

A livello nazionale alcuni progetti propongono già questi servizi.

In Italia si sta lavorando sul progetto europeo Sharing Cities che ha l’obiettivo di dimostrare i benefici del concetto di “smart city” e di spiegare quali soluzioni intraprendere per realizzare nelle città la transizione energetica a bassa produzione di CO₂. Tra le varie azioni è inclusa anche quella di riqualificazione energetica degli edifici, che in Italia è stata realizzata nella città di Milano e dove il Comune ha supportato una attività di one-stop-shop locale conseguendo concreti risultati.

(A.3) La povertà energetica in Italia

Le cause principali della povertà energetica sono legate a una complessa interazione tra basso reddito, inadeguata efficienza energetica nelle abitazioni e costi dell’energia, tutti temi che si innestano all’interno del dibattito sulla lotta contro il cambiamento climatico e la lotta contro la povertà.

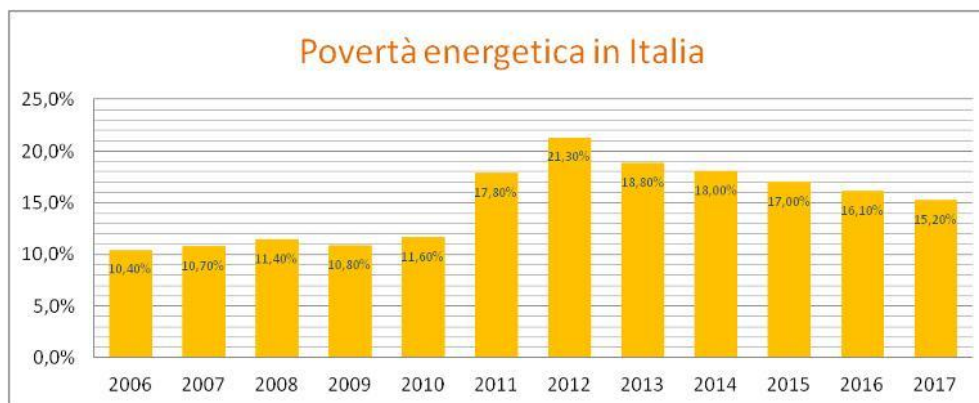
La povertà energetica è un problema presente nell’agenda politica di molti Paesi europei e rappresenta uno degli obiettivi chiave del pacchetto Clean Energy for All Europeans, in cui si enfatizza il ruolo dell’efficienza energetica nel contrastare il fenomeno. La Commissione Europea stima che il miglioramento dell’efficienza energetica negli edifici possa contribuire a far uscire dalla condizione di povertà energetica un numero di nuclei familiari che va dai 515.000 a 3,2 milioni in Europa (su un totale di 23,3 milioni di famiglie in povertà energetica). In questa direzione lavora l’European Energy Poverty Observatory, varato a gennaio del 2018, che ha sviluppato una piattaforma per la

condivisione di dati, esperienze e metodi ad oggi realizzati e testati, al fine di favorire un lavoro di sinergia e di analisi per elaborare una strategia efficace contro il fenomeno.

Una delle prime questioni da affrontare è quella dell'armonizzazione del linguaggio a livello europeo: l'assenza di una definizione comune di povertà energetica rende ancor più difficile stabilire un approccio condiviso, così come la realizzazione di linee guida e requisiti più specifici, nella consapevolezza che le barriere tecniche e non tecniche tradizionalmente riconosciute per l'adozione di strumenti di efficienza energetica si vanno solitamente ad accentuare nel caso in cui riguardano famiglie a basso reddito.

Nella Strategia Energetica Nazionale si evidenzia la necessità di stabilire a livello comunitario una "misura ufficiale" della povertà energetica, intesa quale difficoltà di acquistare un paniere minimo di beni e servizi energetici, ovvero alternativamente, in un'accezione di vulnerabilità energetica, quando l'accesso ai servizi energetici implica una distrazione di risorse (in termini di spesa o di reddito) superiore a un livello socialmente accettabile. Questa definizione inquadra il problema in un'ottica multidimensionale, prescindendo dal solo riscaldamento domestico e identificando una condizione molto più complessa in cui si prova ad elaborare a una serie di strategie efficaci, che riguardano non soltanto altri usi energetici all'interno dell'abitazione, ma anche i trasporti e, più in generale, la vita sociale di diversi segmenti della popolazione: famiglie monoreddito, anziani, giovani in attesa di impiego, disoccupati.

La SEN ha adottato un indicatore per la valutazione dell'incidenza della povertà energetica in Italia, considerando congiuntamente tre elementi: la presenza di un livello elevato della spesa energetica; un ammontare della spesa complessiva (al netto delle spese energetiche) inferiore alla soglia di povertà relativa; un valore nullo per l'acquisto di prodotti per il riscaldamento per le famiglie con una spesa complessiva inferiore alla mediana. Adottando tale metrica, in media circa l'8 per cento delle famiglie (pari a 2,1 milioni) si è trovato in uno stato di povertà energetica negli ultimi venti anni, con un picco dell'8,5% nel 2016 a livello nazionale, e un'incidenza del 14% nelle regioni del Sud. Da notare come il valore medio nazionale si posiziona ben al di sotto della stima della Commissione Europea, pari a oltre il 17%, dato cui corrispondono 4,4 milioni di famiglie italiane.



Misure delle famiglie italiane in povert  energetica (% sul totale), anni 2006-2017

L'azione concertata per la Direttiva EPBD

L'azione Concertata EPBD (Concerted Action EPBD – CA-EPBD)   un progetto finanziato dal programma di ricerca Horizon 2020 e rivolto a tutti gli stati membri dell'Unione Europea e alla Norvegia, per sostenerli nella trasposizione e attuazione della Direttiva sulla prestazione energetica degli edifici, attraverso lo scambio di buone pratiche e di idee tra esperti nazionali appartenenti a ministeri e/o enti coinvolti nel processo, che hanno pertanto avuto modo di partecipare attivamente al dibattito internazionale sui diversi temi introdotti dalla nuova Direttiva.

Nell'ambito dei lavori della CA-EPBD, ENEA   stata direttamente coinvolta nell'organizzazione di sessioni e nei lavori circa l'uso dei catasti degli attestati di prestazione energetica (APE) e delle ispezioni degli impianti, l'integrazione delle suddette banche dati ai fini del monitoraggio dei risparmi e la valutazione delle politiche incentivanti, il coinvolgimento degli stakeholder e modelli di investimento per il recupero del patrimonio esistente e gli smart building, i one-stop shop e la povert  energetica nel nuovo articolo 2bis della EPBD modificata, l'approccio in pi  fasi (step-by-step) e il passaporto per la ristrutturazione profonda degli edifici, l'analisi delle complementarit  delle direttive efficienza energetica (DEE) e edifici (EPBD).

ENEA ha collaborato inoltre all'organizzazione dell'evento "Smart Buildings for a greener Europe: Emerging Policy and Practice" sulle politiche e le esperienze in materia di edifici intelligenti, in seguito alla pubblicazione della proposta di modifica della EPBD nel novembre da parte della Commissione nel Clean Energy Package 2016.

Gli NZEB in Italia

Nel nostro paese le caratteristiche di un Nearly Zero Energy Building (NZEB) sono stabilite dal Decreto 26 giugno 2015 requisiti minimi: sono considerati NZEB gli edifici, sia di nuova costruzione che esistenti, per cui sono contemporaneamente rispettati i requisiti prestazionali del decreto stesso e gli obblighi di integrazione delle fonti rinnovabili dettati dal Decreto Legislativo 28/2011.

Come transizione verso gli NZEB, per gli edifici di nuova costruzione o soggetti a ristrutturazione importante di 1° livello, il citato Decreto del 2015 fissa requisiti di prestazione in termini di energia primaria più severi del 15% rispetto ai precedenti standard e progressivamente più severi al 2017, 2019 e 2021. Oltre al limite complessivo sul consumo di energia primaria, lo standard NZEB italiano prevede il rispetto di altri requisiti minimi: gli indici di prestazione termica utile, da confrontare con i valori limite dell'edificio di riferimento, il coefficiente medio globale di scambio termico per trasmissione, l'area solare equivalente estiva per unità di superficie utile, i rendimenti degli impianti di climatizzazione invernale e estiva e di produzione dell'acqua calda sanitaria, i limiti sulle trasmittanze degli elementi disperdenti.

Nel 2017 l'ENEA ha avviato un Osservatorio nazionale NZEB che ha permesso di acquisire prime statistiche e informazioni su politiche, iniziative pubbliche e private di informazione e formazione e stato della ricerca nel settore. Da una prima stima, in base ai dati degli edifici NZEB certificati con APE in un campione di regioni (Lombardia, Piemonte, Abruzzo, Marche), gli NZEB costruiti in Italia nel biennio 2016-2017 secondo gli standard prescritti dal Decreto requisiti minimi sono circa 600, in grande maggioranza edifici di nuova costruzione (80%) e ad uso residenziale (88%).

Malgrado il numero ancora limitato si constata un rapido incremento di NZEB, anche per effetto di obblighi più stringenti e antecedenti rispetto alle scadenze del 2019 e 2021: in Lombardia la data è stata anticipata al gennaio 2016; in Emilia Romagna al 2017 per gli edifici pubblici e al 2019 per gli altri; nella provincia di Bolzano a partire dal 1° gennaio 2015 per gli edifici nuovi, secondo la normativa locale.

Dalle prime analisi emerge come la maggior parte di NZEB applichi un set ridotto di tecnologie: cospicuo isolamento di involucro, pompe di calore elettriche (per lo più aria-

acqua) e impianto fotovoltaico per la produzione di energia elettrica è la combinazione più frequente, con la variante della caldaia a condensazione abbinata a impianto solare termico per la produzione di acqua calda sanitaria.

Ricorrente, non solo per case passive o edifici monofamiliari, la tecnologia costruttiva in legno, che consente anche realizzazioni di strutture edilizie di dimensioni rilevanti con elevate prestazioni di involucro e tempi di montaggio ridotti.

Riguardo ai costi, in assenza di un approccio nel ciclo di vita dell'edificio, i tempi di ritorno dell'investimento in NZEB sono in molti casi più lunghi della vita utile dell'edificio, con costi iniziali estremamente elevati: si sono rilevati costi di 3.000-3.500€/m² per residenze monofamiliari e di circa 1.500 €/m² per edifici plurifamiliari.

Con il DLgs 102/2014 il Governo italiano ha stabilito un quadro di misure per la promozione e il miglioramento dell'efficienza energetica che concorrono al conseguimento dell'obiettivo nazionale di risparmio energetico fissato al 2020 (riduzione dei consumi di energia primaria di 20 milioni di tonnellate equivalenti di petrolio (Mtep) l'anno, pari a 15,5 Mtep di energia finale).

In particolare, con il DLgs 102/2014, emanato in attuazione della Direttiva 2012/27/UE, è stato attribuito un ruolo specifico alla comunicazione e alla formazione, ritenuti driver indispensabili per stimolare il mercato dell'efficienza energetica. E' stato pertanto dato incarico a ENEA di predisporre, coinvolgendo gli attori pubblici e privati del settore, un programma triennale di informazione e formazione, finalizzato a promuovere e facilitare l'uso efficiente dell'energia.

Il programma operativo 2017-2019, definito secondo quanto stabilito dall'articolo 13 del decreto e denominato "ITALIA IN CLASSE A", include azioni volte a:

“ a) sostenere, sensibilizzare ed incoraggiare le imprese e le PMI nell'esecuzione di diagnosi energetiche con successivi interventi nell'utilizzo degli strumenti incentivanti finalizzati all'installazione di tecnologie efficienti;

b) stimolare comportamenti dei dipendenti che contribuiscano a ridurre i consumi energetici della pubblica amministrazione;

c) educare gli studenti delle scuole di ogni ordine e grado ad un uso consapevole dell'energia;

d) sensibilizzare le famiglie, in particolare quelle che vivono in condomini, rispetto ai benefici delle diagnosi energetiche e rispetto ad un uso consapevole dell'energia;

e) favorire la partecipazione delle Banche e degli Istituti finanziari al finanziamento di interventi di miglioramento dell'efficienza energetica, anche attraverso la messa a disposizione di dati ed esperienze di partenariato pubblico-privato;

f) sensibilizzare le imprese e i clienti domestici sull'uso efficiente dell'energia anche attraverso la diffusione di informazioni sui meccanismi di incentivazione e le rispettive modalita' di accesso;

g) promuovere programmi di formazione per la qualificazione dei soggetti che operano nell'ambito dei servizi energetici, con particolare riferimento agli auditor energetici e agli installatori di elementi edilizi connessi all'energia.”

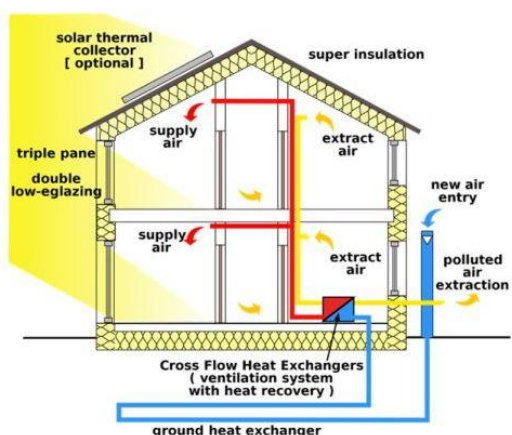
Come si costruisce un NZEB

Non esiste una vera e propria regola univoca per la costruzione di un edificio a energia quasi zero, ma piuttosto alcuni principi da rispettare per sviluppare un progetto che sia il più possibile efficiente.

In base al contesto ambientale e climatico, il primo passo è sempre quello di ricercare soluzioni passive che minimizzino la domanda energetica e quindi la necessità di intervento degli impianti meccanici. Per questo motivo è fondamentale studiare aspetti quali la forma, l'orientamento e le strutture dell'edificio, prendendo in considerazione fattori quali l'irraggiamento, i venti prevalenti, le temperature e gli ombreggiamenti.

Il calore deve essere captato il più possibile in inverno e fermato in estate, è importante garantire un buon livello di ventilazione naturale e di raffrescamento passivo, si deve avere un buon livello di illuminazione naturale e fare in modo che le dispersioni siano minime, con le giuste caratteristiche di isolamento degli elementi opachi e trasparenti.

E' chiaro che la casa ad energia quasi zero deve considerare le stagioni: in inverno dovrà sfruttare al massimo il calore del sole, massimizzare l'accumulo e garantire l'isolamento termico. Per assicurare un clima fresco in estate occorre schermare bene l'edificio, studiare la tecnica d'isolamento termico più performante e i sistemi di ombreggiamento. Fatto ciò, l'energia che rimane necessaria per il funzionamento dell'edificio può essere fornita da fonti rinnovabili.



Un esempio di struttura interna di una casa passiva: tutti gli elementi naturali concorrono al suo fabbisogno

È chiaro, quindi, che un edificio NZEB in un clima molto caldo sarà diverso rispetto ad uno costruito in un clima freddo. Infine, il costante monitoraggio dei consumi e l'introduzione di un sistema domotico permettono di raggiungere livelli di efficienza – e consapevolezza anche degli abitanti

dell'edificio – molto elevati, integrando l'architettura con l'impiantistica e l'ingegneria.

“REQUISITI MINIMI”- Novità normative DM 26/06/2015

STATO DELL'ARTE DELLA NORMATIVA E SUCCESSIVE MODIFICHE E INTEGRAZIONI:

PRESTAZIONE ENERGETICA GLOBALE	Efficienza energetica a 360°
PRESTAZIONE ENERGETICA ESTIVA	Progettazione “inverno/estate”
“FORME” DI ENERGIA	Energia rinnovabile vs non rinnovabile
EDIFICIO DI RIFERIMENTO	Prestazioni reali vs benchmark
CLASSIFICAZIONE ENERGETICA (APE – Attestato di certificazione energetica)	Unico criterio nazionale Dm 26/06/2015 “Linee guida Certificazione energetica”
APPLICABILITA' GRADUALE DEL SISTEMA DI REQUISITI	Maggiori obblighi per interventi su edilizia esistente

PRESTAZIONE ENERGETICA GLOBALE

La prestazione energetica degli edifici è determinata sulla base della quantità di ENERGIA necessaria per soddisfare le esigenze legate a un uso standard dell'edificio per i seguenti SERVIZI:



EP_{gl} Indice di prestazione energetica (Energy Performance) globale

Esprime la quantità di energia primaria effettivamente consumata o che si prevede possa essere necessaria per soddisfare uno standard dell'edificio, per tutti i servizi energetici considerati.

$$EP_{gl} = EP_H + EP_C + EP_V + EP_W + (EP_L + EP_T)$$

Indice di prestazione energetica (Kwh/m2 anno)



Climatizzazione invernale e estiva, ventilazione, acqua calda sanitaria (illuminazione e trasporto di persone o cose solo per immobili non residenziali).

PRESTAZIONE ENERGETICA ESTIVA

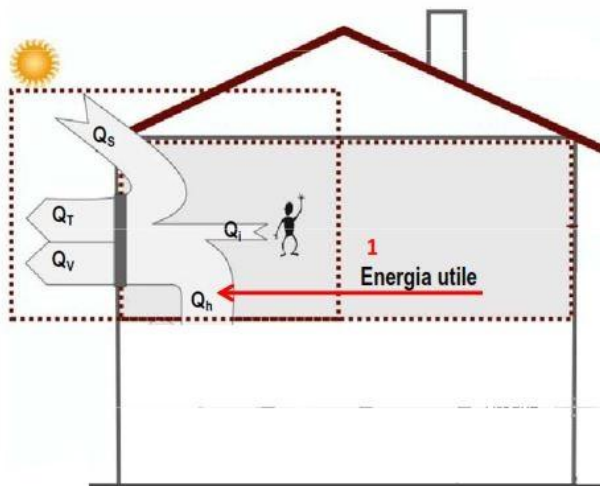
Controllo della radiazione solare incidente. Area solare equivalente estiva

$$A_{sol,est} = \sum_k F_{sh,ob} \times g_{gl+sh} \times (1 - F_F) \times A_{w,p} \times F_{sol,est}$$

- Ostruzioni esterne, prestazioni termo fisiche orientazione e schermature solari
- Geometria infisso
- Soleggiamento

“FORME” DI ENERGIA

CALCOLO DELLA PRESTAZIONE ENERGETICA

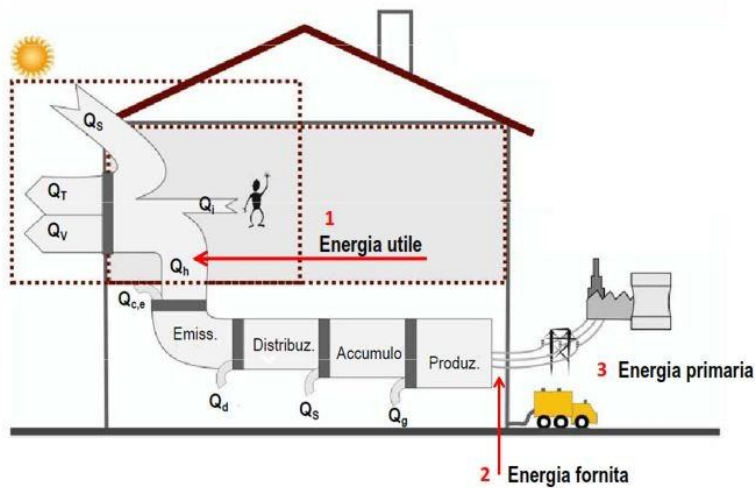
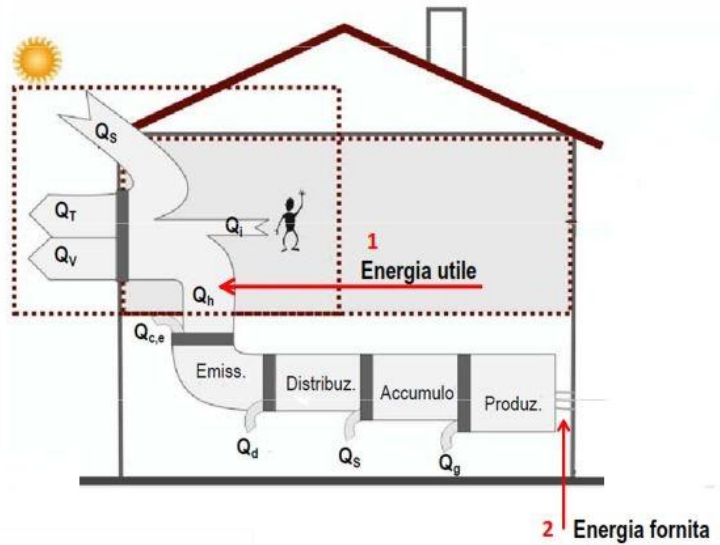


INVOLUCRO EDILIZIO

L'energia termica utile (ideale) è quella necessaria per mantenere le condizioni di benessere, compensando gli apporti e gli scambi energetici con l'ambiente esterno.

SISTEMA EDIFICIO-IMPIANTO

L'energia fornita è quella da immettere a monte dell'impianto, considerando le sue inefficienze nella trasformazione, nel trasporto, nella regolazione, ecc.



ENERGIA PRIMARIA

L'energia primaria considera i costi nel “portare” l'energia fino all'edificio.

ENERGIA PRIMARIA

L'energia primaria è una grandezza che esprime il concetto di energia così come presente in natura, prima di subire qualunque processo di conversione o trasformazione.

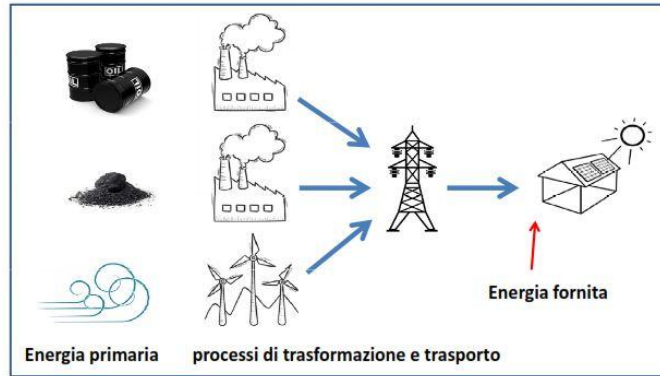
L'energia è FORNITA all'edificio mediante un VETTORE ENERGETICO (es energia elettrica, gas naturale ecc.) Ogni vettore energetico nasce sottoponendo l'energia primaria a processi di trasformazione e trasporto.

E_{primaria} = Energia FORNITA moltiplicata per il Fattore di conversione in energia primaria f_p (esprime il costo energetico dei processi di trasformazione e trasporto).

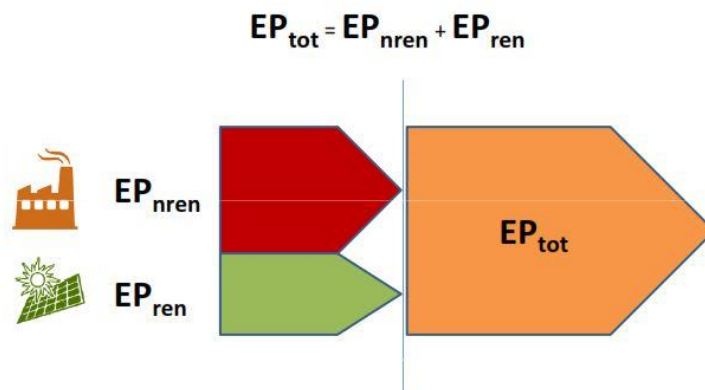
$$E_{primaria} = E_{fornita} \times f_p$$

Un vettore energetico può avere origine da più fonti di Energia primaria.

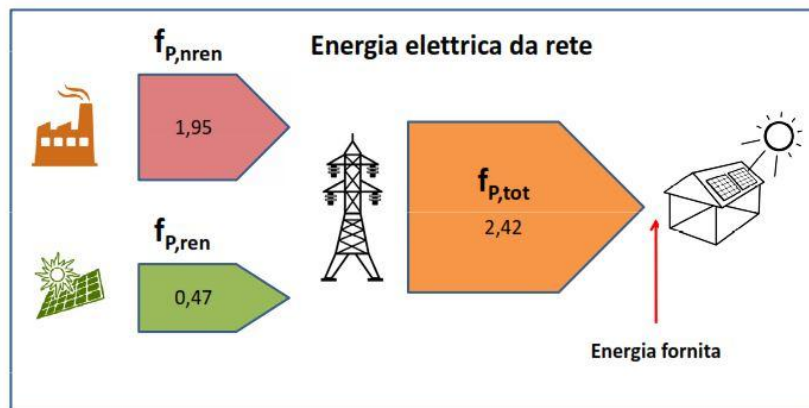
Esempio energia elettrica (mix di produzione da fonti rinnovabili e non rinnovabili)



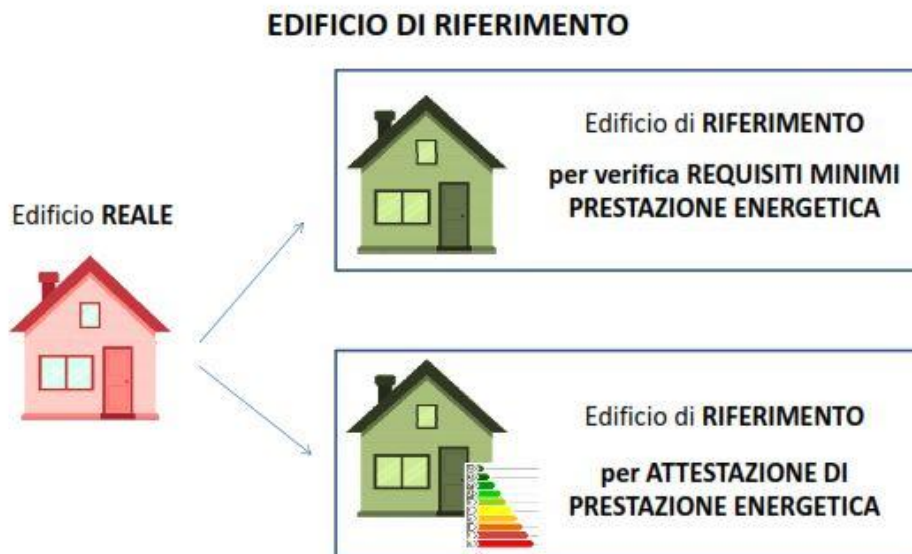
FONTI ENERGETICHE RINNOVABILI E NON RINNOVABILI



FATTORE DI CONVERSIONE IN ENERGIA PRIMARIA



EDIFICIO DI RIFERIMENTO



LE PRESTAZIONI A CUI RIFERIRSI NEI DUE CASI SONO DIVERSE!

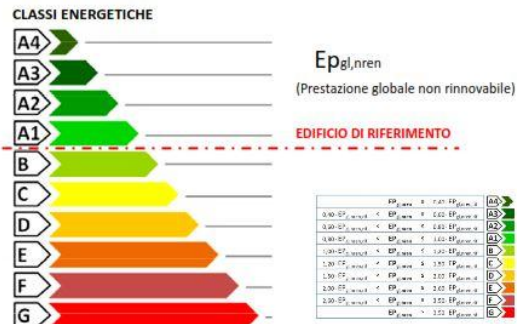
L'edificio di riferimento è identico a quello reale oggetto di valutazione per:

- Geometria (sagoma, volumi, superficie calpestabile, superficie degli elementi costruttivi e dei componenti);
- Orientamento;
- Ubicazione territoriale;
- Destinazione d'uso;
- Situazione al contorno.

Differisce invece per:

- Trasmittanza delle chiusure di involucro;
- Tipologie e rendimento degli impianti installati;
- Impianti a fonti rinnovabili (assenti).

CLASSIFICAZIONE ENERGETICA



Le classi energetiche sono state create per classificare le prestazioni energetiche di case e appartamenti sulla base di parametri funzionali e strutturali che determinano scientificamente l'uso, massiccio o limitato, di energia elettrica. La suddivisione in classi avviene sulla base delle lettere dell'alfabeto - in aggiunta numeri -, su una scala che classifica i

consumi in ordine crescente, a partire dalla classe A4, fino alla G, per un totale di 10 classi.

La classificazione energetica serve dunque a stabilire quanto consuma un edificio, o meglio, a valutare, sulla base delle sue caratteristiche strutturali, degli infissi, del fabbisogno stimato, etc, quale impatto ha sull'ambiente in termini di consumi. Lo scopo del legislatore, che pone l'obbligo della certificazione energetica solo ad alcune categorie (contratti di locazione, rogiti, annunci immobiliari, detrazioni e sgravi), è quello di ridurre lo spreco di energia, di contenere i consumi e di spronare sia il cittadino sia il mercato delle nuove tecnologie ad adottare e proporre soluzioni alternative a basso impatto ambientale.

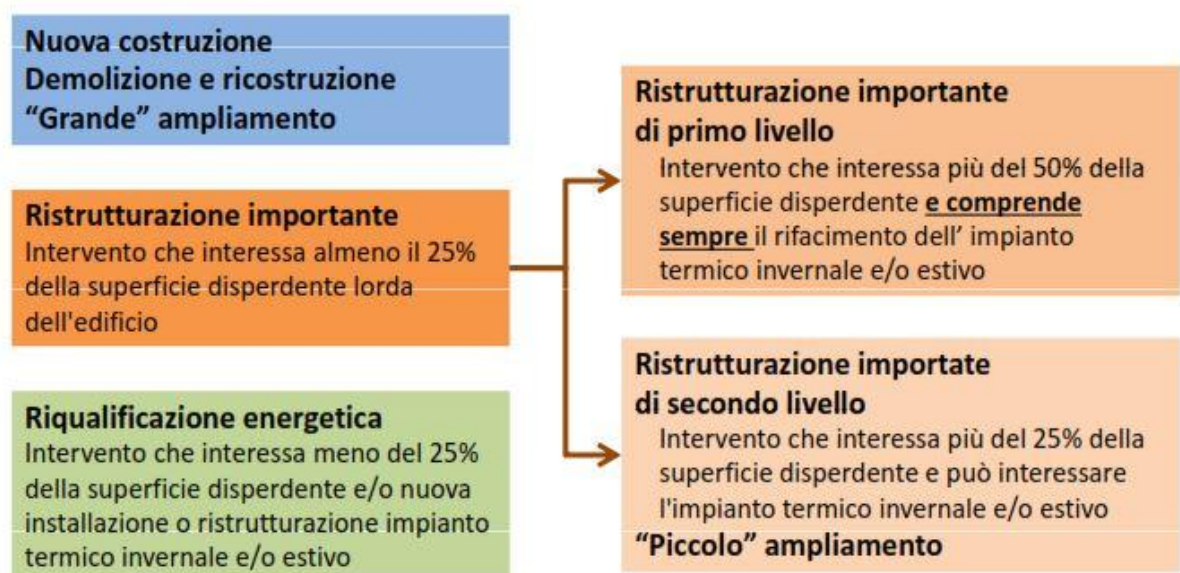
APPLICABILITA' GRADUALE DEL SISTEMA DI REQUISITI

CLASSIFICAZIONE DEGLI INTERVENTI EDILIZI

Vengono meglio specificate le definizioni degli interventi sugli edifici, definendo requisiti che comportano un impegno gradualmente variabile, in relazione alla tipologia di intervento.

Si possono individuare i seguenti casi generali:

- nuova costruzione
- demolizione e ricostruzione
- ampliamento/ sopraelevazione
- ristrutturazione importante di primo livello
- ristrutturazione importante di secondo livello
- riqualificazione energetica



Edificio di nuova costruzione.

Edificio per la realizzazione del quale la richiesta del titolo abilitativo, comunque denominato, sia stata presentata successivamente al 1 ottobre 2015.

Sono completamente assimilati a edifici di nuova costruzione:

-gli edifici sottoposti a demolizione e ricostruzione, qualunque sia il titolo abilitativo necessario

- gli ampliamenti degli edifici esistenti, dotati di nuovi impianti tecnici, per i quali valga almeno una delle seguenti condizioni:

_ nuovo volume lordo climatizzato superiore al 15% di quello esistente

_nuovo volume lordo climatizzato superiore a 500 m³.

Rientra in questa categoria anche il cambio di destinazione d'uso di locali esistenti non climatizzati, trasformati in locali climatizzati.

Ristrutturazione importante di primo livello

Una ristrutturazione importante di 1° livello prevede contemporaneamente:

- un intervento che interessa l'involucro edilizio con un incidenza > 50% della superficie disperdente lorda complessiva dell'edificio

- la ristrutturazione dell'impianto termico per il servizio di climatizzazione invernale e/o estiva asservito all'intero edificio.

Con superficie disperdente lorda complessiva si intende la superficie disperdente di tutti gli elementi opachi e trasparenti che separano il volume climatizzato dall'ambiente e da ambienti non climatizzati quali le pareti verticali, i solai contro terra e su spazi aperti, i tetti e le coperture.

Il volume climatizzato è definito come il volume lordo delle parti di edificio climatizzate, perciò se ne deduce che la superficie disperdente è sempre la superficie esterna.

Con ristrutturazione dell'impianto si intendono le opere che comportano la modifica sostanziale sia dei sistemi di produzione, sia di distribuzione ed emissione del calore.

Rientra nella categoria ristrutturazione di impianti termico anche:

- la trasformazione di un impianto termico centralizzato in impianti termici individuali;
- l'installazione di un impianto termico individuale in una unità immobiliare che si distacca dall'impianto centralizzato.

Ristrutturazione importante di secondo livello.

Una ristrutturazione importante di 2° livello è un intervento che:

- interessa l'involucro edilizio con un incidenza $>25\%$ della superficie disperdente lorda complessiva dell'edificio;
- può (facoltativamente) interessare l'impianto termico per il servizio di climatizzazione invernale e/o estiva.

Riqualificazione energetica

Si definiscono interventi di "riqualificazione energetica di un edificio" quelli non riconducibili ai casi precedenti e che hanno, comunque, un impatto sulla prestazione energetica dell'edificio.

Riqualificazione energetica dell'involucro

Interventi sull'involucro che coinvolgono una superficie $\leq 25\%$ della superficie disperdente lorda complessiva dell'edificio.

Dagli interventi sull'involucro, la legge esclude soltanto due casi:

- gli interventi sull'involucro edilizio che coinvolgono unicamente strati di finitura, interni o esterni, ininfluenti dal punto di vista termico (es la tinteggiatura)

- il rifacimento di porzioni di intonaco che interessino una superficie < 10% della superficie disperdente lorda complessiva dell'edificio.

Riqualificazione energetica con interventi sull'impianto.

- Nuova installazione di impianto

Gli interventi di nuova installazione di impianto termico asservito all'edificio per i servizi di riscaldamento, di raffrescamento e produzione di ACS.

-Ristrutturazioni di impianto

Gli interventi di ristrutturazione di impianto termico asservito all'edificio per i servizi di riscaldamento, di raffrescamento e produzione di ACS.

- Sostituzione del generatore

Gli interventi di sostituzione del solo generatore e installazione di generatori e/o altri impianti tecnici per il soddisfacimento dei servizi dell'edificio.

Deroghe

Risultano esclusi dall'applicazione dei requisiti minimi di prestazione energetica:

- gli interventi di ripristino dell'involucro edilizio che coinvolgono unicamente strati di finitura, interni o esterni, ininfluenti dal punto di vista termico (tinteggiatura), o il rifacimento di porzioni di intonaco che interessino una superficie inferiore al 10% della superficie disperdente lorda complessiva dell'edificio

- gli interventi di manutenzione ordinaria sugli impianti termici esistenti.

REQUISITI PER NUOVE COSTRUZIONI, “GRANDI” AMPLIAMENTI E RISTRUTTURAZIONI IMPORTANTI DI PRIMO LIVELLO

Occorre che vari parametri dell’edificio rispettino valori limite di prestazione.

INVOLUCRO	$H'_T < H'_{T, \text{limite}}$ $A_{\text{sol,est}} / A_{\text{sup utile}} < (A_{\text{sol,est}} / A_{\text{sup utile}})_{\text{limite}}$	} Tabelle di riferimento
IMPIANTI	$\eta_H > \eta_{H, \text{limite}}$ $\eta_C > \eta_{C, \text{limite}}$ $\eta_W > \eta_{W, \text{limite}}$	
PRESTAZIONE ENERGETICA	$EP_{H,nd} < EP_{H,nd \text{ limite}}$ $EP_{C,nd} < EP_{C,nd \text{ limite}}$ $EP_{gl,tot} < EP_{gl,tot \text{ limite}}$	} Edificio di riferimento
FER	Solo per gli edifici di nuova costruzione ed i progetti di ristrutturazione rilevante degli edifici esistenti ($S_{\text{utile}} > 1000 \text{ m}^2 + \text{ristrutturazione integrale}$):	

REQUISITI PER RISTRUTTURAZIONI IMPORTANTI DI SECONDO LIVELLO E “PICCOLI” AMPLIAMENTI

I valori limite di prestazione sono solo quelli pertinenti all’intervento.

INVOLUCRO	porzione dell’involucro edilizio oggetto dell’intervento comprensiva di tutti i componenti, su cui si è intervenuti: $H'_T < H'_{T, \text{limite}}$ chiusure opache verticali, chiusure opache orizzontali o inclinate, chiusure trasparenti: $U < U_{\text{limite}}$
IMPIANTI	generatori di calore a combustibile liquido e gassoso: $\eta_{\text{generazione}} > \eta_{\text{generazione, limite}}$ pompe di calore e macchine frigorifere: $COP > COP_{\text{limite}}$ $EER > EER_{\text{limite}}$
FER	Nuova installazione di impianti termici o ristrutturazione degli impianti termici in edifici esistenti: l’impianto idrico-sanitario deve garantire la copertura del 50% dei fabbisogni di energia primaria per la produzione di acqua calda sanitaria tramite fonti rinnovabili .

REQUISITI PER LE RIQUALIFICAZIONI ENERGETICHE

I valori limite di prestazione sono solo quelli pertinenti all'intervento

INVOLUCRO	chiusure opache verticali, chiusure opache orizzontali o inclinate, chiusure trasparenti: $U < U_{\text{limite}}$
IMPIANTI	generatori di calore a combustibile liquido e gassoso: $\eta_{\text{generazione}} > \eta_{\text{generazione, limite}}$ pompe di calore e macchine frigorifere: $\text{COP} > \text{COP}_{\text{limite}}$ $\text{EER} > \text{EER}_{\text{limite}}$
FER	Nuova installazione di impianti termici o ristrutturazione degli impianti termici in edifici esistenti: l'impianto idrico-sanitario deve garantire la copertura del 50% dei fabbisogni di energia primaria per la produzione di acqua calda sanitaria tramite fonti rinnovabili .

Capitolo 2 La Cogenerazione

Con il termine cogenerazione s'intende la produzione combinata di energia elettrica/meccanica e termica (energie secondarie) mediante lo sfruttamento di una fonte energetica primaria (energia primaria), sia essa rinnovabile oppure fossile.

Tale definizione sintetizza nel linguaggio giuridico l'ambizione tecnica e l'obiettivo ambientale: dal punto di vista ingegneristico, la cogenerazione rappresenta l'eterna sfida della massimizzazione del rendimento globale, la cui luce più nobile si riflette nella tutela dell'ambiente, attraverso il risparmio di energia e quindi la riduzione degli inquinanti emessi. Produrre in modo combinato energia elettrica e calore, infatti, permette in generale di sfruttare al meglio il contenuto energetico del combustibile, utilizzando il calore ad alta temperatura per generare energia elettrica, ed impiegando invece il calore a bassa temperatura, che in normali condizioni sarebbe rigettato all'ambiente, per un uso termico, nel riscaldamento di acqua o aria.

Impianti di cogenerazione

Un impianto di cogenerazione permette la produzione combinata di energia elettrica e calore in uno stesso impianto. La produzione combinata può incrementare l'efficienza di utilizzo del combustibile fossile fino ad oltre l'80%; a ciò corrispondono minori costi per l'approvvigionamento del combustibile fossile e minori emissioni di inquinanti e di gas ad effetto serra (cosiddetti gas climalteranti) rispetto alla produzione separata di elettricità e di calore.



Vantaggi impianto di cogenerazione:

L'adozione di un impianto di cogenerazione permette di:

- Ridurre drasticamente l'acquisto di Energia Elettrica dalla rete
- Ridurre l'acquisto di Gas naturale
- Avere un nuovo impianto più efficiente per la generazione di calore, quindi il vecchio impianto viene mantenuto come back up

Possiamo distinguere la cogenerazione in base alla capacità di generazione installata:

- MICRO-COGENERAZIONE: unità di cogenerazione con capacità di generazione installata $P_{max} < 50 \text{ kWe}$
- PICCOLA: unità di cogenerazione con capacità di generazione installata $50 \text{ kWe} \leq P_{max} < 1 \text{ MWe}$
- MEDIA: unità di cogenerazione con capacità di generazione installata $1 \text{ MWe} \leq P_{max} < 10 \text{ MWe}$
- GRANDE: unità di cogenerazione con capacità di generazione installata $P_{max} \geq 10 \text{ MWe}$

Impianti di trigenerazione

La trigenerazione è un particolare campo dei sistemi di cogenerazione che, oltre a produrre energia elettrica, consente di utilizzare l'energia termica recuperata dalla trasformazione termodinamica anche per produrre energia frigorifera, ovvero acqua e aria fredda. Più tecnicamente, l'energia termica utile viene in parte impiegata per produrre acqua refrigerata per condizionamento o processi industriali, attraverso frigoriferi ad assorbimento.

La Trigenerazione estende le possibilità della Cogenerazione, che sono intrinsecamente limitate dalla necessità, perché il sistema sia efficiente, della contemporaneità dell'utenza elettrica e termica. Questo fattore infatti rappresenta un limite laddove, come nel caso dell'utenza domestica e civile in genere, l'esigenza di riscaldamento è limitata al periodo invernale, mentre nel periodo estivo l'impianto di cogenerazione deve essere tenuto fermo o deve funzionare lasciando dissipare il calore prodotto.

Abbinando invece un cogeneratore ad appositi frigoriferi ad assorbimento, che sono in grado di generare energia frigorifera utilizzando calore come sorgente, anziché elettricità, è possibile sfruttare gli impianti di cogenerazione anche nei mesi caldi in cui invece è altissima la richiesta di aria condizionata, o nei settori industriali in cui si ha necessità di sistemi di raffreddamento.

La trigenerazione viene anche indicata con la sigla inglese CCHP (Combined Cooling, Heating and Power).

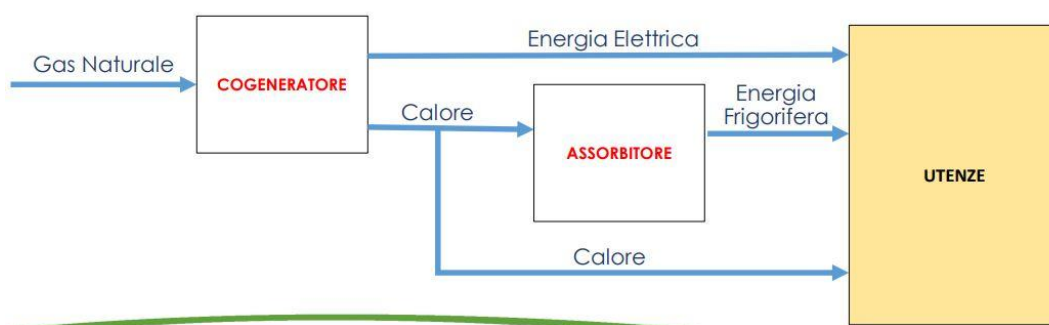
La trasformazione dell'energia termica in energia frigorifera è resa possibile dall'impiego del ciclo frigorifero ad assorbimento il cui funzionamento si basa su trasformazioni di stato del fluido refrigerante in combinazione con la sostanza utilizzata quale assorbente.

In altre parole abbiamo l'evaporazione a bassa temperatura e pressione del fluido refrigerante che assorbe calore dall'acqua da refrigerare. Il vapore prodotto viene assorbito da una soluzione, dalla quale lo si separa nuovamente per riscaldamento.

Le coppie di refrigerante/assorbente usate sono:

acqua/bromuro di litio per temperature fino a 4 °C

ammoniaca/acqua per temperature fino a -60 °C.



Rispetto ai comuni impianti di cogenerazione di energia elettrica, in un sistema di trigenerazione il rendimento globale aumenta grazie ad un miglior sfruttamento del potere calorifico del combustibile.

Mentre le centrali termoelettriche convenzionali convertono circa il 30% dell'energia del combustibile in elettricità e il restante 70% viene perso in calore, con un trigeneratore più del 80% del combustibile viene sfruttato, sia come fonte di riscaldamento sia come energia per alimentare un ciclo ad assorbimento per la refrigerazione di ambienti o fluidi.

In termini di efficienza c'è da precisare che un sistema di trigenerazione, rispetto agli impianti a pompa di calore usati comunemente per il condizionamento, ha un coefficiente di efficienza COP (Coefficient of Performance) molto più basso; tuttavia questa minore efficienza viene ampiamente compensata dal fatto che la sorgente energetica utilizzata è calore "di scarto".

La trigenerazione presenta notevoli vantaggi, tra i quali:

una riduzione del consumo di combustibile, grazie ad un miglioramento dell'efficienza complessiva dell'impianto, che con la stessa quantità di energia primaria è in grado di produrre energia elettrica, calore e refrigerante

una riduzione delle perdite di trasmissione di energia, grazie alla vicinanza degli impianti di produzione dell'energia elettrica, termica e frigorifera ai luoghi di consumo

una riduzione conseguente dell'impatto ambientale, dato che un minor consumo di combustibile contribuisce a diminuire le emissioni di CO₂

un risparmio economico nel medio/lungo periodo, grazie alla minor quantità di combustibile consumata e alle agevolazioni fiscali che vengono attualmente applicate ai sistemi di energie alternative.

E' però da tenere conto che:

i rendimenti ottimali si hanno quando la domanda di elettricità, calore e freddo da parte dell'utenza è pressoché contemporanea, dato che non sono facilmente accumulabili

non sempre c'è compatibilità tra la quantità di energia elettrica e termica necessarie

la vicinanza tra luogo di produzione e utenza dell'energia non è sempre realizzabile

gli impianti di trigenerazione sono una soluzione economicamente vantaggiosa solo se la potenza richiesta dall'utenza supera una certa soglia minima

è da valutare caso per caso la fattibilità e la convenienza di una determinata tipologia di impianto di trigenerazione, attraverso un'apposita analisi iniziale.

Principio fondamentale della cogenerazione

Il principio base su cui si basa la cogenerazione è il seguente: in ogni ciclo termodinamico diretto, grazie al quale è possibile estrarre lavoro utile (energia meccanica/elettrica), parte del calore a più elevata temperatura entrante nel ciclo deve necessariamente essere ceduto a più bassa temperatura. Tale quota di calore ceduto rappresenta la quantità di calore ad alta temperatura che per i limiti imposti dalla termodinamica non è stato possibile convertire in lavoro utile, risultando quindi una perdita nel processo di conversione dell'energia.

Solitamente per produrre la sola energia elettrica si utilizzano centrali termoelettriche che disperdono parte dell'energia nell'ambiente: questa è energia termica di scarso valore termodinamico essendo a bassa temperatura. Per produrre la sola energia termica si usano tradizionalmente delle caldaie, che convertono l'energia primaria di elevato valore termodinamico contenuta nei combustibili in energia termica di ridotto valore termodinamico.

Se un'utenza richiede contemporaneamente energia elettrica ed energia termica, anziché installare una caldaia e acquistare energia dalla rete, si può pensare di realizzare un ciclo termodinamico per produrre energia elettrica sfruttando i livelli termici più alti, cedendo calore residuo a più bassa temperatura per soddisfare le esigenze termiche. Si realizzerebbe cioè un processo di cogenerazione.

Il vantaggio della cogenerazione consiste proprio nel fatto che con la produzione congiunta si ottiene in genere un risparmio sul consumo di energia primaria rispetto alla produzione separata delle stesse quantità di energia elettrica e termica prodotte. Tale risparmio energetico, però, non è scontato: si tratta quindi di valutare quando è davvero vantaggiosa.

L'obiettivo fondamentale che si vuole perseguire con la cogenerazione è quello di sfruttare al meglio l'energia contenuta nel combustibile. Di conseguenza si ha un minor consumo del combustibile e un minor impatto ambientale.

La produzione combinata di energia elettrica e calore rispetto alla produzione separata, se efficace, comporta:

- un risparmio economico conseguente al minor consumo di combustibile;
- una riduzione dell'impatto ambientale, conseguente sia alla riduzione delle emissioni sia al minor rilascio di calore nell'ambiente (minor inquinamento atmosferico e minor inquinamento termico);
- minori perdite di trasmissione e distribuzione per il sistema elettrico nazionale, conseguenti alla localizzazione degli impianti in prossimità dei bacini di utenza o all'autoconsumo dell'energia prodotta;
- la sostituzione di modalità di fornitura del calore meno efficienti e più inquinanti come le caldaie tradizionali, sia per usi civili sia industriali.

La produzione combinata di energia elettrica e calore trova applicazione sia in ambito industriale, soprattutto nell'autoproduzione, sia in ambito civile. Il calore viene utilizzato nella forma di vapore o di altri fluidi termovettori (acqua calda/surriscaldata, olio diatermico, ...) o nella forma di aria calda, per usi di processo industriali o in ambito civile per riscaldamento urbano tramite reti di teleriscaldamento, nonché per il raffreddamento tramite sistemi ad assorbimento. L'energia elettrica, che può contare su un'estesa rete di distribuzione, viene autoconsumata oppure immessa in rete. Le utenze privilegiate per la cogenerazione sono quelle caratterizzate da una domanda piuttosto costante nel tempo di energia termica e di energia elettrica, come ospedali e case di cura, piscine e centri sportivi, centri commerciali oltre che industrie alimentari, cartiere, industrie legate alla raffinazione del petrolio ed industrie chimiche.

Nel caso di impieghi di tipo civile, tra cui il riscaldamento di ambienti o il teleriscaldamento urbano, il calore viene generalmente prodotto a temperatura relativamente bassa e il fluido termovettore è prevalentemente acqua. Nel caso di impieghi industriali, il calore viene generalmente prodotto a temperatura e pressione più elevata. Non mancano situazioni miste, in cui si ha produzione di calore a vari livelli di temperatura e pressione. In tali casi, di solito, vi è un unico luogo di utilizzo (ad esempio, uno stabilimento industriale), dove il calore pregiato viene destinato alle lavorazioni, mentre quello a più bassa temperatura viene destinato al riscaldamento degli ambienti produttivi.

In alcuni settori industriali la produzione combinata di energia elettrica e calore costituisce già un'opzione produttiva ampiamente consolidata che potrà assumere un peso ancor più rilevante in termini di apporti alla domanda elettrica nazionale e di risparmio energetico.

Pertanto, la cogenerazione è pratica molto diffusa nel settore industriale, ma negli ultimi anni si sta diffondendo anche nel settore terziario e residenziale. Ne è un esempio la diffusione di impianti di cogenerazione di piccole dimensioni, installati presso utenze quali abitazioni indipendenti o condomini.

Anche le reti di teleriscaldamento, che in Italia sono alimentate per la maggior parte da calore prodotto mediante cogenerazione, hanno registrato, negli ultimi anni, un costante aumento in termini di estensione delle reti e di volumetria riscaldata.

Infine occorre evidenziare che lo sfruttamento del calore utile prodotto dall'impianto di cogenerazione anche per il raffrescamento (trigenerazione) permette di massimizzare lo sfruttamento dell'energia termica, rendendo conveniente un impiego dell'impianto per un numero maggiore di ore all'anno.

RETI DI TELERISCALDAMENTO

Per usufruire dei vantaggi previsti dalla normativa, che in seguito nel presente lavoro verranno discussi, l'impianto in assetto cogenerativo deve rispettare determinati requisiti e quindi richiedere al GSE la qualifica CAR acronimo di Cogenerazione ad Alto Rendimento.

L'energia elettrica prodotta può facilmente essere immessa in rete nel caso non venga auto-consumata, mentre per trasportare il calore prodotto dalla centrale fino alle utenze occorre costruire una rete apposita di condutture che partano dalla centrale, arrivino all'utenza e tornino indietro. Risulta quindi necessario costruire una rete di teleriscaldamento.

Rendimenti e bilanci energetici

Lo scopo dei sistemi di cogenerazione, quindi, è quello di auto produrre energia elettrica e recuperare calore dal raffreddamento del motore e dai fumi di scarico per fornirlo alle utenze collegate all'impianto.

Rispetto ad un impianto tradizionale, i vantaggi sono molteplici, dal punto di vista energetico, di impatto ambientale ed economico. Per apprezzare i vantaggi energetici è necessario confrontare i bilanci con quelli di un impianto tradizionale definendo a monte i rendimenti di produzione dell'energia.

Per il primo principio della termodinamica, il rendimento di un sistema di produzione, combinato o separata, dell'energia elettrica e termica può essere espresso dalla relazione:

$$\eta_1 = \frac{ET + EE}{EB}$$

ET: Energia termica prodotta,

EE: Energia elettrica prodotta,

EB: Energia termica bruciata sotto forma di combustibile.

Nel caso di sistema tradizionale, ovvero di produzione separata, l'energia termica viene prodotta da dei generatori di calore e quindi entra in gioco il rendimento degli stessi, mentre quella elettrica viene direttamente prelevata dalla rete di distribuzione, quindi va considerato il prodotto tra il rendimento di produzione e il rendimento di distribuzione (quest'ultimo molto importante date le lunghe distanze tra centrali elettriche di produzione e utente finale).

L'equazione diventa:

$$\eta_{1S} = \frac{ET + EE}{EB_T + EB_E} = \eta_E \times \eta_T \frac{ET + EE}{\eta_E \times ET + \eta_T \times EE}$$

EB_T : Energia bruciata sotto forma di combustibile per produrre energia termica

EB_E : Energia bruciata sotto forma di combustibile per produrre energia elettrica

η_T : Rendimento dei generatori

η_E : Prodotto del rendimento di produzione e di distribuzione dell'energia elettrica

Nel caso di produzione combinata dell'energia bisogna tener conto dei rendimenti termico e elettrico del sistema di cogenerazione.

Il rendimento globale del cogeneratore può, quindi, essere espresso come:

$$\eta_{cog} = \frac{ET_{cog} + EE_{cog}}{EB_{cog}} = \eta_{Ecog} + \eta_{Tcog}$$

Dove

$$\eta_{Tcog} = \frac{ET_{cog}}{EB_{cog}} \quad \eta_{Ecog} = \frac{EE_{cog}}{EB_{cog}}$$

È bene sottolineare che, in questo caso, ET_{cog} rappresenta la quantità di energia termica realmente utilizzata dall'impianto, non quella totale prodotta, in quanto va defalcata quella eventualmente dissipata.

Analogamente EE_{cog} è l'energia elettrica utile, inferiore a quella totale cogenerata, perché va defalcata l'energia elettrica usata dagli ausiliari dell'impianto (pompe di circolazione ecc.)

Il rendimento totale del sistema combinato non si limita alla sola parte riguardante il cogeneratore, ma si deve prendere in esame anche l'integrazione con i sistemi tradizionali. Infatti generalmente il cogeneratore da solo non basta a soddisfare l'intero carico elettrico o termico, e va pertanto integrato.

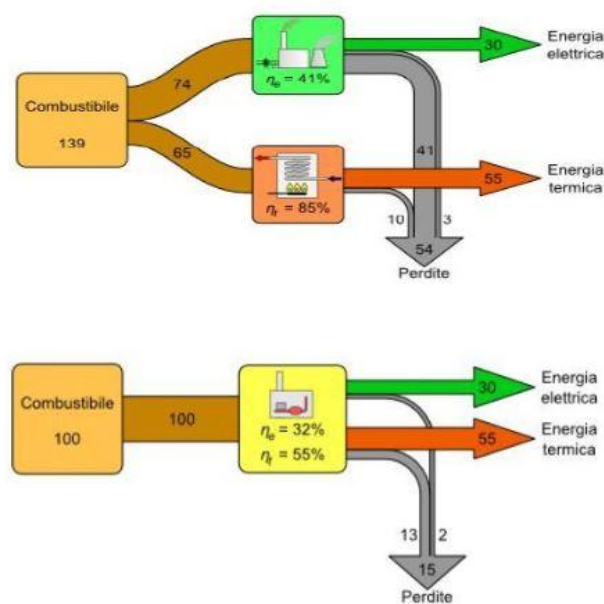
Oltre al rendimento energetico definiamo anche il rendimento extraenergetico, o rendimento di secondo principio, definito da:

$$\eta_{EX} = \frac{EE}{EB} + \frac{ET}{EB} \left(1 - \frac{T_A}{T_P}\right) = \eta_E + \eta_T \left(1 - \frac{T_A}{T_P}\right)$$

T_A e T_P sono le temperature in Kelvin degli ambienti in cui è utilizzato il calore e quella di produzione.

Quest' equazione è valida sia per i sistemi di produzione tradizionali che quelli cogenerativi.

Quindi mediante i processi di cogenerazione è possibile sfruttare in modo più efficiente il combustibile arrivando a rendimenti globali più elevati rispetto alla produzione separata di energia termica ed elettrica; questo comporta che per produrre ad esempio 30 unità di energia elettrica e 55 unità di energia termica utilizzando due macchine separate servirebbero 139 unità di energia primaria, mentre producendo le stesse unità in assetto cogenerativo ne servirebbero solamente 100 come mostrato in Figura.



Produzione di energia elettrica e termica separata (in alto), produzione mediante cogenerazione (in basso). Risparmio di energia primaria REP (o PES) = $[(139 - 100)/139] \times 100 = 28\%$

Curve di carico e dimensionamento

Un dimensionamento corretto è la condizione necessaria per avere un ritorno economico tale da giustificare l'impianto. Le curve di carico elettrico e termico dell'impianto, cui è collegato il sistema di cogenerazione, sono fondamentali per la determinazione della sua taglia di potenza.

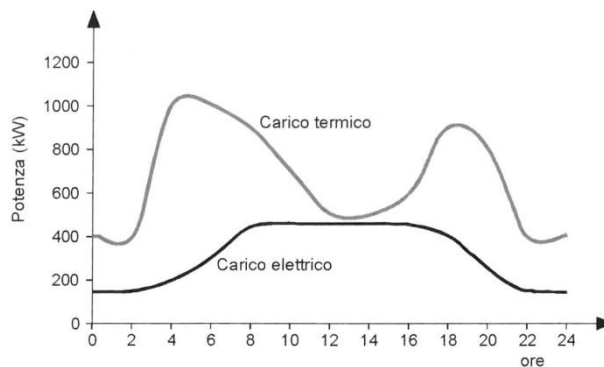
Purtroppo non esiste una regola generale mettendo in relazione le condizioni meteorologiche e la potenza termica e frigorifera richiesta, perché tutto dipende dalla tipologia dell'edificio e dell'impianto cui è collegato. Ogni edificio fa storia a sé, anche se la tipologia di applicazione crea connotati comuni (Applicazioni residenziali, alberghi, uffici, ospedali ecc.)

Le curve di carico di un impianto variano durante le ore del giorno e per ogni giorno dell'anno; per un'analisi dettagliata bisogna prendere in considerazione le curve di ogni mese dell'anno.

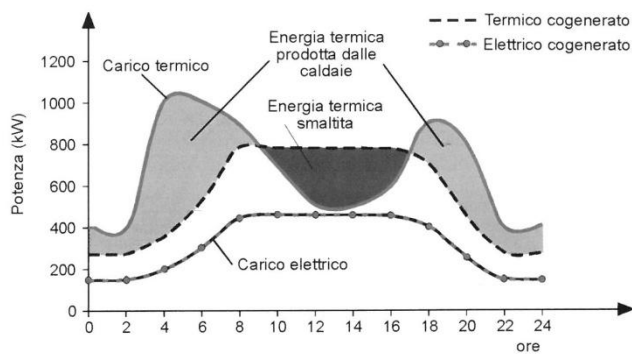
Uno degli errori spesso commessi in molti impianti è quello di sovradimensionare l'impianto di cogenerazione. Per comprendere il problema è utile descrivere la logica di regolazione della potenza fornita da un sistema cogenerativo. Le possibilità sono due: regolazione sul carico elettrico o regolazione sul carico termico.

REGOLAZIONE SUL CARICO ELETTRICO

Prendiamo in esame una curva di carico elettrico e termico di un impianto nel periodo invernale



Supponiamo di voler fornire tutta l'energia elettrica richiesta dall'impianto mediante un sistema cogenerativo. Poiché il carico elettrico non è costante, la taglia del cogeneratore deve essere scelta in modo da riuscire a sopperire al massimo carico richiesto. Si supponga anche di non potere o non volere vendere (perché non conviene) l'energia



elettrica in eccesso. È necessario allora che il cogeneratore fornisca esclusivamente l'energia elettrica richiesta dall'impianto. Da qui la necessità di effettuare una regolazione sul carico elettrico.

In figura il profilo d'impianto regolato sul carico elettrico.

L'energia elettrica cogenerata segue esattamente il profilo dell'energia elettrica richiesta, per cui non si acquista mai energia dalla rete. La potenza termica cogenerata varia di conseguenza. Quando il carico elettrico è massimo e il carico termico minimo (area nera) la potenza termica fornita dal cogeneratore è eccessiva e deve essere smaltita.

Questa condizione non è energeticamente vantaggiosa perché parte dell'energia recuperata non è utilizzata dall'impianto, bensì smaltita in atmosfera. (Appare chiaro se si applica l'equazione del rendimento globale del cogeneratore).

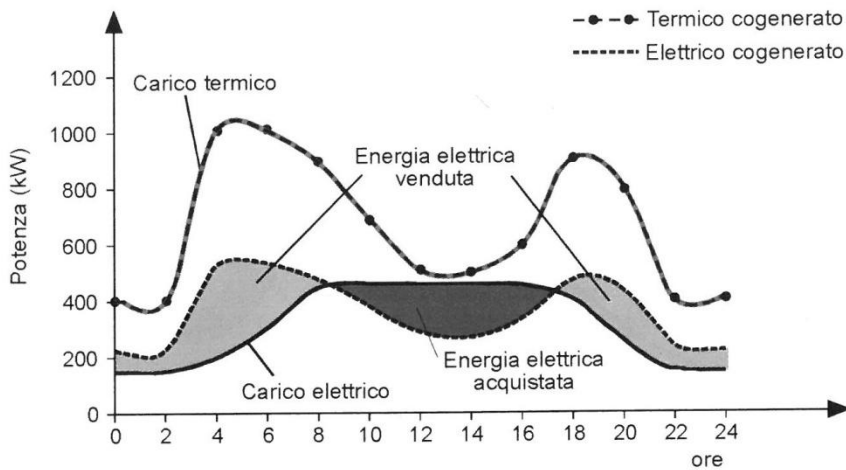
Generalmente la condizione non è favorevole neppure dal punto di vista economico, anche se bisogna considerare le tariffe dell'energia elettrica e del combustibile.

Quando il carico termico è elevato ed il carico elettrico basso, la produzione di energia termica cogenerata è insufficiente ed è necessario integrare con delle caldaie.

REGOLAZIONE SUL CARICO TERMICO

Sempre partendo dalla curva di riferimento, supponiamo di voler fornire l'intero carico termico mediante il sistema di cogenerazione, senza mai smaltire calore in atmosfera. Il cogeneratore deve essere scelto sulla base della massima potenza termica richiesta

dall'impianto e la regolazione dell'impianto deve essere effettuata sul carico termico. L'eventuale surplus di produzione dell'energia elettrica deve essere riversata e venduta in rete.



Il profilo d'impianto regolato sul carico termico in figura rende evidente come l'energia termica cogenerata è esattamente pari

all'energia termica richiesta dall'impianto. Non serve mai integrare la richiesta con delle caldaie, né smaltire la produzione in eccesso in atmosfera. La produzione di energia elettrica cogenerata è conseguente alle esigenze del carico termico prodotto. Nelle ore in cui la richiesta elettrica è bassa e la termica elevata, la produzione di energia elettrica cogenerata è eccessiva e deve essere ceduta in rete. Viceversa, nelle ore centrali, quando la richiesta termica è bassa, l'energia elettrica cogenerata è insufficiente rispetto alla richiesta e è necessario acquistare dalla rete la differenza (area nera del diagramma).

DIMENSIONAMENTO DELL'IMPIANTO DI COGENERAZIONE

Dimensionare il cogeneratore , come appena illustrato, solo sul carico elettrico o solo sul termico è errato perché si arriva a selezionare una taglia eccessiva del cogeneratore.

Il corretto dimensionamento va fatto dopo un'attenta valutazione sia economica che energetica. Tuttavia, in linea generale, valgono le seguenti considerazioni:

- Un impianto di cogenerazione ha un costo che è proporzionale alla potenza elettrica cogenerata: il costo unitario tende a diminuire all'aumentare della potenza.

- Il tempo di ritorno dell'investimento (pay-back) va fatto sulla base dell'energia elettrica prodotta e dell'energia termica effettivamente utilizzata, in funzione delle tariffe in vigore.
- Quando un cogeneratore lavora parzializzato il suo rendimento elettrico peggiora, mentre quello globale rimane sostanzialmente invariato. Si ha un surplus di energia termica prodotta.
- Smaltire calore è sempre negativo, perché per le applicazioni civili il maggiore risparmio si ha utilizzando il carico termico.

Per quanto detto sopra, il cogeneratore dovrebbe funzionare sempre a pieno carico: tutta l'energia elettrica dovrebbe essere utilizzata in proprio o venduta e l'energia termica non dovrebbe mai essere smaltita. Poiché ciò non è sempre possibile, si può comunque fissare una prima condizione come soglia di convenienza di un impianto di cogenerazione. L'impianto, infatti, dovrebbe essere dimensionato in modo che la sua potenza termica recuperata venga totalmente utilizzata per almeno 6000 ore l'anno. Nelle restanti ore, o l'impianto viene chiuso, o viene regolato sul carico termico. Non conviene smaltire l'energia in surplus. Tutta l'energia elettrica invece deve essere utilizzata o venduta.

PROBLEMA DEL CARICO ESTIVO: LA TRIGENERAZIONE

Il carico termico in estate tende ad annullarsi e la convenienza sia energetica che economica del sistema svanisce. La richiesta di energia elettrica aumenta, perché devono essere alimentati anche i gruppi frigoriferi, ma l'impianto di cogenerazione tarato come in inverno, non è conveniente perché non c'è sufficiente carico termico da utilizzare. In estate la sua potenza termica sarebbe eccessiva e dovrebbe essere smaltita. Per superare questo scoglio, si deve aumentare il carico termico estivo, utilizzando delle macchine termiche in grado di produrre energia frigorifera partendo da energia termica, come i gruppi frigoriferi ad assorbimento e i deumidificatori chimici.

In questi casi si parla di rigenerazione, perché si ha la produzione contemporanea di tre energie: elettrica, termica e frigorifera.

Studio di fattibilità dettagliato

La realizzazione di un impianto di cogenerazione deve necessariamente passare per uno studio di fattibilità dettagliato in grado di sviscerare tutti gli aspetti energetici ed economici.

Riassumendo quanto detto fin ora, un impianto di cogenerazione può essere preso in considerazione nei seguenti casi:

1) In generale:

- per elevate potenze elettriche e termiche che permettano economia di scala;
- con consumi elettrici e termici costanti nel tempo, o variabili della stessa proporzione;
- con certezza del mantenimento nel tempo degli stessi carichi

2) Utenza elettrica:

- con elevato costo dell'energia elettrica
- per la necessità di prevenire black-out della rete pubblica;
- con potenza elettrica cogeneratore superiore al 10% della potenza termica totale delle caldaie

3) Utenza termica:

- con elevato costo unitario dell'energia termica;
- con bassa temperatura del fluido termovettore, ovvero inferiore a 90°C (abbiamo un miglior rendimento termodinamico);
- con limitata estensione delle tubazioni di vettoriamento dell'energia termica (teleriscaldamento: diminuiscono gli investimenti per la rete di distribuzione, le dispersioni termiche e i consumi di pompaggio);

4) Utenza frigorifera:

- presenza di un carico frigorifero da soddisfare con gruppi frigoriferi ad assorbimento, in modo da poter sfruttare il recupero termico in tutte le stagioni.

Le scelte di progetto da effettuare sono:

1) Utenza elettrica:

- copertura parziale del carico;
- copertura totale del carico;
- vendita del surplus prodotto alla rete.

2) Utenza termica e frigorifera:

- copertura parziale del carico;
- copertura totale del carico;
- vendita del surplus ad utenti limitrofi.

3) Fonte energetica:

- gas naturale;
- gasolio;
- biomasse;
- altri combustibili.

4) Motore primo.

5) Taglia del motore.

6) Modalità di gestione:

- regolazione sul carico elettrico;
- regolazione sul carico termico;
- spento nelle ore vuote;

- ottimizzazione in funzione delle tariffe (regolazione mista).

7) Finanziamento del progetto.

Lo studio di fattibilità dettagliato è condizione necessaria per la realizzazione di un impianto di cogenerazione. L'utilizzo di un supporto informatico è fondamentale per la flessibilità e rapidità del sistema di calcolo, solo un calcolatore può consentire l'analisi contemporanea di tutte le soluzioni alternative con le quali il progettista si deve confrontare all'inizio del proprio lavoro, inoltre è d'obbligo utilizzare dati pertinenti. Per una corretta analisi, sia energetica che economica, risulta fondamentale la distribuzione oraria dei carichi, sia termici che elettrici, in tutti i periodi dell'anno. L'esatta individuazione dell'andamento delle curve di carico è sufficientemente agevole quando si abbia a che fare con un complesso di nuova progettazione, estremamente più complicata quando la centrale di cogenerazione va inserita in un contesto esistente. Non tragga in inganno la possibilità di disporre di dati derivanti da bollette energetiche o da altri sistemi di contabilizzazione dell'energia, poiché non definiscono la situazione reale. Infatti, generalmente tali dati sono relativi agli ultimi due o tre esercizi, e, come tali, sono legati sia alle condizioni climatiche del periodo di riferimento, sia alla peculiarità delle richieste energetiche del complesso, spesso in continua evoluzione con il trascorrere degli anni. Inoltre, anche quando siano definiti in modo inequivocabile i reali consumi, non si confonda il risultato ottenuto con l'esatto profilo orario dei carichi, aspetto prioritario nella definizione della taglia del cogeneratore, soprattutto in presenza di tariffe multi orarie. Conviene sottolineare come l'ottimo energetico si possa discostare dall'ottimo economico in quanto il primo è valido in assoluto, mentre il secondo può variare in virtù della situazione tariffaria, fiscale e finanziaria vigenti, o di altri parametri economici.

REPERIMENTO DATI INPUT-

I dati di partenza per una corretta valutazione sono:

- dati climatici della località nel giorno tipo di ogni singolo mese;
- curve dei carichi termici;
- curve dei carichi frigoriferi;

- curve dei carichi elettrici.

DATI CLIMATICI DELLA LOCALITA'

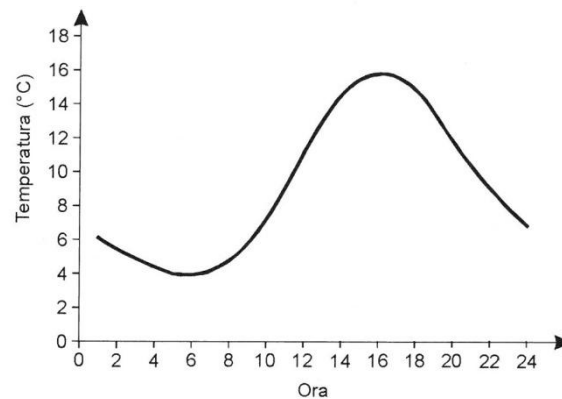
La distribuzione oraria per i vari mesi dell'anno di temperatura e umidità relativa, nonché l'altitudine sul livello del mare, sono indispensabili per l'individuazione dei fabbisogni energetici. Essi influenzano l'efficienza dei gruppi frigoriferi sia in funzionamento normale che in pompa di calore; inoltre vanno ad influire su una quota parte dei carichi termici e frigoriferi.

Per costruire il profilo orario del mese tipo di temperatura e umidità relativa è necessario conoscere la media mensile delle temperature massima T_{mMax} e delle temperature minime T_{mMin} . La temperatura ad una certa ora si ricava da:

$$T_h = T_{mMax} - k_h(T_{mMax} + T_{mMin})$$

Dove k_h è un coefficiente relativo alle varie ore del giorno.

L'andamento orario della temperatura è sinusoidale



L'umidità relativa minima si ha in corrispondenza della temperatura massima, mentre l'umidità relativa massima si ha in corrispondenza della temperatura minima.

Possiamo calcolare i valori di umidità assoluta ora per ora x_h in modo analogo alla temperatura secondo la relazione:

$$h_h = x_{Min} - k_h(x_{Min} + x_{Max})$$

Una volta trovate T_h e x_h è possibile trovare anche l'andamento dell'umidità relativa UR_h .

CURVE DEI CARICHI TERMICI

Le curve dei carichi termici rilevanti ai fini dell'analisi comprendono l'andamento orario nel giorno tipo di ogni mese di tutte le utenze a temperatura compatibile con quella di produzione del sistema di cogenerazione. In particolare si possono avere:

- carichi termici per il riscaldamento;
- carichi termici per l'acqua calda sanitaria;
- carichi termici per utenze diversificate (processi industriali ecc.);
- carichi termici per eventuali gruppi frigoriferi ad assorbimento o deumidificatori chimici.

È necessario dividere i carichi in funzione della temperatura. In questo modo si addebita all'impianto di cogenerazione solo i carichi compatibili con il livello termico di produzione.

Per una precisa definizione dei consumi in tariffa multi orario, le curve devono essere costruite per i giorni feriali, semifestivi e festivi.

CURVE DEI CARICHI FRIGORIFERI

Analogamente a quanto visto per i carichi termici, anche le curve dei carichi frigoriferi vengono costruite per i giorni feriali, semifestivi e festivi. Si devono individuare eventuali differenti livelli termici, come ad esempio la bassa temperatura per processi industriali o per la carica di sistemi di accumulo di ghiaccio o in acqua gelida.

Ciò serve per poter differenziare il carico affidato ad eventuali gruppi frigoriferi di assorbimento.

CURVE DEI CARICHI ELETTRICI

Le curve dei carichi elettrici devono essere costruite come somma dei seguenti componenti:

- carichi elettrici dell'edificio;
- carichi elettrici per funzionamento dei gruppi frigoriferi;
- carichi elettrici per gli ausiliari dell'impianto.

Le curve si ricavano con criteri analoghi a quelli visti per i carichi termici. Le curve dei carichi elettrici per i gruppi frigoriferi vengono dedotte da quelle dei carichi frigoriferi, per la quota relativa alle macchine elettriche, ed eventualmente dalle curve dei carichi termici a bassa temperatura, per pompe di calore. Il calcolo viene effettuato conoscendo d'efficienza energetica dei gruppi frigoriferi, EER in regime estivo e COP in regime invernale, alle varie percentuali di carico.

COSTRUZIONE DELLE CURVE PER EDIFICI ESISTENTI

Nel caso si abbia a che fare con un complesso già esistente, diventa difficoltosa l'esatta definizione delle curve di carico. In primissima approssimazione, per uno studio di fattibilità preliminare, ci si può rifare a tipologie analoghe reperibili nella letteratura corrente.

Per definire la taglia e la tipologia di cogeneratore bisogna effettuare un rilievo sistematico dei consumi in un arco temporale sufficientemente lungo. Dal committente è possibile avere al massimo il consumo totale del combustibile e di energia elettrica in un determinato lasso di tempo; al massimo riusciamo a estrapolare un conteggio giornaliero dell'energia utilizzata dall'edificio. È necessario, in ogni caso, ricavare dati necessari a costruire profili esatti e rilevare eventuali picchi di consumo.

Per i carichi termici e frigoriferi possiamo effettuare un rilievo dell'aria esterna immessa, se possibile mediante misure di portata, altrimenti basandosi sui dati di progetto o sui valori nominali riportati sulle targhe delle apparecchiature di trattamento dell'aria, valutando nel contempo la presenza e l'efficienza di eventuali recuperatori di calore. Nello stesso tempo si effettua un rilievo puntuale ora per ora della temperatura e

dell'umidità relativa dell'aria esterna, mentre per quella interna basta verificare che non vi siano fluttuazioni troppo rilevanti.

La parte di carico dovuta all'acqua sanitaria o ad altri utilizzi specifici può essere valutata con l'interposizione di strumenti di contabilizzazione della portata.

A questo punto l'energia richiesta dalla struttura dell'edificio e dagli eventuali carichi endogeni può essere ricavata per differenza, una volta noti i consumi di combustibile o energia elettrica e il rendimento dei vari generatori di calore. La metodologia descritta deve essere protratta per un tempo sufficientemente lungo (almeno 15-30 giorni), facendo attenzione che non si verificano condizioni anomale di funzionamento. Buona norma è effettuare i rilievi per i due periodi estivo ed invernale.

Tale procedimento permette di ricavare un quadro dell'andamento energetico del complesso estrapolabile in tutte le altre condizioni di funzionamento.

L'esame dell'andamento dei carichi elettrici può essere dedotto da una lettura oraria del contatore.

Quanto descritto comporta ovviamente un costo aggiuntivo che può essere anche rilevante, ma che comunque conviene sostenere in quanto i risparmi conseguibili con una precisa valutazione dei profili energetici reali nell'installazione e nella gestione dell'impianto sono almeno di un ordine di grandezza superiore.

DATI TECNICI DEI GENERATORI

Nella definizione della taglia del cogeneratore i dati occorrenti differiscono a seconda del grado di precisione con cui si vuole fare la valutazione. I dati minimi fondamentali sono:

- potenza introdotta;
- rendimento termico a pieno carico e in parzializzazione;
- rendimento elettrico a pieno carico e in parzializzazione;
- potenza introdotta nei generatori tradizionali;

- rendimento termico dei generatori tradizionali;
- efficienza dei gruppi frigoriferi;
- costi di manutenzione;
- eventuali costi per fermata, intesi come minor vita per il cogeneratore;
- range di parzializzazione dei cogeneratori.

I dati fin qui citati sono sufficienti per una corretta stima nel caso di studio di fattibilità. Qualora si debba eseguire un'analisi più dettagliata è bene conoscere anche altri dati, quali:

- frequenza oraria delle manutenzioni ordinarie;
- tempo di sosta per la manutenzione ordinaria;
- frequenza oraria delle manutenzioni straordinarie;
- tempo di sosta per la manutenzione straordinaria;
- tempo di messa a regime del cogeneratore da situazioni di fermo totale;
- tempo di messa a regime del cogeneratore da situazioni di stand-by;
- tempo di fermata del cogeneratore.

Questi periodi cambiano in base alla tecnologia utilizzata (per i motori endotermici i tempi sono brevi). Tutti questi dati sono fondamentali per calcolare l'efficienza del sistema, sia energetica che economica, mediata nel tempo.

Successivamente bisogna tener conto delle TARIFFE riguardanti il combustibile, i costi fissi, l'energia elettrica compreso il prezzo di vendita per l'energia prodotta in surplus e ceduta alla rete.

DATI DI OUTPUT

Scopo di un confronto energetico ed economico nella produzione combinata di energia è quello di paragonare i risultati di un sistema tradizionale disaccoppiato

con una serie di soluzioni di tipo cogenerativo che si differenziano tra loro per tipologia, taglia e numero di motori utilizzati.

I criteri di ottimizzazione sono sostanzialmente tre:

- ottimo energetico (rendimento);
- ottimo economico, inteso come massimizzazione del risparmio in un singolo esercizio;
- ottimo economico, in termini di tempo di rientro dell'investimento (tempo di ritorno dell'investimento).

Ogni criterio può avere una soluzione diversa: il confronto tra più soluzioni consente al progettista e all'utilizzatore un'ampia panoramica per effettuare coerentemente la propria scelta.

Comunque sia, il riferimento fisso di confronto rimane l'impianto tradizionale univocamente definito, dal punto di vista energetico, dell'efficienza dei generatori e, dal punto di vista economico, dal sistema tariffario vigente.

Le varie tecnologie

La cogenerazione può essere effettuata teoricamente in tutti i processi dove si ha una generazione di energia elettrica che comporta la produzione di calore “di scarto”.

Di seguito in Tabella 1 elenchiamo varie tecnologie in cui è potenzialmente possibile applicare il concetto di cogenerazione.

<i>Tecnologia</i>	<i>Combustibile Utilizzato</i>	<i>Grado sviluppo</i>
Motori alternativi a combustione interna	Solitamente il combustibile impiegato è di tipo gassoso, come ad esempio gas naturale oppure biogas	Alto
Turbine a Gas	Utilizzo di gas naturale oppure biogas	Alto
Cicli Combinati	Utilizzo di gas naturale oppure biogas	Alto
Cicli Rankine a fluido ORC	Combustibili fossili oppure biomasse	Medio
Motori Stirling	Combustibili fossili o energia solare	Medio-Basso
Fotovoltaico/termico	Energia solare	Basso
Fuelcell	Gas naturale, idrogeno, biogas	Basso

Tabella 1 Tecnologie utilizzabili in assetto cogenerativo.

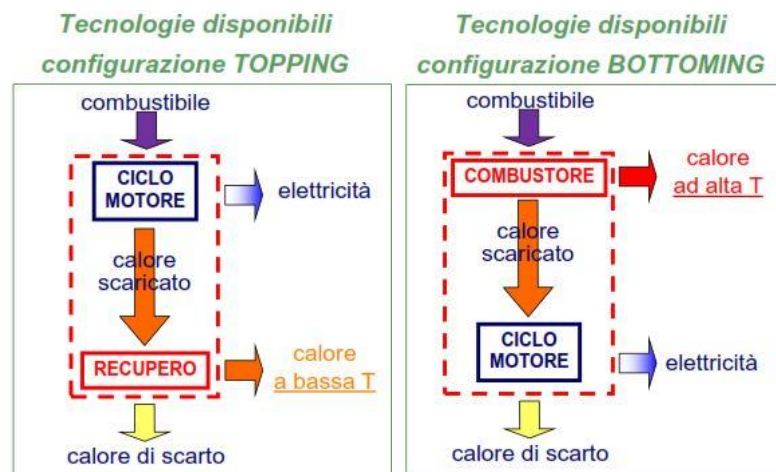
Le varie tecnologie per la cogenerazione:

- Motori a combustione interna (MCI) e Micro Turbine a Gas (MTG) (Config. TOPPING)

- Organic Rankin Cycle (ORC) e Micro

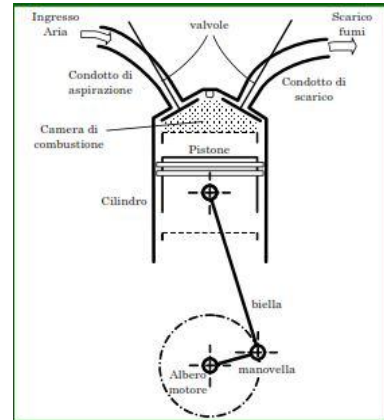
Rankine Cycle (MRC) e Motori Stirling (Conf. BOTTOMING)

- Celle a combustibile, Sistemi termoelettrici e Sistemi termo-fotovoltaici (TPV) (Tecnologie in via di sviluppo)



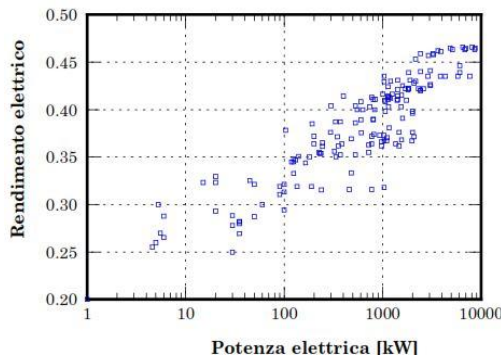
➤ Motori alternativi a combustione interna (MCI)

- Motori a ciclo “Otto” o ad accensione comandata
- Motori a ciclo “Diesel” o ad accensione spontanea
- Motori a 4 tempi
- Motori a 2 tempi



VANTAGGI

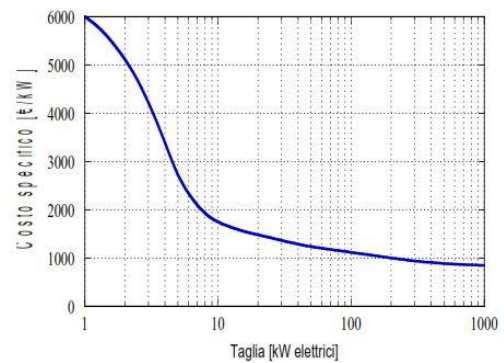
- taglie da 1 kWe a circa 5 MWe (8÷25 €/MWh)
- tecnologia matura impiegata in diversi campi
- elevata affidabilità
- buoni rendimenti di conversione
- costi di investimento contenuti
- elevata flessibilità di esercizio



Aumento del rendimento al crescere della taglia elettrica

SVANTAGGI

- elevati costi di manutenzione
- rumorosità e vibrazioni
- elevati valori delle emissioni

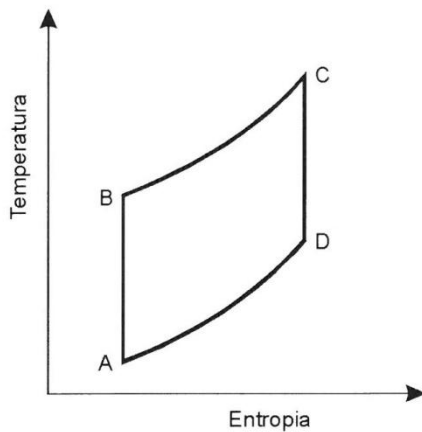


Diminuzione del costo specifico all'aumentare delle taglie elettriche

Nei sistemi di autoproduzione dell'energia elettrica i motori più utilizzati sono quelli endotermici basati su cicli Otto e Diesel. Mentre nel settore automobilistico i combustibili di elezione di questi motori sono rispettivamente la benzina e il gasolio, in campo cogenerativo si usano combustibili diversi quali il metano, biogas, syngas (derivato da pirolisi industriali), oli pesanti.

CICLO OTTO

Il Ciclo Otto è il ciclo di riferimento per i motori a benzina ed è uno dei più utilizzati nel campo cogenerativo. Il ciclo Otto ideale ad aria standard è formato da quattro fasi:



1) Compressione isoentropica: le valvole di aspirazione si chiudono e il moto ascendente del pistone comprime il fluido all'interno del cilindro – tratto A-B: Lavoro di compressione;

2) combustione interna isocora: viene innestata da una scarica elettrica (per questo motivo si chiamano anche “ad accensione per scintilla”) – tratto B-C: Calore fornito per combustione a volume costante;

3) Espansione isoentropica: genera un moto discendente del pistone, fornendo lavoro utile – tratto C-D: Lavoro fornito dal pistone;

4) Fase isocora di scarico dei prodotti di combustione in atmosfera: si aprono le valvole di scarico e i prodotti della combustione vengono sospinti fuori dal cilindro grazie al movimento ascendente del pistone – tratto D-A: Calore ceduto al sistema di raffreddamento a volume costante.

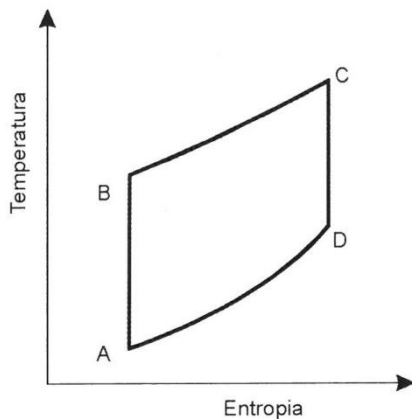
I valori di rendimento che si ottengono normalmente in un ciclo reale sono compresi fra il 22% e il 35%, nettamente inferiori rispetto ai valori ottenibili con un ciclo diesel.

I motori in ciclo Otto possono essere alimentati a metano a GPL o a biogas. Nel caso di metano, la pressione di alimentazione può essere quella della rete di distribuzione

urbana, perché la miscela aria combustibile viene formata prima dell'ingresso in camera di scoppio.

CICLO DIESEL

Il ciclo Diesel è il ciclo di riferimento per i motori a gasolio. Rispetto al ciclo Otto, sostituisce la compressione isocora con una isobara. Il ciclo Diesel ideale ad aria standard è formato da quattro fasi:



1) Compressione isoentalpica: le valvole di aspirazione si chiudono e il moto ascendente del pistone comprime il fluido all'interno del cilindro – Tratto A-B: Lavoro di compressione;

2) Combustione interna isobara, innestata dall'aumento della pressione (per questo motivo si chiamano anche “ad accensione per compressione o accensione spontanea”) – Tratto B-C: Calore fornito per combustione a volume costante;

3) Espansione isoentalpica: genera un moto discendente del pistone, fornendo lavoro utile – Tratto C-D: Lavoro fornito dai pistoni;

4) Fase isocora di scarico dei prodotti di combustione in atmosfera: si aprono le valvole di scarico e i prodotti della combustione vengono spinti fuori dal cilindro grazie al movimento ascendente del pistone – Tratto D-A: Calore ceduto al sistema di raffreddamento a volume costante.

Nei motori a gasolio, la fase di combustione avviene iniettando ad alta pressione il combustibile nebulizzato in piccolissime goccioline nel cilindro ove si trova aria compressa nelle condizioni del punto B e quindi ad una temperatura di circa 900°C , sufficiente per far avvenire la combustione. La pressione nel punto d'iniezione del combustibile va da 100 bar ad oltre 1500 bar nei diesel common air.

Non occorre alcun dispositivo di accensione. La trasformazione avviene ad una pressione che si può ritenere costante, almeno idealmente poiché durante la combustione si ha un aumento di volume della camera di combustione per effetto del movimento del pistone.

I rendimenti sono più elevati, rispetto al ciclo Otto, perché si può comprimere solo aria nella fase AB evitando fenomeni di autodetonazione.

I motori in ciclo diesel si utilizzano per potenze da pochi KW fino alla decina di MW. I primi sono di derivazione automobilistica, appositamente costruiti per usi industriali, mentre i secondi derivano dal settore navale. Il rendimento elettrico varia dal 32% delle taglie più piccole fino ad oltre il 40% per le taglie di maggiore potenza. Il rendimento totale si avvicina all'80-85% per tutte le taglie.

Di contro il motore in ciclo Diesel presenta una potenza specifica per unità di cilindrata bassa, una complessità notevole, maggiori oneri di manutenzione rispetto ad un motore con ciclo Otto, una abbondante produzione di ossidi d'azoto, se alimentato a gasolio.

I motori in ciclo Diesel possono teoricamente essere alimentati con qualunque tipo di combustibile, sia liquido che gassoso. In realtà, però, vi sono dei limiti, qualitativi per i combustibili liquidi e tecnici per i combustibili gassosi. Peggiora la qualità del combustibile liquido, maggiore deve essere la manutenzione, soprattutto per quanto riguarda gli iniettori: di fatto normalmente può essere impiegato come combustibile liquido solamente gasolio e non i più economici oli pesanti. Possono essere alimentati anche a metano, a patto che lo stesso venga compresso alla pressione del punto morto superiore e vengono usati solitamente per potenze elettriche superiori ai 3MW.

➤ Micro Turbine a Gas (MTG)

Le turbine a gas si prestano bene alle applicazioni cogenerative. Sebbene nella versione per produzione di energia elettrica non raggiungano rendimenti paragonabili agli impianti a vapore o con motori Diesel, presentano alcuni vantaggi che le fanno preferire per soddisfare i carichi di punta.

- turbina e compressori radiali
- ciclo rigenerativo a basso rapporto di compressione
- elevata velocità rotazione variabile
- turbine non raffreddate (non necessitano di acqua di raffreddamento)

VANTAGGI

- ridotte emissioni di NOx e CO
- ingombri e pesi contenuti
- bassa rumorosità e vibrazioni
- manutenzione ridotta
- elevata vita utile

SVANTAGGI

- tecnologia emergente
- costo specifico elevato
- rendimenti elettrici inferiori
- bassa temperatura fumi

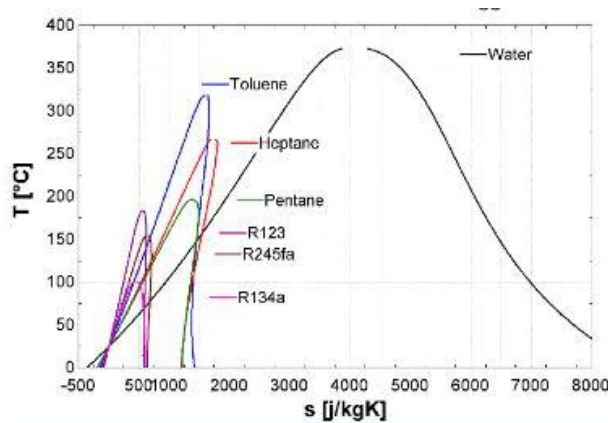
➤ Cicli Organici di Rankine (ORC) – Turbine a vapore

- Basati sul ciclo a vapore (ciclo Rankine): tecnologia consolidata e matura
- Possibilità di utilizzare una combustione esterna o di recuperare calore di scarto da TG, MTG o MCI: piccoli/micro cicli combinati
- Il calore introdotto è trasferito al fluido di lavoro tramite uno scambiatore che funge da caldaia a recupero
- Il fluidi di lavoro sono fluidi organici

Fluidi Organici

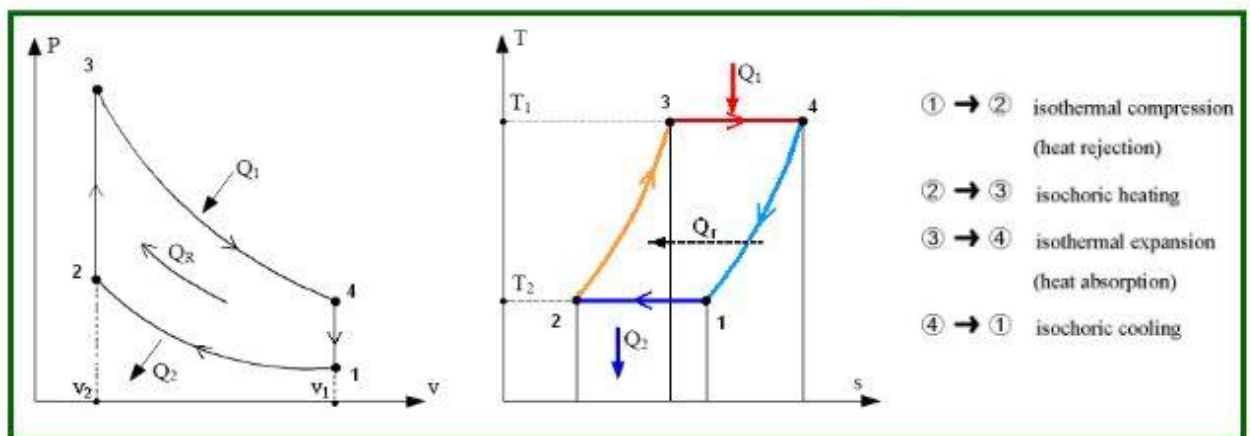
- Possibilità di sfruttare sorgenti di calore a bassa temperatura (100 ÷ 400 °C)
- Basse pressioni di vaporizzazione, anche per condizioni prossime a quelle critiche

- Modesti salti entalpici da sfruttare ed elevati pesi molecolari del fluido di lavoro, con conseguente possibilità di utilizzare come espansori turbine con basso numero di stadi (anche uno solo) e dalle velocità di rotazione ridotte (accoppiamento diretto al generatore elettrico)
- Consentono di ottenere sistemi con dimensioni ridotte rispetto ai classici cicli a vapore d'acqua

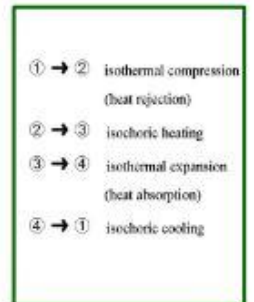
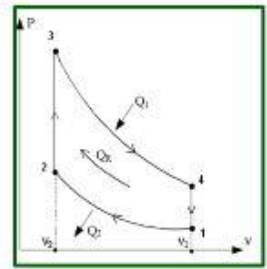
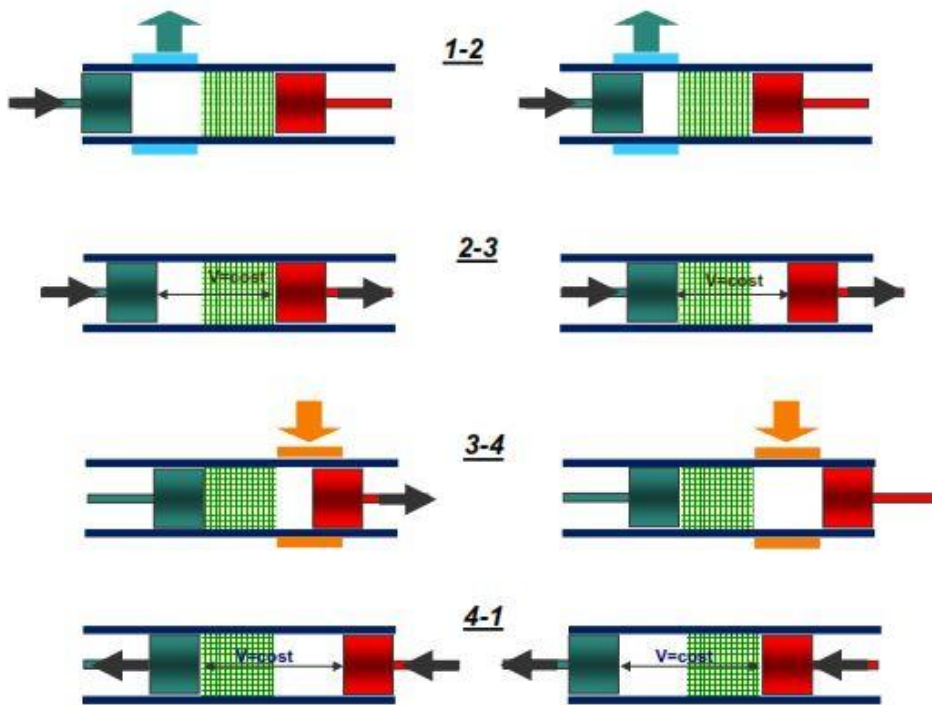


➤ Motori Stirling (ORC)

- Operano secondo un ciclo chiuso a gas (elio, azoto, aria)
- combustione esterna e continua (libertà sulla scelta del combustibile, minori emissioni gassose e sonore)
- calore introdotto e scaricato attraverso scambiatori di calore



Motori Stirling (ORC)



www.ravenna2016.it

31

VANTAGGI

- possibile recupero di flussi termici a bassa temperatura
- taglie fino a qualche centinaio di kWe
- Rendimenti elettrici = 10-35 %

SVANTAGGI

- elevati tempi di avviamento
- complessità e varietà di architetture
- costi elevati

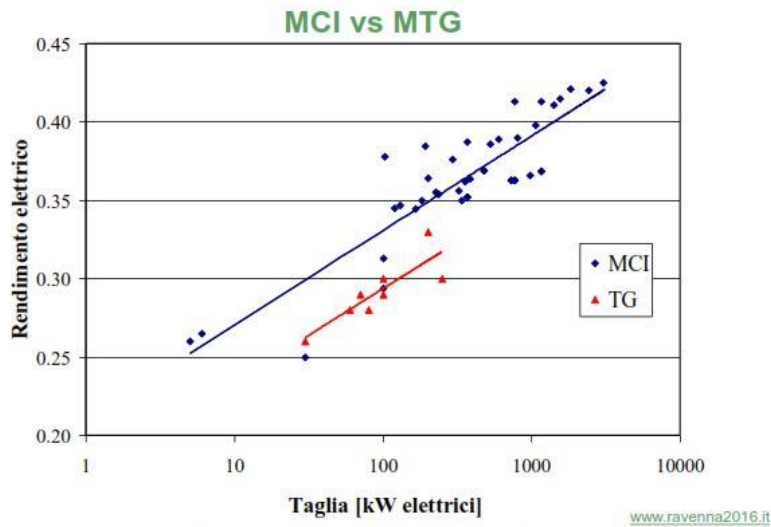


Stirling Energy Systems (SES) (USA)
 Motore Stirling ad energia solare



Confronto tra tecnologie consolidate

Innanzitutto non tutti i motori sono adatti per le varie applicazioni. La cogenerazione può spaziare da potenze elettriche di pochi kW fino alle centinaia di MW.



Possiamo notare come il rendimento elettrico aumenta all'aumentare della taglia per tutti i tipi di motore. Di conseguenza, concentrare la produzione di energia potrebbe permettere dei risparmi energetici

importanti, se non fosse per le perdite di carico della rete di distribuzione.

Per la cogenerazione di piccola e media taglia, inferiore a 2 MW, le uniche alternative possibili sono i motori endotermici alternativi e le turbine a gas. Le turbine a vapore sono utilizzate solo nell'industria e trovano una giustificazione al loro basso rendimento elettrico solamente laddove il carico termico richiesto sia effettivamente elevato. Per potenze ancora superiori i cicli combinati presentano risultati migliori.

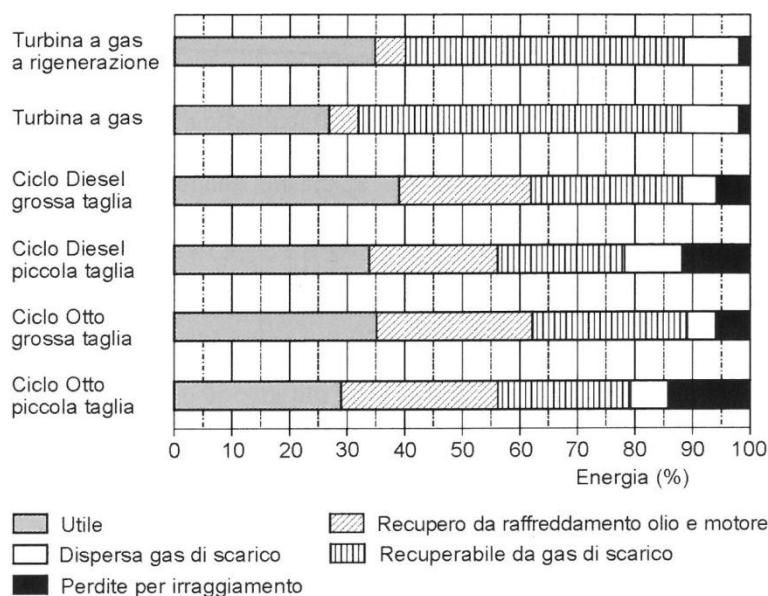
Una seconda analisi riguarda i rendimenti termici dei motori in funzione del rendimento elettrico. Ricordiamo che il rendimento del cogeneratore η_{cog} è la somma dei rendimenti termici e elettrici del sistema (η_{Tcog} e η_{Ecog}). Generalmente il problema della maggioranza delle applicazioni di cogenerazione è la sproporzione tra richiesta di carico elettrico e carico termico, soprattutto nella mezza stagione. Se l'impianto non risulta economico, lo è sempre perché si ha un surplus di energia termica rispetto alle reali esigenze dell'impianto. Pertanto sono preferibili motori con un alto rendimento elettrico e conseguente minore rendimento termico. Da questo punto di vista sono ottimali i cicli combinati turbina a gas + turbina a vapore, che però possono essere utilizzati solo per grandi centrali, quindi per teleriscaldamento urbano.

CONFRONTO TRA MOTORI PER LA MICRO E MEDIA COGENERAZIONE

Come si è visto, i motori da cogenerazione sono caratterizzati dal rendimento elettrico e dal rendimento termico: di questi il primo, che dipende dal rendimento meccanico del motore e dal rendimento dell'alternatore, è il più importante in quanto influenza direttamente i costi (a parità di richiesta di energia elettrica, il consumo di combustibile è tanto minore quanto maggiore è il rendimento elettrico).

I motori in ciclo Otto sono caratterizzati da rendimenti elettrici che vanno da un minimo del 27% per le taglie più piccole, fino al 35% per i motori da 300 kW ed arrivano a un massimo di 38% per i motori da qualche MW. Il rendimento termico si mantiene attorno al 50%- 55% per tutte le taglie.

I motori in ciclo Diesel hanno rendimenti più elevati: già per piccole taglie si attestano livelli superiori al 30% per arrivare al 38% già in alcune versioni da 200 kW e superare il 40% nelle taglie sopra 1 MW. Di contro i rendimenti termici sono inferiori di circa il

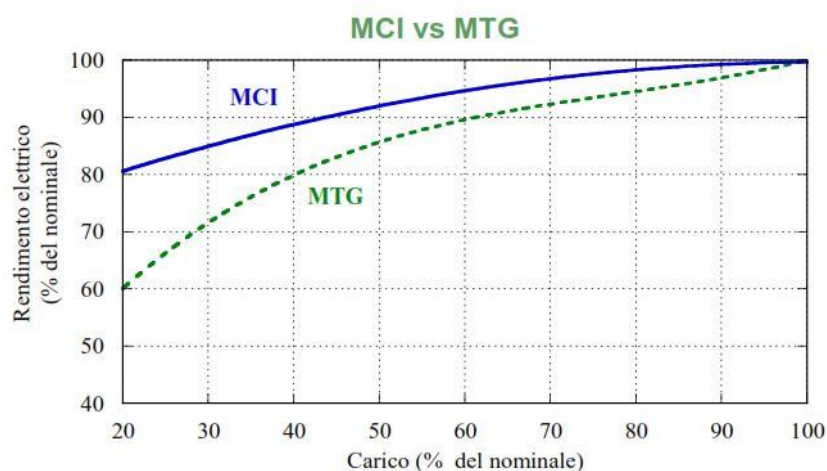


5-10 % rispetto ai corrispondenti ciclo Otto.

Bilancio energetico dei motori endotermici e delle turbogas.

Per i motori endotermici, la suddivisione tra grossa e piccola taglia

è fissata intorno ai 100 kW, quindi tra motori di derivazione automobilistica e motori industriali. Se l'andamento del rendimento meccanico è sostanzialmente lineare con la potenza complessiva prodotta, le perdite per irraggiamento dipendono dalla conformazione del motore: quelli di derivazione automobilistica, più leggeri, hanno perdite doppie rispetto agli industriali, a causa anche della maggiore superficie disperdente per potenza unitaria. Solo una parte dell'energia termica dei fumi di scarico



può essere recuperata. Questa percentuale è tanto maggiore quanto più bassa è la temperatura in uscita e quindi anche la temperatura del

recupero. Il rendimento meccanico di un motore varia in funzione della percentuale del carico. Di conseguenza varia anche il rendimento elettrico del sistema cogenerativo, e anche quello termico. In particolare questo aumenta al diminuire del rendimento elettrico, mentre il rendimento globale, somma dei due, si mantiene pressoché costante. Pertanto, quando diminuisce il rendimento elettrico, si ha una maggiore produzione di energia termica, cosa non sempre gradita.

Variazione del rendimento in funzione del carico.

Il rendimento si mantiene costante al variare del numero di giri. I motori a combustione interna MCI non possono essere utilizzati con carico inferiore al 50% per periodi continuativi, pena un rapido degrado del motore. Le fasce di tenuta dei pistoni lavorano bene solamente in presenza di un differenziale di pressione agente sulle stesse, in modo da garantire un certo angolo d'incidenza tra fasce stesse e la camicia del cilindro. Nel caso questo differenziale non fosse sufficiente, le fasce lavorerebbero in posizione quasi orizzontale, provocando una lappatura della superficie della camicia, con conseguente trafilamento d'olio e perdita di compressione e, quindi, di resa. È il fenomeno che accade anche alle comuni automobili quando in fase di rodaggio non vengono sottoposte ad un carico adeguato.

Il rendimento delle turbine a gas MTG, decade al diminuire del carico. A parità di numero di giri, in una turbina a gas monoalbero la potenza erogata è proporzionale alla temperatura di combustione, quindi del combustibile immesso. Quindi il rendimento decade al diminuire della temperatura di combustione.

Ricordiamo che la resa e il rendimento risentono anche della temperatura e umidità relativa dell'aria. (esistono tabelle della variazione di resa e rendimento in base ai valori di t°C e UR%). In modo analogo la resa ed il rendimento vengono influenzati dall'altitudine, perché anche questa fa diminuire la densità dell'aria. In un motore sovralimentato si può aumentare il rapporto di compressione attraverso il compressore in fase di taratura, per eliminare le perdite dovute alla diminuzione della pressione atmosferica. Le turbine a gas sono ancora più sensibili dei motori alternativi alle variazioni termometriche dell'aria di combustione.

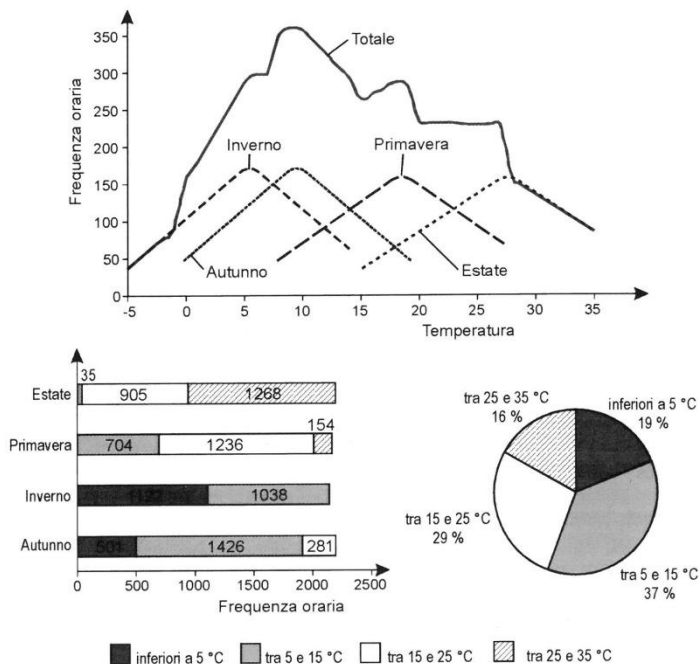
Applicazioni della cogenerazione

Gli impianti di cogenerazione si adattano più o meno alle diverse applicazioni, in funzione di una serie di parametri, quali il clima della località, il numero delle ore di funzionamento, l'andamento temporale del carico elettrico, del carico termico e del carico frigorifero.

Sommariamente possiamo dire che un impianto di cogenerazione è tanto più conveniente quanto più la produzione di energia elettrica avviene nelle ore di maggior pregio, quando il suo costo è alto e quanto maggiore è la richiesta di energia termica durante tutto l'anno.

La produzione di energia frigorifera mediante sistemi di trigenerazione sposta il tempo di ritorno dell'investimento perché il risparmio ottenibile nel funzionamento estivo è basso e il costo dell'investimento iniziale è alto. Per un impianto di cogenerazione non è solo importante il carico elettrico, ma soprattutto quelli termici e frigoriferi. L'energia elettrica in eccesso viene venduta, ma bisogna capire cosa fare con il recupero del

calore. Come sfruttare questo recupero dipende dal clima. A parità di tipologia di utilizzo, tanto più fredda è la località ove è installato l'impianto, tanto maggiore è la necessità di riscaldamento e minore quella di condizionamento.



può notare che per il 30% del tempo la temperatura è compresa tra 15° e 25°C, condizioni per le quali sono basse o in certi casi nulle sia la richiesta di riscaldamento che di condizionamento.

Se l'impianto lavora solamente 10 ore al giorno per circa 250 giorni l'anno, come nel caso degli uffici, la distribuzione delle temperature varia poco. Il funzionamento avviene solamente nelle ore diurne, le più calde: le percentuali delle due fasce intermedie rimangono sostanzialmente invariate, mentre aumenta la percentuale delle temperature più elevate a discapito di quelle più basse.

Nel sud Italia aumenta la fascia di temperature miti, ovvero quelle comprese tra 15 e 25°C, quindi c'è poca necessità sia di riscaldamento che di condizionamento.

Si possono trarre le seguenti conseguenze:

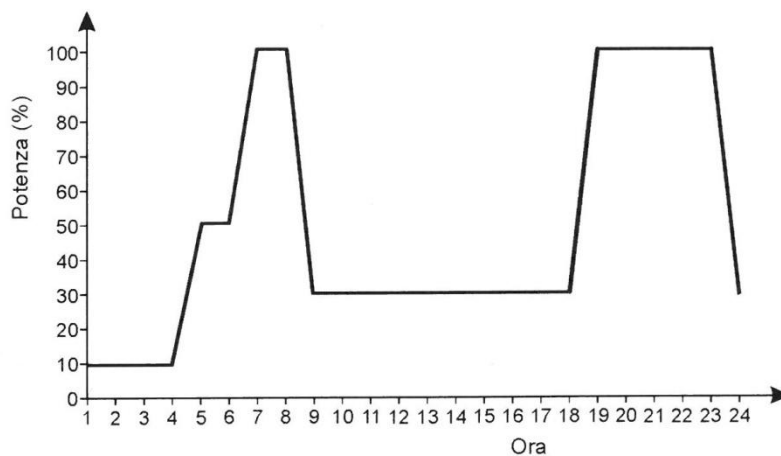
- nel nord Italia, il tempo dedicato al riscaldamento varia tra il 50% e il 60%; queste percentuali scendono al 35% - 40% nell'Italia meridionale;
- il periodo in cui è richiesto il condizionamento in modo consistente, ovvero quando la temperatura è superiore a 25°C, varia tra il 15% e 20% in Italia settentrionale, tra il 20% e il 25% in quella meridionale;
- nelle regioni meridionali si allarga la fascia di temperature miti: oltre il 40% circa contro il 30% del settentrione;
- se l'utilizzo degli impianti viene effettuato solo nelle ore diurne, il periodo in cui è richiesto il riscaldamento si riduce ulteriormente, mentre aumenta percentualmente il periodo dedicato al condizionamento;
- il clima tipicamente mediterraneo non aiuta l'utilizzo della cogenerazione, per i suoi periodi temperati. Diventa allora molto importante la richiesta di acqua calda sanitaria durante tutto l'anno.

APPLICAZIONI RESIDENZIALI

La cogenerazione si presta in modo particolare alle applicazioni residenziali, specialmente quando è al servizio di un numero consistente di unità abitative.

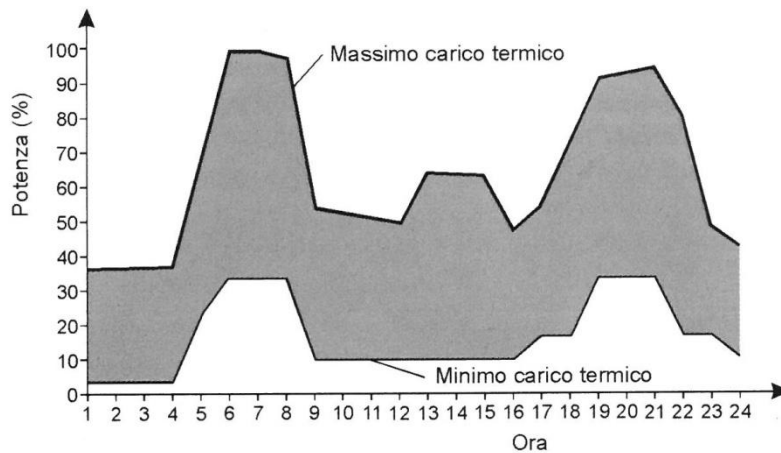
Le caratteristiche delle applicazioni residenziali sono:

- 1) Numero di ore di funzionamento: 8760 per i complessi come condomini, lotti di villette a schiera ecc., circa 6500-7000 per la singola unità abitativa come una villa. Il numero di ore elevato porta ad un tempo di ritorno dell'investimento abbastanza rapido.
- 2) Tassazione sul metano: non defiscalizzato. Questa condizione eleva il costo dell'energia termica, anche tenendo conto del fatto che per il privato l'IVA è un costo, in quanto non detraibile. I tempi di ritorno dell'investimento si accorciano.
- 3) Costo dell'energia elettrica: elevato. Per il privato il costo dell'energia elettrica è maggiore di quello pagato dalle aziende a causa dell'IVA indetraibile.
- 4) Carichi elettrici: il profilo orario giornaliero presenta dei picchi distribuiti la mattina presto e la sera. Cambia poco per i vari mesi dell'anno.



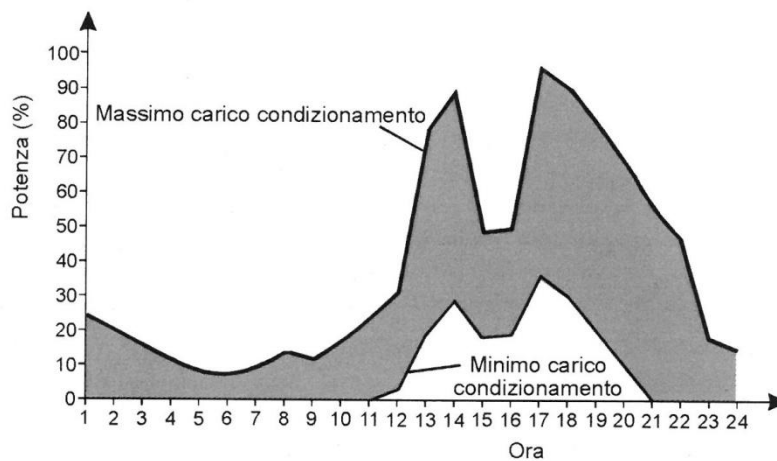
Andamento orario giornaliero del carico elettrico. Utenza residenziale.

- 5) Richiesta acqua calda sanitaria: è una voce importante. È costante tutto l'anno e ha un andamento abbastanza simile a quello dei carichi elettrici, con punte elevate la mattina e la sera.
- 6) Carico termico totale: la richiesta di riscaldamento si ha fino ad una temperatura esterna di 15-20° C. Il numero delle ore di funzionamento in riscaldamento è di circa 4500-5000 nell'Italia settentrionale e 2900-3400 nell'Italia meridionale. La richiesta di acqua calda sanitaria si ha invece tutto l'anno.



Andamento orario giornaliero dei carichi termici totali (comprensivi della richiesta di ACS). Utenza residenziale. L'area grigia rappresenta tutti i punti di possibile funzionamento annuale.

7) Carico condizionamento: il condizionamento dell'aria viene aperto solamente da maggio a settembre con temperature superiori a 25°C. Pertanto il numero delle ore di funzionamento è limitato a circa 1500 nell'Italia settentrionale e circa 200 nel meridione.



Andamento orario giornaliero dei carichi per il condizionamento. Utenza residenziale. L'area grigia, compresa tra la curva massima del giorno più caldo dell'anno e la curva minima nel mese di maggio o settembre, rappresenta tutti i punti di possibile funzionamento annuale. Come si nota il carico va a zero per buona parte del tempo.

Conviene dimensionare il cogeneratore sulla potenza termica, considerando che in gran parte dell'anno vi è richiesta solo di produzione dell'acqua sanitaria. L'eventuale eccesso di energia elettrica prodotta può essere venduta in rete. Non sembra conveniente l'utilizzo della rigenerazione estiva.

Iter autorizzativo

- Riconoscimento CAR Cogenerazione ad alto rendimento
- Certificati bianchi - CB
- Regime di scambio sul posto
- Richiesta di connessione
- Regime di officina elettrica
- Certificato prevenzione incendi - CPI
- Denuncia dell'impianto di riscaldamento INAIL
- Defiscalizzazione del gas naturale

➤ RICONOSCIMENTO CAR

La cogenerazione è la produzione combinata, in un unico processo, di energia elettrica - o meccanica - e calore.

Un'unità di cogenerazione è definita ad alto rendimento se il valore del risparmio di energia primaria (PES) che ne consegue è almeno del 10% oppure, nel caso di unità di micro-cogenerazione (< 50 kWe) o piccola cogenerazione (< 1 MWe), se assume un qualunque valore positivo.

Il PES è definito come:

$$PES = \left(1 - \frac{1}{\frac{CHPH_{\eta}}{RefH_{\eta}} + \frac{CHPE_{\eta}}{RefE_{\eta}}} \right) \times 100$$

$CHPH_{\eta}$ e $CHPE_{\eta}$ sono i rendimenti di produzione mediante cogenerazione.

Sono dati specifici dell'unità di cogenerazione, vanno calcolati sulla base dei valori di energia reali (misurati o eventualmente certificati nel caso della micro-cogenerazione), per un dato periodo di riferimento.

$CHPH_\eta$ è il rendimento termico della produzione mediante cogenerazione pari a :

$$CHPH_\eta = \frac{H_{CHP}}{F_{CHP}}$$

è definito come rapporto tra: quantità di calore utile prodotto dall'unità e energia contenuta nell'intero combustibile di alimentazione impiegato per produrre il calore utile e l'energia elettrica da cogenerazione.

$CHPE_\eta$ è il rendimento elettrico della produzione mediante cogenerazione pari a:

$$CHPE_\eta = \frac{E_{CHP}}{F_{CHP}}$$

è definito come rapporto tra: energia elettrica/meccanica prodotta da cogenerazione e energia contenuta nell'intero combustibile di alimentazione impiegato per produrre il calore utile e l'energia elettrica da cogenerazione.

$RefH_\eta$ e $RefE_\eta$ sono i rendimenti di riferimento.

$RefH_\eta$ è il rendimento di riferimento per la produzione separata di calore

Valori tabulati che variano in base al tipo di combustibile impiegato e l'utilizzo che viene fatto del calore.

$RefE_\eta$ è il rendimento di riferimento per la produzione separata di elettricità.

Sono valori tabulati che variano in base al tipo del combustibile e l'anno di entrata in esercizio dell'unità di cogenerazione. Questi ultimi vanno corretti con appositi fattori legati alla zona climatica e alle perdite evitate sulla rete. (Allegati del DM 4 agosto 2011).

Il GSE provvede annualmente al riconoscimento a consuntivo del funzionamento CAR e, per le unità di cogenerazione che lo richiedono, al successivo riconoscimento del numero di CB (Certificati Bianchi) cui hanno diritto. Provvede inoltre a esaminare richieste di valutazione preliminare (preventivo) per unità non ancora in esercizio, finalizzate al successivo accesso ai Certificati Bianchi.

Il GSE infine svolge le attività di verifica e controllo sugli impianti incentivati comunicando al MISE (Ministero dello sviluppo economico) e al produttore l'esito finale delle ispezioni.

I principali benefici che la legislazione attuale riconosce alla Cogenerazione ad Alto Rendimento sono:

- la precedenza, nell'ambito del dispacciamento, dell'energia elettrica prodotta da cogenerazione rispetto a quella prodotta da fonti convenzionali;
- le agevolazioni fiscali sull'accisa del gas metano utilizzato per la cogenerazione;
- la possibilità di accedere al servizio di Scambio sul Posto dell'energia elettrica prodotta da impianti di Cogenerazione ad Alto Rendimento con potenza nominale fino a 200 kW;
- la possibilità di applicare condizioni tecnico-economiche semplificate per la connessione alla rete elettrica;
- la possibilità di ottenere le agevolazioni tariffarie per impianti alimentati a Fonti Energetiche Rinnovabili;
- la possibilità di incentivazione dell'energia elettrica prodotta in Cogenerazione ad Alto Rendimento, netta e immessa in rete da impianti alimentati a biometano;
- la possibilità per un impianto termoelettrico non alimentato a fonte rinnovabile, presente all'interno di un sistema semplice di produzione e consumo, di essere considerato in assetto cogenerativo ad alto rendimento per l'anno "n" (requisito necessario per i sistemi di tipo SEU o SESEU-B) purché l'energia cogenerata dall'unità (ECHP) risulti, per l'anno "n-1", maggiore del 50% della produzione totale lorda di energia elettrica dell'impianto a cui tale unità appartiene.

➤ CERTIFICATI BIANCHI (CB)

Possono accedere al meccanismo dei Certificati Bianchi le unità di cogenerazione riconosciute CAR a consuntivo:

- entrate in esercizio a seguito di nuova costruzione o rifacimento dopo il 6 marzo 2007, per un periodo di 10 anni solari, a decorrere dal primo gennaio dell'anno successivo all'entrata in esercizio;

- entrate in esercizio a seguito di nuova costruzione o rifacimento dopo il 6 marzo 2007 e abbinate ad una rete di teleriscaldamento, per un periodo di 15 anni solari a decorrere dal primo gennaio dell'anno successivo all'entrata in esercizio.

Possono accedere al meccanismo dei CB anche le unità di cogenerazione entrate in esercizio tra il 1 aprile 1999 e il 6 marzo 2007, per un periodo di 5 anni solari, a decorrere dall'entrata in vigore del D.M. 05/09/2011 se riconosciute di cogenerazione ai sensi delle norme applicabili alla data di entrata in esercizio.

Per queste unità il numero di Certificati Bianchi emessi è pari al 30% di quello previsto per le altre due tipologie. Annualmente è facoltà dell'operatore scegliere se richiedere il rilascio dei CB spettanti sul proprio conto proprietà presso il registro titoli di efficienza energetica (TEE) del GME (Gestione mercato energetico) o il ritiro degli stessi da parte del GSE.

Il prezzo di ritiro dei Certificati Bianchi sarà pari a quello vigente alla data di entrata in esercizio dell'unità (o alla data di entrata in vigore del D.M. 05/09/2011 nel caso di unità già in esercizio). Al mese di Maggio 2019 il prezzo è pari a circa 260 €/Tep.

CERTIFICATI BIANCHI

I Titoli di Efficienza Energetica (TEE), denominati anche certificati bianchi, sono stati istituiti dai Decreti del Ministro delle Attività Produttive, di concerto con il Ministro dell'Ambiente e della Tutela del Territorio 20 luglio 2004 (D.M. 20/7/04 elettricità, D.M. 20/7/04 gas) come successivamente modificati ed integrati con i D.M. 21/12/07, D.M. 28 dicembre 2012 e D.M. 11 gennaio 2017 determinante,

quest'ultimo, gli obiettivi quantitativi nazionali di incremento dell'efficienza energetica per il quadriennio 2017-2020.

Sono titoli negoziabili che certificano i risparmi energetici conseguiti negli usi finali di energia, realizzando interventi d'incremento dell'efficienza energetica. Il sistema dei CB è un meccanismo d'incentivazione che si basa su un regime obbligatorio di risparmio di energia primaria per i distributori di energia elettrica e gas naturale con più di 50.000 clienti finali. Per ogni anno d'obbligo, dal 2017 al 2020, sono stati fissati gli obiettivi di risparmio che i distributori devono raggiungere attraverso la realizzazione d'interventi di efficienza energetica.

I risultati da raggiungere sono per il:

2017: 7,14 Milioni di TEP;

2018: 8,32 Milioni di TEP;

2019: 9,71 Milioni di TEP;

2020: 11,19 Milioni di TEP.

Gli obiettivi includono: gli interventi associati al rilascio dei Certificati Bianchi, energia da Cogenerazione ad Alto Rendimento (CAR), gli interventi che continuano a generare risparmi anche dopo la conclusione del periodo di vita utile e gli interventi di efficientamento eseguiti nell'ambito del D.M.106 del 20/05/2015.

I soggetti obbligati possono adempiere alla quota d'obbligo di risparmio in due modi:

- realizzando direttamente o attraverso le società da essi controllate, o controllanti, i progetti di efficienza energetica ammessi al meccanismo;
- acquistando i titoli dagli altri soggetti ammessi al meccanismo, ovvero altri distributori, ESCO (Energy service company) certificate o utenti finali pubblici o privati che hanno nominato un EGE (esperto gestione energia) certificato.

Per ogni TEP (Tonnellata Equivalente di Petrolio) di risparmio (equivalente a circa 5.350 kWh di energia elettrica o a 1.200 metri cubi di gas naturale) conseguito grazie alla realizzazione dell'intervento di efficienza energetica, viene

riconosciuto un Certificato per tutta la sua vita utile stabilita dalla normativa per ogni tipologia di progetto (da 3 a 10 anni).

I soggetti volontari e i soggetti obbligati scambiano i CB sulla piattaforma di mercato gestita dal GME o attraverso contrattazioni bilaterali.

I Certificati Bianchi non possono essere cumulati con altre tipologie d'incentivi statali richiesti per il medesimo progetto e il loro prezzo varia in base alle logiche di mercato.

I PROGETTI DI EFFICIENZA ENERGETICA AMMISSIBILI AL MECCANISMO DEI CB

I progetti di efficienza energetica ammissibili al meccanismo sono progetti che non sono stati ancora realizzati e che sono in grado di generare risparmi energetici addizionali, ovvero maggiori rispetto a quelli conseguibili dal sistema tecnologico assunto come punto di riferimento.

La normativa definisce i progetti ammessi al meccanismo dei Certificati Bianchi, divisi per tipologia in base al settore di riferimento. Il proponente inoltre, qualora il suo progetto non sia tra quelli previsti dalla normativa, può chiedere di valutarne l'ammissibilità.

Ogni intervento, a seconda del tipo di risparmio conseguito, può ottenere una tipologia differente di TEE:

Titoli di Tipo I - Riduzione dei consumi di energia elettrica;

Titoli di Tipo II - Riduzione dei consumi di gas naturale;

Titoli di Tipo III - Riduzione dei consumi di altre forme di energia non realizzati nel settore dei trasporti;

Titoli di Tipo IV - Riduzione dei consumi di altre forme di energia realizzati nel settore dei trasporti.

Di seguito alcuni esempi di progetti ammessi.

- Settore industriale

Installazione di impianti di produzione di energia termica;

Installazione di generatori di aria calda;

Installazione di bruciatori rigenerativi;

Installazione di sistemi power quality;

Installazione di motori elettrici;

Recupero energetico nei sistemi di rigassificazione del GNL.

- Settore reti, servizi e trasporti

Efficientamento di reti di teleriscaldamento e/o teleraffrescamento esistenti;

Acquisto flotte di mezzi di trasporto a trazione elettrica, gas naturale, GNL, GPL, ibride o a idrogeno;

Efficientamento reti elettriche, del gas e idriche;

Realizzazione ed efficientamento di CED.

- Settore civile

Installazione di caldaie e generatori di aria calda;

Interventi di isolamento termico;

Retrofit e realizzazione di edifici a energia quasi zero.

- Misure comportamentali

Adozione di sistemi di segnalazione e gestione efficienti;

Adozione di sistemi di analisi dati sui consumi di singoli impianti;

Adozione iniziative finalizzate all'utilizzo di veicoli a basse emissioni.

Per ogni tipologia d'intervento la normativa definisce la vita utile ovvero il numero di anni per i quali è possibile richiedere i TEE sulla base del risparmio misurato nel periodo di riferimento.

Per un elenco esaustivo, fare riferimento alla Tabella 1 nell'Allegato 2 al D.M. 11/01/2017.

I metodi di valutazione dei risparmi conseguibili attraverso la realizzazione dei progetti di efficienza energetica sono due:

1. Metodo a consuntivo

Il metodo di valutazione a consuntivo quantifica il risparmio energetico aggiuntivo conseguito attraverso la realizzazione del progetto a consuntivo (PC) tramite una misurazione puntuale delle grandezze caratteristiche, sia nella configurazione ex ante sia in quella ex post.

Ai fini dell'accesso al meccanismo, i PC devono aver generato una quota di risparmio aggiuntivo non inferiore a 10 TEP nel corso dei primi 12 mesi del periodo di monitoraggio.

2. Metodo standardizzato

Questo metodo quantifica il risparmio energetico aggiuntivo conseguito attraverso la realizzazione del progetto standardizzato (PS) ed è rendicontato sulla base di un algoritmo di calcolo e della misura diretta di un idoneo campione rappresentativo dei parametri di funzionamento che caratterizzano il progetto sia nella configurazione ex ante sia in quella ex post.

Ai fini dell'accesso al meccanismo, il PS deve aver generato una quota di risparmio aggiuntivo non inferiore a 5 TEP nel corso dei primi 12 mesi del periodo di monitoraggio.

Seguiranno, in un arco temporale di 180 giorni, da parte del GSE, attività di verifica e controllo mediante ispezioni e sopralluoghi.

Per avere accesso al meccanismo dei Certificati Bianchi sono ammissibili solo specifici progetti di efficienza energetica:

- i progetti realizzati dal medesimo soggetto titolare del progetto presso uno o più stabilimenti, edifici o siti comunque denominati;
- i progetti realizzati con data di inizio della realizzazione dell'intervento successiva alla data di trasmissione al GSE dell'istanza di accesso al meccanismo;
- i progetti che generano risparmi energetici addizionali, ovvero i risparmi di energia primaria calcolati come differenza fra il consumo di baseline (il consumo di energia primaria del sistema tecnologico assunto come punto di riferimento ai fini del calcolo dei risparmi energetici addizionali) e il consumo energetico nella configurazione post operam, con riferimento al medesimo servizio reso e assicurando una normalizzazione delle condizioni che influiscono sul consumo energetico;
- i progetti per i quali si dispone di idonea documentazione attestante che per la messa in opera degli interventi siano stati utilizzati componenti nuovi o rigenerati per i quali non siano già stati riconosciuti Certificati Bianchi (al netto degli impianti già esistenti afferenti o funzionali al medesimo progetto);
- i progetti predisposti e trasmessi al GSE secondo quanto previsto dal D.M. 11/01/2017;
- i progetti classificabili tra le tipologie di intervento riportate nel D.M. 11/01/2017.

Commercializzazione dei Certificati Bianchi

Esistono due modi per acquistare e vendere i Certificati Bianchi:

- la Borsa dei Titoli di Efficienza Energetica, affidata al GME con cadenza settimanale;
- gli accordi privati, comunicando prezzi e quantità al GME che, ogni 5 del mese pubblicherà le informazioni sui prezzi minimi e massimi e il prezzo medio ponderato, per garantire una maggiore trasparenza sull'andamento dei prezzi.

➤ REGIME DI SCAMBIO SUL POSTO (SSP)

LO STRUMENTO PER IMMAGAZZINARE L'ENERGIA PRODOTTA E NON AUTOCUNSUMATA

Lo SPP è un servizio erogato dal GSE che, annualmente, prevede il confronto tra l'energia immessa in rete dal proprio impianto e quella prelevata. In particolare, le due partite vengono compensate tra di loro e, normalmente, si riceve un rimborso.

L'utente proprietario di un impianto connesso alla rete, infatti, continua a pagare la sua bolletta con il fornitore che ha scelto. In particolare pagherà solo l'energia che ha prelevato nei momenti in cui il suo impianto non era in funzione (malfunzionamenti ecc) e la pagherà ad un prezzo che sappiamo essere comprensivo del costo puro dell'energia e di tante altre voci, come spese di rete, di contatore, imposte, ecc... Nessuna variazione si applica al contratto in essere con il proprio fornitore, il rimborso eventualmente spettante viene erogato dal GSE con cui è in essere una convenzione a sé.

Periodicamente, il GSE, tramite le letture del contatore che vengono comunicate dal gestore, verifica quanta energia è stata prelevata e quanta immessa. Il GSE fa questa verifica annualmente, ma stima degli acconti trimestrali che versa sul conto corrente dell'utente con la causale Contributo in conto scambio. A fine anno (al 31/12) con un conguaglio vengono corrette le stime e saldato il rapporto per l'anno trascorso. La compensazione avviene nel modo seguente. Se a fine anno risulta che siano stati immessi nella rete più Kw rispetto a quelli che sono stati prelevati, si riceve un contributo che è la somma di due voci:

la prima a titolo di rimborso, per ognuno dei Kw prelevati

la seconda a titolo di corrispettivo di vendita per i Kw immessi e non prelevati.

Il valore del primo elemento, ovvero del rimborso, viene calcolato considerando un prezzo che non è esattamente quello pagato dall'utente in bolletta, ma corrisponde ad un prezzo inferiore del 30%. Non sono, infatti, rimborsate né le imposte pagate, né la

componente MCT (misure di compensazione territoriale) della fattura. Si tratta, comunque, di un importo considerevole che equivale al 70% delle bollette pagate. Il valore del secondo elemento, ovvero del corrispettivo per i Kw immessi in rete, viene valorizzato moltiplicando l'energia immessa per il prezzo al Kw valido per la zona territoriale in cui l'impianto è attivo e rilevato nel mercato, in particolare nel MGP (Mercato del Giorno Prima).

Un proprietario d'impianto domestico (e comunque di un impianto di 20Kwh di produzione al massimo) può aderire al servizio di Scambio sul Posto con 2 modalità:

Presentando il Modello Unico al proprio gestore: con questa modalità si richiedono contestualmente la connessione e l'esercizio del nuovo impianto e l'attivazione della convenzione di SSP. Sarà il gestore ad interfacciarsi direttamente con il GSE che, conclusa la pratica, comunicherà all'utente tutti i codici per gestire il rapporto direttamente dal Portale SSP;

Presentando una richiesta di adesione allo SSP direttamente al GSE dal portale online, entro 60 giorni dalla data di entrata in esercizio dell'impianto. Il contratto sarà stipulato direttamente con il GSE.

Le regole che vengono utilizzate per il calcolo del contributo in conto scambio hanno una particolare complessità per la quale si rimanda alla lettura della normativa e soprattutto delle Regole Tecniche pubblicate e tenute aggiornate sul sito del GSE. In estrema sintesi si rappresenta il contributo in conto scambio attraverso la formula:

$$Cs = \min(Cei; Oe) + Es \times CUsf$$

Abbiamo una quota energia data da:

Cei: Controvalore al prezzo di mercato dell'energia elettrica immessa in rete;

Oe: Onere dell'energia elettrica prelevata dalla rete per i consumi (stimato).

Quota servizi:

Es: Energia scambiata con la rete (pari alla quantità minore tra energia prelevata e energia immessa in rete);

CUsf: Corrispettivo per i servizi di rete e per gli oneri generali di sistema (Determinati dall'Autorità per l'Energia Elettrica il Gas e il Sistema Idrico- AEEGSI- in via forfettaria)

Se il Cei è maggiore dell' Oe la differenza costituisce un'ECCEDENZA che può accumularsi nel corso degli anni per essere utilizzata quando, in un determinato anno, l'onere Oe sia superiore al controvalore Cei, o potrà essere richiesta in liquidazione contestualmente al pagamento del contributo Cs.

➤ RICHIESTA DI CONNESSIONE

Tutte le procedure per richiedere il servizio di connessione di impianti di produzione di energia elettrica sono disciplinate dall' Autorità di regolazione per Energia Reti e Ambiente (ARERA già AEEGSI) attraverso la delibera AEEGSI ARG/elt n. 99/2008 (Testo integrato delle connessioni attive – TICA)" e successive modifiche ed integrazioni. Il TICA stabilisce modalità e condizioni tecnico economiche per la connessione alla rete.

E-distribuzione si occupa della connessione alla rete nazionale di impianti di produzione con potenza inferiore ai 10 MW.

Terna, nel suo ruolo di Gestore Nazionale, ha l'obbligo di connessione alla Rete di tutti i soggetti che ne facciano richiesta ed è competente per la connessione in alta e altissima tensione alla Rete di Trasmissione Nazionale di impianti con una potenza uguale o superiore a 10 MW.

➤ REGIME DI OFFICINA ELETTRICA

L'Agenzia delle Dogane fornisce indicazioni per le dichiarazioni di consumo annuali per l'energia elettrica e per il gas naturale. È l'ente preposto per l'invio della "denuncia di officina elettrica".

Il mancato invio della dichiarazione di consumo comporta la sospensione degli incentivi da parte del GSE ed una sanzione amministrativa dall'Agenzia delle Dogane che effettueranno controllo per accertare la veridicità delle dichiarazioni inviate.

Il titolo II del Testo Unico delle Accise che disciplina il regime fiscale sull'energia elettrica (D.Lgs 504/95) individua i soggetti obbligati (al pagamento dell'accisa e agli adempimenti connessi) che devono presentare una dichiarazione, al fine di fornire tutti gli elementi necessari per l'accertamento e liquidazione del debito d'imposta.

I soggetti obbligati che devono presentare la dichiarazione prevista vengono distinti in:

esercenti officine di produzione o di acquisto di energia elettrica e, quindi, titolari di licenza di esercizio, rilasciata dall'Ufficio delle Dogane competente sull'impianto;

esercenti attività di vendita dell'energia elettrica ai consumatori finali e, quindi, titolari di Autorizzazione rilasciata dall'Ufficio delle Dogane competente sulla sede legale.

Vengono individuati, poi, quei soggetti, diversi dai soggetti obbligati in quanto svolgono attività di produzione o di trasporto dell'energia elettrica senza consumarla in usi propri o venderla a consumatori finali (ossia esercenti officine di produzione dedicate alla totale cessione dell'elettricità prodotta e gestori degli elettrodotti per il trasporto o distribuzione), che sono tenuti alla presentazione di una dichiarazione riepilogativa.

Sono quindi tenuti a presentare la denuncia di officina elettrica tutti gli impianti alimentati da fonti rinnovabili di potenza superiore ai 20 kW che autoconsumano una parte dell'energia elettrica prodotta dall'impianto.

Il requisito dell'autoconsumo è fondamentale poiché è alla base del meccanismo di tassazione dell'officina elettrica dato che le accise vengono calcolate unicamente sull'elettricità prodotta dall'impianto e autoconsumata in loco.

Nota Bene: in materia di autoconsumo non esistono soglie minime di riferimento.

Non sono tenuti a presentare la denuncia di officina elettrica:

Impianti alimentati da fonti rinnovabili di potenza fino a 20 kW

Impianti alimentati da fonti rinnovabili, di qualsiasi potenza, operanti in regime di cessione totale (senza autoconsumo)

Impianti costituiti da gruppi elettrogeni di emergenza, con potenza disponibile non superiore a 200 kW

Impianti di qualsiasi tipo, con potenza disponibile non superiore a 1 kW

Impianti alimentati a biogas di qualsiasi potenza

Gli impianti a fonti rinnovabili con potenza superiore a 20 kW che operano in regime di cessione totale sono comunque tenuti a fare una comunicazione all'Ufficio delle Dogane, in deroga all'obbligo di denuncia di apertura di officina elettrica e sono comunque tenuti ad effettuare la dichiarazione annuale di consumo.

➤ CERTIFICATO PREVENZIONE INCENDI (CPI).

Il certificato di prevenzione incendi (CPI) è un attestato che certifica il rispetto della normativa prevenzione incendi, ossia certifica la sussistenza dei requisiti di sicurezza antincendio.

Il certificato è rilasciato dal comando provinciale dei vigili del fuoco. Il CPI certifica quindi che la situazione è stata trovata dai vigili del fuoco conforme alle norme antincendio. È intestato al responsabile dell'attività ed ha validità 5 anni, al termine dei quali, necessita di essere rinnovato.

Con l'entrata in vigore il 7 ottobre 2011 del nuovo regolamento di prevenzione incendi, i "gruppi elettrogeni" (e simili) vengono definiti come attività 49:

Gruppi per la produzione di energia elettrica sussidiaria con motori endotermici ed impianti di cogenerazione di potenza complessiva superiore a 25 kW.

Suddivisi in 3 categorie:

49.1.A: da 25 Kw fino a 35 Kw

Elenco e relativi importi dei procedimenti

Procedimento	Importo in Euro
VALUTAZIONE PROGETTO	Non previsto
S.C.I.A.	162,00
ATTESTAZIONE PERIODICA DI CONFORMITÀ	50,00
DEROGA	225,00
NULLA OSTA DI FATTIBILITÀ	Non previsto
VERIFICA IN CORSO D'OPERA	162,00
VALUTAZIONE PROGETTO CON FIRE ENGINEERING (D.M. 9 MAGGIO 2007)	300,00
DEROGA CON FIRE ENGINEERING (D.M. 9 MAGGIO 2007)	450,00
VERIFICA S.G.S.A. (D.M. 9 MAGGIO 2007)	162,00

49.2.B: oltre 350 Kw e fino a 700 Kw

Elenco e relativi importi dei procedimenti

Procedimento	Importo in Euro
VALUTAZIONE PROGETTO	200,00
S.C.I.A.	324,00
ATTESTAZIONE PERIODICA DI CONFORMITÀ	100,00
DEROGA	300,00
NULLA OSTA DI FATTIBILITÀ	200,00
VERIFICA IN CORSO D'OPERA	324,00
VALUTAZIONE PROGETTO CON FIRE ENGINEERING (D.M. 9 MAGGIO 2007)	400,00
DEROGA CON FIRE ENGINEERING (D.M. 9 MAGGIO 2007)	600,00
VERIFICA S.G.S.A. (D.M. 9 MAGGIO 2007)	324,00

49.3.C: oltre 700 Kw

Elenco e relativi importi dei procedimenti

Procedimento	Importo in Euro
VALUTAZIONE PROGETTO	200,00
S.C.I.A.	324,00
ATTESTAZIONE PERIODICA DI CONFORMITÀ	100,00
DEROGA	300,00
NULLA OSTA DI FATTIBILITÀ	200,00
VERIFICA IN CORSO D'OPERA	324,00
VALUTAZIONE PROGETTO CON FIRE ENGINEERING (D.M. 9 MAGGIO 2007)	400,00
DEROGA CON FIRE ENGINEERING (D.M. 9 MAGGIO 2007)	600,00
VERIFICA S.G.S.A. (D.M. 9 MAGGIO 2007)	324,00

A, B e C definiscono la categoria di rischio.

➤ DENUNCIA DELL'IMPIANTO DI RISCALDAMENTO INAIL

Gli impianti termici maggiori di 35 kw sono sottoposti a denuncia INAIL e alle verifiche periodiche.

Gli impianti termici sono tutti gli impianti nei quali avviene uno scambio di calore tra una sorgente di calore ed un fluido; tale scambio si può realizzare direttamente o indirettamente rispettivamente se avviene tra un generatore ed un fluido da riscaldare oppure in uno scambiatore tra due fluidi chiamati primario e secondario. Più precisamente il DPR 412/93 definisce impianti termici come impianti tecnologici destinati alla climatizzazione invernale degli ambienti con o senza produzione di acqua calda per usi igienici e sanitari.

Gli impianti termici possono essere classificati in base al tipo di utilizzazione definita dalla destinazione:

- Riscaldamento ambienti;
- Acqua calda per servizi;
- Riscaldamento e servizi;
- Ambienti di ritrovo pubblico;
- Ambienti industriali;
- Altri.

Le classi di potenzialità dei generatori di calore sono 5 e secondo la classe d'appartenenza ogni generatore di calore deve rispondere a specifiche norme legislative e tecniche.

- Fino a 35 kW (30.000 Kcal/h);
- Da 35 a 116 kW (da 30.000 Kcal/h 100.000 Kcal/h);
- Da 116 a 350 kW (da 100.000 Kcal/h 300.000 Kcal/h);
- Da 350 a 1162 kW (da 300.000 Kcal/h 1.000.000 Kcal/h);
- Oltre 1162 kW (Oltre 1.000.000 Kcal/h).

La denuncia di un impianto di riscaldamento deve essere effettuata secondo le modalità indicate nella raccolta R2009 al punto R.4.A. Previa compilazione degli appositi moduli, verrà eseguita dal tecnico incaricato la verifica dei dati tecnici fondamentali richiesti:

- esame del progetto e verifica di nuovi impianti di riscaldamento utilizzando acqua calda sotto pressione con temperatura non superiore a 110°C e potenza massima complessiva dei focolari (o portata termica massima complessiva dei focolari) superiore a 35 kW;
- esame del progetto e verifica di impianti sottoposti a modifiche importanti quali i dispositivi di sicurezza e protezione del generatore, la sostituzione o la modifica del generatore con aumento della potenzialità o variazione della precedente pressione di targa oppure l'installazione o modifica di circuiti con nuovi vasi di espansione.

Regole:

Per i generatori di calore alimentati da combustibile solido, liquido, gassoso o per impianti centrali di riscaldamento utilizzando acqua calda aventi potenzialità globale dei focolari superiore a 30.000 kcal/h, (35 kW.) prima che venga iniziata la costruzione o la modifica dell'impianto deve essere presentata una denuncia all'INAIL a cura dell'installatore, il quale deve avvalersi della collaborazione di un termo tecnico.

In tale dichiarazione devono essere indicati i dati di identificazione dell'impianto e del luogo di installazione.

Tale domanda deve essere inviata all'INAIL quando:

1. si installa un nuovo impianto,
2. si modificano i dispositivi di sicurezza e di protezione,
3. si procede a sostituzione o modifica comportante aumento della potenzialità nominale o una variazione della pressione di targa.

In tutti e tre i casi, insieme alla denuncia, l'installatore deve presentare il progetto e una relazione tecnica, completa di allegati, predisposti e firmati da un professionista abilitato.

➤ DEFISCALIZZAZIONE DEL GAS NATURALE

L'imposta indiretta sul consumo, chiamata comunemente accisa, è un tributo che viene applicata alla quantità di energia consumata indipendentemente dal contratto o dal fornitore scelto. L'accisa pagata in bolletta gas dipende innanzitutto dal tipo di utilizzo, civile o industriale, dall'ubicazione geografica dell'utenza e dal consumo.

Negli impianti di cogenerazione si utilizzano “prodotti energetici”, cioè carburanti e combustibili (fossili o rinnovabili) che possono essere soggetti o meno al regime delle accise. L'accisa quindi, grava (o meglio può gravare) sul prodotto energetico utilizzato.

In linea generale, tutti i prodotti energetici utilizzati per produrre elettricità usufruiscono dell'applicazione di un'aliquota agevolata. Le diverse aliquote sono riportate nella Tabella A allegata al Testo Unico sulle accise. Inoltre, nel caso di “autoproduzione” di energia elettrica, le aliquote sono ridotte al 30%.

La Legge 44/2012 definisce i metodi di calcolo e misura per la defiscalizzazione del gas: Per ogni kWh elettrico prodotto, ad oggi, 0,22 m³ di gas naturale sono sottoposti ad accisa per produzione elettrica (0,0004493 €/m³), ridotta al 30% (0,0001348 €/m³) sulla quota di autoconsumo.

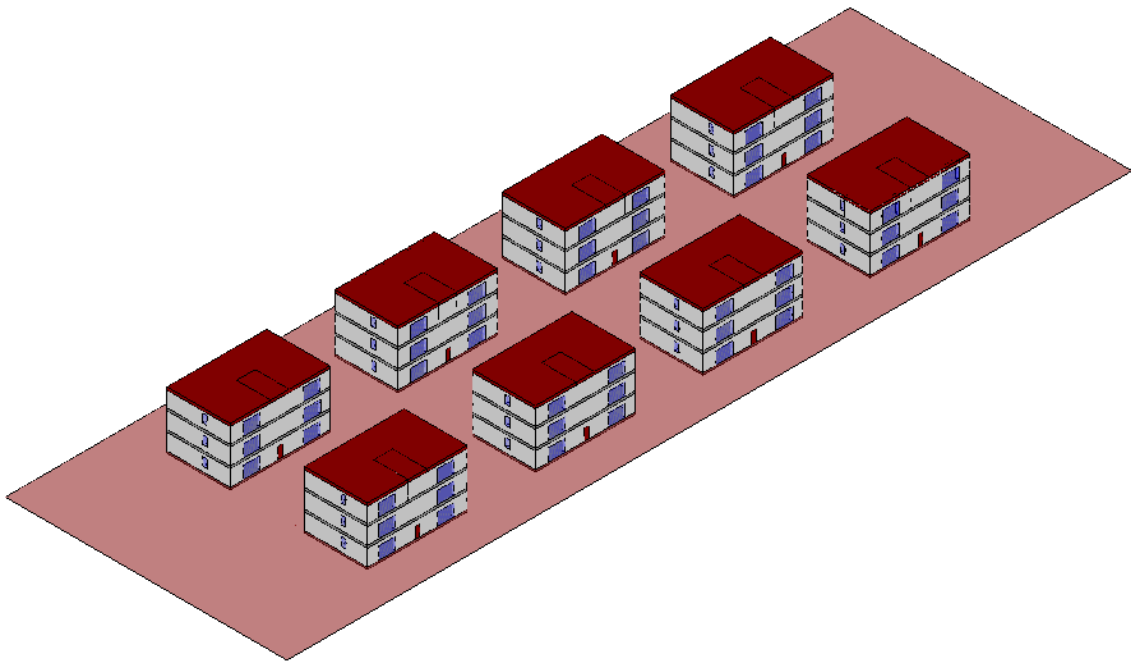
La riduzione di accisa viene applicata in base alla tariffa praticata all'utente e nella situazione più premiante raggiunge più del 75% del valore iniziale.

Tale agevolazione è consentita solo se l'impianto di cogenerazione è definito CAR (Cogenerazione ad Alto Rendimento). L'utente dovrà richiedere al proprio fornitore il "modulo per la richiesta di applicazione dell'accisa agevolata sui consumi del gas". Il soggetto erogatore provvederà, quindi, a trasmettere all'Agenzia delle Dogane l'elenco dei soggetti che possono beneficiare dell'accisa ridotta.

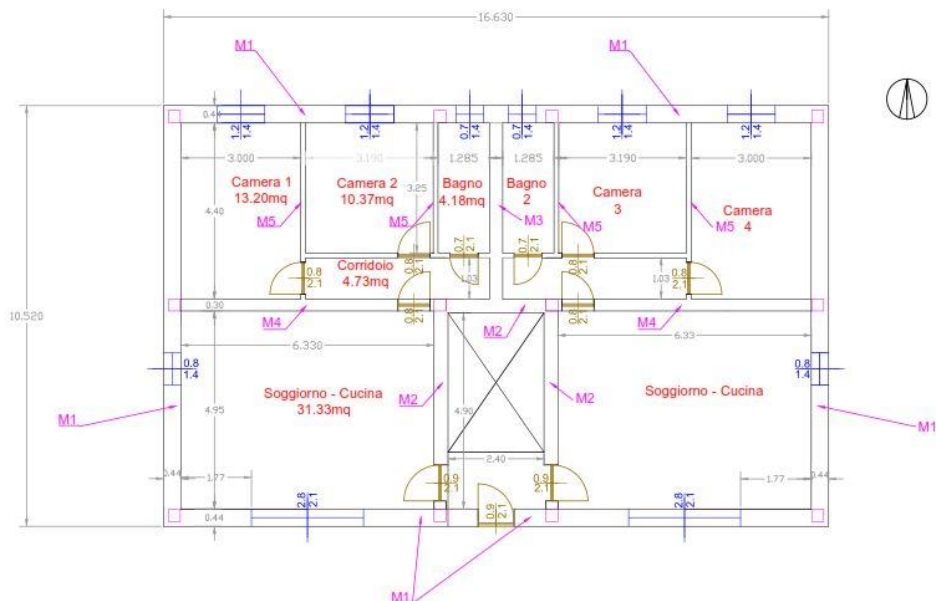
Caso studio

Nel nostro caso studio abbiamo preso in esame un complesso residenziale Nzeb formato da più unità abitative, per la precisione vi sono 8 complessi residenziali. Gli edifici rispettano tutte le normative e i requisiti minimi per essere definiti edifici a impatto zero.

La modellazione è stata effettuata con il software Termo per la certificazione energetica e Legge 10 di Namirial.



In ogni piano, di pianta rettangolare, troviamo due subalterni di 63,81 mq specchiati rispetto al vano scala.



Analizzando una piano tipo possiamo descrivere brevemente l'assetto degli edifici. La struttura portante è composta da 12 pilastri.

La muratura esterna M1 è così composta:

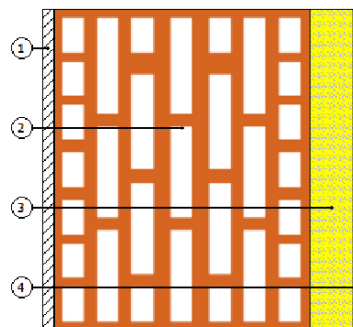
CARATTERISTICHE TERMOIGROMETRICHE

Esterna NZEB - RISC/EXT - M1

N	Descrizione dall'interno verso l'esterno	Spessore [cm]	λ [W/mK]	C [W/m ² K]	δ [kg/m ³]	$\delta_p \times 10^{12}$ [kg/msPa]	R [m ² K/W]
1	Intonaco interno	1,5	0,530		1.500	12,867	0,028
2	Muratura NZEB	35,0	0,180		750	19,3	1,944
3	Isolante Eps-Xps	6,0	0,036		20	3,217	1,667
4	Intonaco Esterno	1,0	0,530		1.500	12,867	0,019
Spessore totale		43,5					

		Resistenza superficiale interna	0,130
		Resistenza superficiale esterna	0,040
		Resistenza termica totale	3,828
Trasmittanza termica [W/m ² K]	0,261		
Trasmittanza termica periodica [W/m ² K]	0,009		
Sfasamento [h]	17,99		
Smorzamento	0,035		
Capacità termica interna [kJ/m ² K]	41,694		

Massa superficiale: 263,700 kg/m²



La parete del vano scala M2:

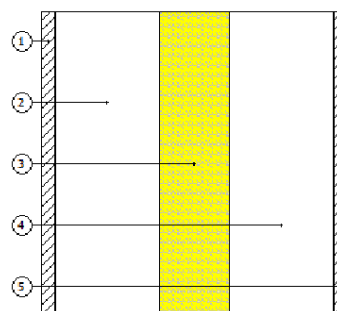
CARATTERISTICHE TERMOIGROMETRICHE

Parete vano scala - RISC/NRISC - M2

N	Descrizione dall'interno verso l'esterno	Spessore [cm]	λ [W/mK]	C [W/m ² K]	δ [kg/m ³]	$\delta_p \times 10^{12}$ [kg/msPa]	R [m ² K/W]
1	Intonaco interno	1,5	0,530		1.500	12,867	0,028
2	Tramezza 12 cm	12,0	0,200		750	19,3	0,600
3	Isolante Eps con grafite doppia parete	8,0	0,031		20	3,217	2,581
4	Tramezza 12 cm	12,0	0,200		750	19,3	0,600
5	Intonaco interno	1,5	0,530		1.500	12,867	0,028
Spessore totale		35,0					

		Resistenza superficiale interna	0,130
		Resistenza superficiale esterna	0,130
		Resistenza termica totale	4,097
Trasmittanza termica [W/m ² K]	0,244		
Trasmittanza termica periodica [W/m ² K]	0,037		
Sfasamento [h]	13,79		
Smorzamento	0,150		
Capacità termica interna [kJ/m ² K]	44,842		

Massa superficiale: 181,600 kg/m²



Le pareti divisorie tra gli appartamenti M3:

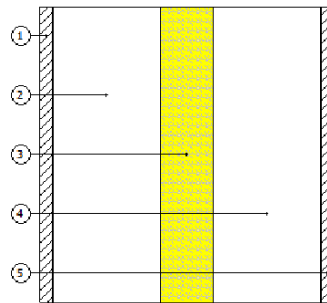
CARATTERISTICHE TERMOIGROMETRICHE

Parete divisorio appartamenti - RISC/RISC - M3

N	Descrizione dall'interno verso l'esterno	Spessore [cm]	λ [W/mK]	C [W/m ² K]	δ [kg/m ³]	$\delta_p \times 10^{12}$ [kg/msPa]	R [m ² K/W]
1	Intonaco interno	1,5	0,530		1.500	12,867	0,028
2	Tramezza 12 cm	12,0	0,200		750	19,3	0,600
3	Isolante Eps con grafite doppia parete	6,0	0,031		20	3,217	1,935
4	Tramezza 12 cm	12,0	0,200		750	19,3	0,600
5	Intonaco interno	1,5	0,530		1.500	12,867	0,028
Spessore totale		33,0					

		Resistenza superficiale interna	0,130
		Resistenza superficiale esterna	0,130
		Resistenza termica totale	3,452
Trasmittanza termica [W/m ² K]	0,290		
Trasmittanza termica periodica [W/m ² K]	0,046		
Sfasamento [h]	13,50		
Smorzamento	0,161		
Capacità termica interna [kJ/m ² K]	44,872		

Massa superficiale: 181,200 kg/m²



La parete interna M4:

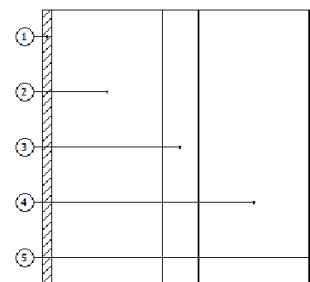
CARATTERISTICHE TERMOIGROMETRICHE

Parete interna da 30 - RISC/RISC - M4

N	Descrizione dall'interno verso l'esterno	Spessore [cm]	λ [W/mK]	C [W/m ² K]	δ [kg/m ³]	$\delta_p \times 10^{12}$ [kg/msPa]	R [m ² K/W]
1	Intonaco interno	1,0	0,530		1.500	12,867	0,019
2	Tramezza 12 cm	12,0	0,200		750	19,3	0,600
3	Intercapedine d'aria da 40 mm	4,0		5,555	1	193	0,180
4	Tramezza 12 cm	12,0	0,200		750	19,3	0,600
5	Intonaco interno	1,0	0,530		1.500	12,867	0,019
Spessore totale		30,0					

		Resistenza superficiale interna	0,130
		Resistenza superficiale esterna	0,130
		Resistenza termica totale	1,678
Trasmittanza termica [W/m ² K]	0,596		
Trasmittanza termica periodica [W/m ² K]	0,161		
Sfasamento [h]	11,08		
Smorzamento	0,269		
Capacità termica interna [kJ/m ² K]	42,464		

Massa superficiale: 180,048 kg/m²



I divisori interni all'appartamento M5:

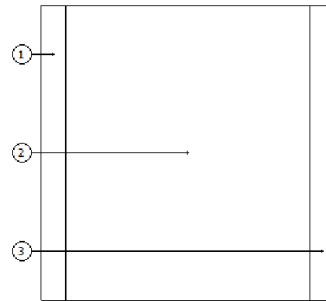
CARATTERISTICHE TERMOIGROMETRICHE

Divisorio interno da 12 - M5

N	Descrizione dall'interno verso l'esterno	Spessore [cm]	λ [W/mK]	C [W/m ² K]	δ [kg/m ³]	$\delta_p \times 10^{12}$ [kg/msPa]	R [m ² K/W]
1	Intonaco interno Poroton	1,0	0,530		1.500	12,867	0,019
2	Tramezza Poroton	10,0	0,300		800	27,571	0,333
3	Intonaco interno Poroton	1,0	0,530		1.500	12,867	0,019
Spessore totale		12,0					

		Resistenza superficiale interna	0,130
		Resistenza superficiale esterna	0,130
		Resistenza termica totale	0,631
Trasmittanza termica [W/m ² K]	1,585		
Trasmittanza termica periodica [W/m ² K]	1,329		
Sfasamento [h]	3,33		
Smorzamento	0,839		
Capacità termica interna [kJ/m ² K]	41,408		

Massa superficiale: 80,000 kg/m²



Il pavimento contro terra è così costituito:

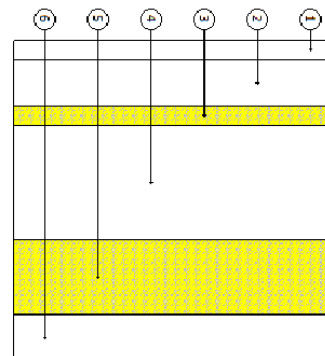
CARATTERISTICHE TERMOIGROMETRICHE

Pavimento controterra - RISC/TERR - S1

N	Descrizione dall'alto verso il basso	Spessore [cm]	λ [W/mK]	C [W/m ² K]	δ [kg/m ³]	$\delta_p \times 10^{12}$ [kg/msPa]	R [m ² K/W]
1	Piastrelle in ceramica	2,0	1,300		2.300	0	0,015
2	Massetto impianto radiante	5,0	1,650		2.200	2,757	0,030
3	Isolante Eps	2,0	0,036		20	3,217	0,556
4	Sottofondo cls alleggerito	12,0	0,150		600	9,65	0,800
5	Isolante Eps	8,0	0,036		20	3,217	2,222
6	Cappa in ca	5,0	2,000		2.400	2,413	0,025
Spessore totale		34,0					

		Resistenza superficiale interna	0,170
		Resistenza superficiale esterna	0,040
		Resistenza termica totale	3,858
Trasmittanza termica [W/m ² K]	0,259		
Trasmittanza termica periodica [W/m ² K]	0,030		
Sfasamento [h]	13,22		
Smorzamento	0,115		
Capacità termica interna [kJ/m ² K]	63,856		

Massa superficiale: 350,000 kg/m²



I solai d'interpiano:

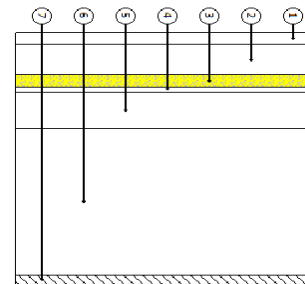
CARATTERISTICHE TERMOIGROMETRICHE

Solaio interpiano - RISC/RISC - S2

N	Descrizione dall'alto verso il basso	Spessore [cm]	λ [W/mK]	C [W/m ² K]	δ [kg/m ³]	$\delta_p \times 10^{12}$ [kg/msPa]	R [m ² K/W]
1	Piastrelle in ceramica	2,0	1,300		2.300	0	0,015
2	Massetto impianto radiante	5,0	1,650		2.200	2,757	0,030
3	Isolante Eps	2,0	0,036		20	3,217	0,556
4	Guaina anticalpestio	0,8	0,040		40	0,097	0,200
5	Sottofondo cls alleggerito	6,0	0,150		600	9,65	0,400
6	Solaio laterocemento	24,0	0,740		1.150	4,825	0,324
7	Intonaco interno	1,5	0,530		1.500	12,867	0,028
Spessore totale		41,3					

		Resistenza superficiale interna	0,130
		Resistenza superficiale esterna	0,130
Trasmittanza termica [W/m ² K]	0,551	Resistenza termica totale	1,814
Trasmittanza termica periodica [W/m ² K]	0,049		
Sfasamento [h]	14,63		
Smorzamento	0,088		
Capacità termica interna [kJ/m ² K]	76,584		

Massa superficiale: 468,720 kg/m²



La copertura:

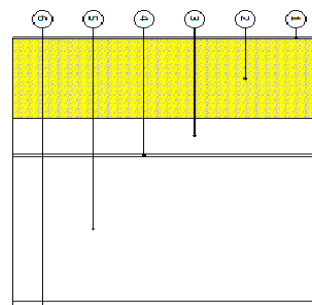
CARATTERISTICHE TERMOIGROMETRICHE

Copertura - RISC/EXT - S3

N	Descrizione dall'alto verso il basso	Spessore [cm]	λ [W/mK]	C [W/m ² K]	δ [kg/m ³]	$\delta_p \times 10^{12}$ [kg/msPa]	R [m ² K/W]
1	Guaina impermeabilizzante	0,4	0,200		1.050	0,01	0,020
2	Isolante Eps-Xps	13,0	0,036		20	3,217	3,611
3	Sottofondo cls alleggerito	6,0	0,150		600	9,65	0,400
4	Barriera vapore [1]	0,3	0,330		920	0,002	0,009
5	Solaio laterocemento	24,0	0,740		1.150	4,825	0,324
6	Intonaco interno Poroton	1,5	0,530		1.500	12,867	0,028
Spessore totale		45,2					

		Resistenza superficiale interna	0,100
		Resistenza superficiale esterna	0,040
Trasmittanza termica [W/m ² K]	0,221	Resistenza termica totale	4,533
Trasmittanza termica periodica [W/m ² K]	0,029		
Sfasamento [h]	11,89		
Smorzamento	0,129		
Capacità termica interna [kJ/m ² K]	65,469		

Massa superficiale: 321,560 kg/m²



Porte e finestre hanno trasmittanze elevate. L'unica zona non riscaldata è il vano scala.

La prima cosa da fare, come descritto nei capitoli precedenti, è quella di individuare la localizzazione del sito. Nel nostro caso ci troviamo a Milano, quindi riportiamo i dati climatici utili allo studio.

Parametri climatici della località

Gradi giorno: 2404 °C

Temperatura minima di progetto: -5 °C

Altitudine: 122 m

Zona climatica: E

Giorni di riscaldamento: 183

Velocità del vento: 1.7 m/s

Zona di vento: 1

Province di riferimento: MI - PV

Temperature medie mensili (°C)

GEN	FEB	MAR	APR	MAG	GIU	LUG	AGO	SET	OTT	NOV	DIC
4.0	7.1	10.6	13.4	19.4	22.8	24.5	24.3	19.8	14.1	7.5	3.5

Irradianza media mensile (W/m²)

	GEN	FEB	MAR	APR	MAG	GIU	LUG	AGO	SET	OTT	NOV	DIC
Orizz.	56.7	85.6	136.6	185.2	219.9	265.0	269.7	221.1	175.9	92.6	49.8	41.7
S	111.1	122.4	133.6	122.2	111.6	120.5	125.6	129.1	149.0	114.7	84.9	81.1
SE/SO	86.1	101.8	125.9	135.4	134.6	150.0	157.7	150.1	150.2	99.1	67.3	62.7
E/O	47.6	67.3	100.1	127.7	144.1	170.4	176.1	149.8	127.0	70.4	40.1	34.3
NE/NO	20.6	34.4	61.6	92.1	118.3	146.6	146.0	113.1	81.2	39.3	19.4	16.1
N	18.4	27.1	42.6	61.0	88.6	115.8	108.9	76.7	51.5	30.1	17.1	15.2

Abbiamo voluto alimentare gli edifici con una centrale termica e elettrica formata da un impianto di cogenerazione TOTEM 10 con annesso un assorbitore MAYA WFC SC 5. In questo modo possiamo fornire riscaldamento, acqua calda sanitaria e raffrescamento.

Siamo partiti da un'ipotesi iniziale di consumi molto irrisoria, date le caratteristiche dell'edificio nzeb, gli otto edifici vengono alimentati da 2 caldaie a condensazione da 30

kw e 20 Kw utili per il riscaldamento e l'acqua calda sanitaria, il raffrescamento è garantito da 4 split alimentati elettricamente per ogni singolo appartamento.

Il ragionamento iniziale è quello di ridurre i consumi e di creare una centrale termica e elettrica che risulti più funzionale e che riduca l'impatto ambientale al minimo con la diminuzione di combustibile e di produzione di co2. Naturalmente la proposta dovrà risultare anche economicamente più vantaggiosa.

Componenti della centrale termica e elettrica:

- motore alternativo a combustione interna, che aziona un generatore elettrico- TOTEM 10;
- un generatore che provvede alla produzione di energia elettrica;
- un sistema di recupero termico deputato alla valorizzazione del calore generato dal motore;

quelli di un trigeneratore, in aggiunta:

- un assorbitore atto alla generazione di energia frigorifera MAYA WFC SC5;
- una torre evaporativa idonea al rigetto del calore prodotto dall'assorbitore.

Descrizione dei componenti:

TOTEM 10. Motori alternativi a combustione interna



Il TOTEM è un microgeneratore innovativo, 100% italiano, evoluzione del primo microgeneratore al mondo nato nel Centro Ricerche FIAT nel 1977.

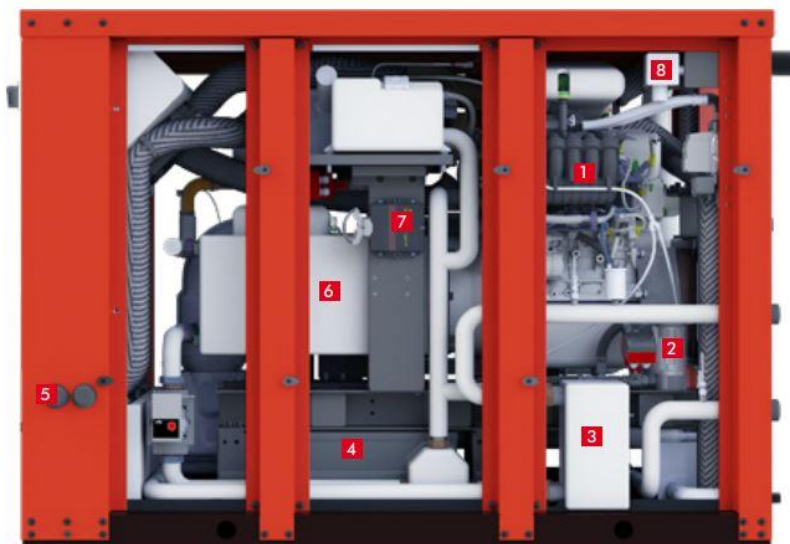
Il cuore del TOTEM è costituito da un motore a metano della FIAT 500 che, accoppiato ad un alternatore, produce energia elettrica. Tramite un efficiente sistema di scambiatori, il calore del motore e dei gas di scarico viene completamente

recuperato e reso disponibile all'utenza.

Tra le varie tecnologie di cogenerazione i MCI hanno l'indubbio vantaggio di essere una tecnologia matura, conosciuta ed applicata da tempo e caratterizzata da ampia diffusione in vari settori. Hanno raggiunto quindi una buona affidabilità, hanno rendimenti elevati e costi relativamente contenuti.

La dizione *motori a combustione interna* indica motori di tipo volumetrico la cui combustione avviene all'interno della macchina. Per quanto riguarda il cinematismo si tratta di motori alternativi. Nell'impiego cogenerativo il motore viene fatto funzionare spesso a giri costanti (con una velocità di rotazione scelta in relazione alla frequenza di rete – 50Hz – ed alle caratteristiche dell'alternatore utilizzato) variando semplicemente la potenza richiesta. Il combustibile usato è il gas naturale, per le sue caratteristiche di compatibilità ambientale e la disponibilità assicurata dalla capillare rete di distribuzione. Il suo utilizzo riduce i costi e la frequenza delle manutenzioni ed in generale prolunga la vita utile dei motori, oltre ad evitare l'uso dei serbatoi per il combustibile e dei necessari rifornimenti e controlli periodici.

Componenti del TOTEM:



1) motore FIAT 500
(Fire 1400 cc)

2) livello stato olio

3) scambiatore acqua
utenza

4) serbatoio olio esausto

5) connessioni elettriche

6) alternatore

7) controllo macchina

8) sensore sicurezza metano

Scheda tecnica

asja Gen

TOTEM

SCHEDA TECNICA

MODELLO	TOTEM 10	TOTEM 20
POTENZA @ aria 25 °C e 101,3 kPa, alimentazione metano a 20 mbar		
Potenza elettrica nominale	kW 10,0	20,0
Potenza termica nominale	kW 22,6	42 (47,5)*
Rendimento elettrico	% 30,0	31,5
Rendimento totale	% 97,0	96,6 (106,1)*
Metano (CH ₄)	Nm ³ /h 3,5	6,3
DIMENSIONI E PESI		
h x p x l (con pannelli montati - versione standard)	mm 1.280 x 770 x 1.810	
Peso	kg 800	
CIRCUITO IDRAULICO		
Massima temperatura acqua in ingresso	°C 70	
Massima temperatura acqua in uscita	°C 80	
Portata nominale acqua	l/h 2.500	4.000
Perdita di carico massima	kPa 60	
GENERATORE ELETTRICO ASINCRONO		
Tensione trifase/Frequenza	V/Hz 400/50	
Avviamento	Motorino di avviamento	
Collegamento utenza	Triangolo	
CONDIZIONI DI LAVORO		
Temperatura ambiente	°C 0÷40	
Umidità relativa	% 0÷75	
Emissioni acustiche Lp @ a distanza di 1 m in campo libero	dB(A) 50≤	62≤
Emissioni allo scarico		
NOx corretto a 5% O ₂	mg/Nm ³ 10≤	
CO corretto a 5% O ₂	mg/Nm ³ 10≤	
Alternatore asincrono trifase		
Potenza nominale	kW 11	22
Frequenza	Hz 50	
Tensione nominale	V 400	
Poli	4	2
Classe di isolamento	F	
Classe di efficienza	IE3	
Tolleranza dati tecnici		
Tutti i parametri		+/- 5%

* Riferito alla temperatura acqua di ingresso a 35°C.



CE



asjaGen s.r.l.
Via Ivrea, 74
10098 Rivoli (To) - Italia

T +39 011 9579211
F +39 011 9579245

www.asjagen.com
commerciale@asjagen.com

Firma e timbro _____

ST_Ver. 1b_14

Generatore elettrico - ALTERNATORE

Il generatore elettrico è ad induzione, essenzialmente è un alternatore in grado di generare corrente alternata trifase a 400 Volt sincroni oppure asincroni.

Un alternatore sincrono può operare indipendentemente dalla rete. La tensione e la frequenza sono determinate solamente dai suoi equipaggiamenti di regolazione e controllo. La velocità di rotazione del rotore determina la frequenza che rimane costante al variare del carico. Un alternatore sincrono può continuare a fornire potenza in caso di interruzione dell'alimentazione di rete, agendo in tal modo come generatore d'emergenza. Il suo avviamento avviene per mezzo di batterie e non produce pertanto alcun effetto sulla tensione di rete.

Il generatore asincrono può operare solo in parallelo alla rete, che provvede alla sua eccitazione magnetica e ne determina la tensione e la frequenza. Lo stesso si arresta per disconnessione o per interruzione dell'alimentazione di rete.

Un sistema di cogenerazione può operare secondo due modalità:

1) in parallelo alla rete, nel qual caso il cogeneratore genera elettricità per soddisfare la richiesta, con integrazione da rete qualora la domanda risulti superiore della sua capacità di produzione; viceversa, se il carico è minore di questa, l'eccedenza di produzione può essere riversata in rete oppure può essere ridotta la generazione;

2) in emergenza (stand by), allorché il cogeneratore soddisfa il carico per interruzione dell'alimentazione di rete; la massima domanda di erogazione dev'essere controllata per protezione di sovraccarico.

Gli alternatori sincroni sono utilizzati in entrambe le modalità, mentre quelli asincroni non possono operare in assenza di connessione alla rete.

Sistema di recupero di calore

Nel cogeneratore il calore viene recuperato essenzialmente dai gas di scarico e dal circuito di raffreddamento del motore per mezzo di opportuni scambiatori.

Questi operano in serie su di un circuito chiuso e rendono disponibile il calore su di un secondo circuito, interconnesso al primo con uno scambiatore, a temperature e portate specificate dal costruttore in funzione della potenza del motore.

Il calore recuperato dal motore può risultare dell'ordine dell'85/90% di quello normalmente da esso rigettato, con temperature comprese tra i 75 ed i 90°C.

Il circuito secondario provvede poi, con distribuzione d'acqua calda, all'alimentazione delle varie utenze termiche (riscaldamento ambientale, produzione di acqua calda sanitaria, alimentazione di processi industriali) e nel caso di trigenerazione all'azionamento dell'assorbitore.

Di fondamentale importanza, per un valido utilizzo dell'assorbitore, risultano le temperature e le portate dell'acqua impiegata per il suo azionamento.

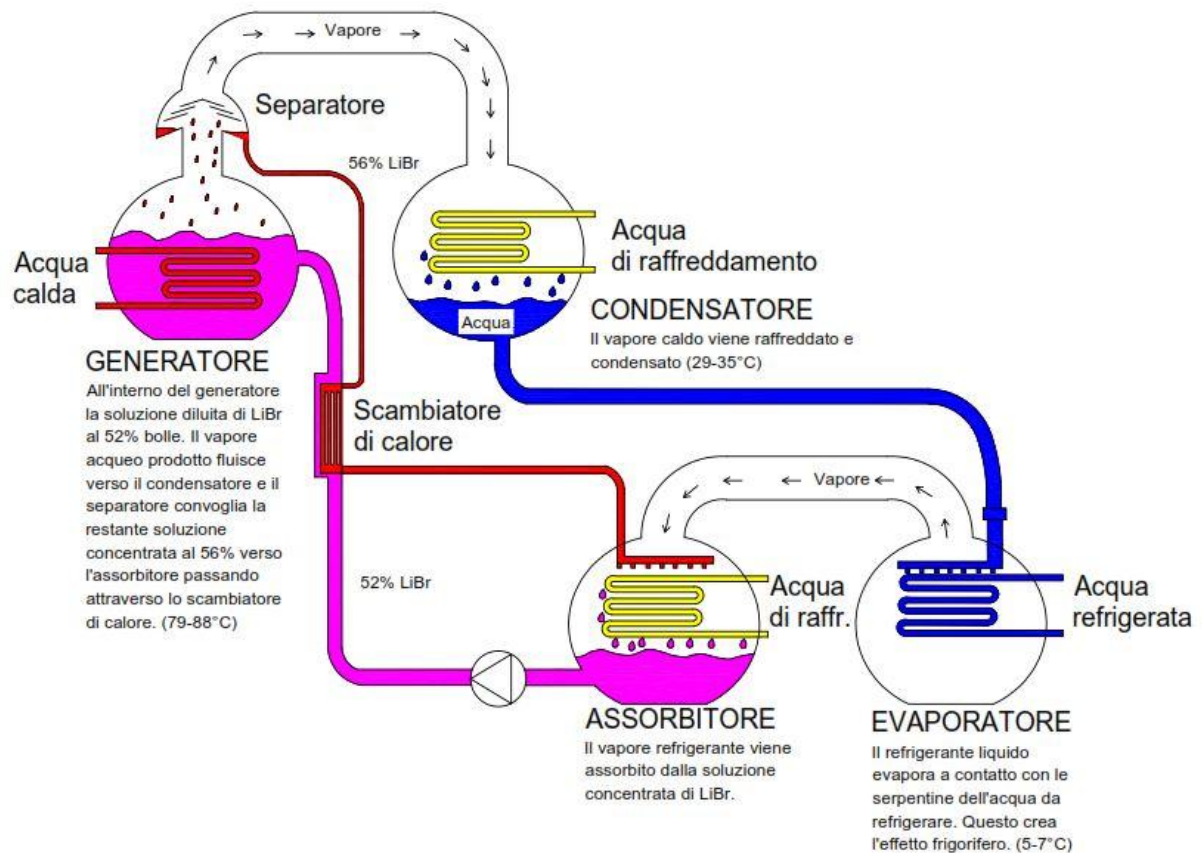
Assorbitore – MAYA WFC SC 5

L'Assorbitore usato è un dispositivo, che a fronte di energia termica immessa sotto forma di acqua calda a temperature anche relativamente basse, sino a 70 °C, rende energia frigorifera sotto forma di acqua refrigerata con temperature minime sino a 5,5 °C.

Le prestazioni termodinamiche sono sintetizzate dal coefficiente di prestazione COP – altrimenti EER / Energy Efficiency Ratio - che è il rapporto fra potenza frigorifera ricavata e quella termica utilizzata, il cui valore è pari a 0,7.

Impiega, come fluido di lavoro, una miscela di acqua e bromuro di litio; non utilizzando quindi alcuno degli idrocarburi idrogenati, i cosiddetti clorofluorocarburi (CFC o Freon), con conseguente piena compatibilità ambientale. Il reale vantaggio offerto, in termini di effetto ambientale, va ritrovato nel fatto che per il loro azionamento viene utilizzato calore altrimenti perso, ossia calore che ha già scontato la generazione di CO₂.

Schema sintetico di funzionamento dell'assorbitore:



Una peculiare caratteristica degli assorbitori, è data dal fatto che le sole parti in movimento al loro interno sono costituite da piccole pompe. Essi operano perciò con basso rumore e vibrazioni. Ciò costituisce un ben definito beneficio per alcune tipologie di utenze, ubicate in aree per le quali le emissioni sonore rappresentano una criticità.

Torre evaporativa

Tutti i sistemi di refrigerazione prelevano calore da un ambiente o da ciò che deve essere raffreddato e lo rigettano altrove, usualmente in atmosfera.

L'assorbimento non fa eccezione, anzi gli assorbitori rigettano più calore di quello prodotto dalle macchine frigorifere tradizionali. Ciò è dovuto al fatto che gli stessi debbono smaltire in aggiunta al calore prelevato, anche quello utilizzato per il loro azionamento.

Il mezzo tradizionale per il rigetto del calore dei gruppi ad assorbimento, che impiegano quale fluido di lavoro una miscela di acqua e bromuro di litio, è costituito dalla torre evaporative. La loro adozione è dovuta principalmente al basso livello delle temperature di smaltimento imposto dal ciclo termodinamico adottato (inferiore a 35/36 °C).

Il funzionamento delle torri evaporative è basato sull'utilizzazione del calore latente di evaporazione dell'acqua. Mettendo a contatto nella torre una portata d'acqua, finemente suddivisa, con una corrente d'aria, una piccola quantità di acqua viene assorbita per evaporazione dalla corrente d'aria, sottraendo il suo calore latente di evaporazione all'acqua restante.

L'acqua uscente dalla torre sarà appena un po' meno in quantità, ma sensibilmente più fredda di quella inizialmente entrante, ed il calore sottratto, come calore latente di evaporazione, risulterà disperso nell'ambiente, sotto forma di vapore acqueo contenuto nella corrente d'aria uscente, la cui umidità sarà, pertanto, aumentata rispetto all'aria entrante, normalmente sino alla saturazione.

Il calore sottratto all'acqua non dipende dalla temperatura a bulbo secco dell'aria entrante, ma solamente da quella a bulbo umido. Ciò risulta importante in quanto, per umidità relativa inferiore al 100%, la temperatura a bulbo umido è inferiore a quella a bulbo secco (ad esempio con bulbo secco di 32 °C ed umidità relativa pari al 52%, la temperatura a bulbo umido è solo a 24 °C) e nei processi di raffreddamento si possono ottenere temperature sensibilmente inferiori di quelle conseguibili utilizzando sistemi di rigetto ad aria.

La caratteristica peculiare delle torri evaporative è che il raffreddamento è ottenuto a spese di un modesto consumo d'acqua (qualche % della portata in circolo), ma con un consumo di energia ridotto rispetto ad un equivalente sistema di raffreddamento ad aria.



Scheda tecnica MAYA:

DATI TECNICI

MAYA

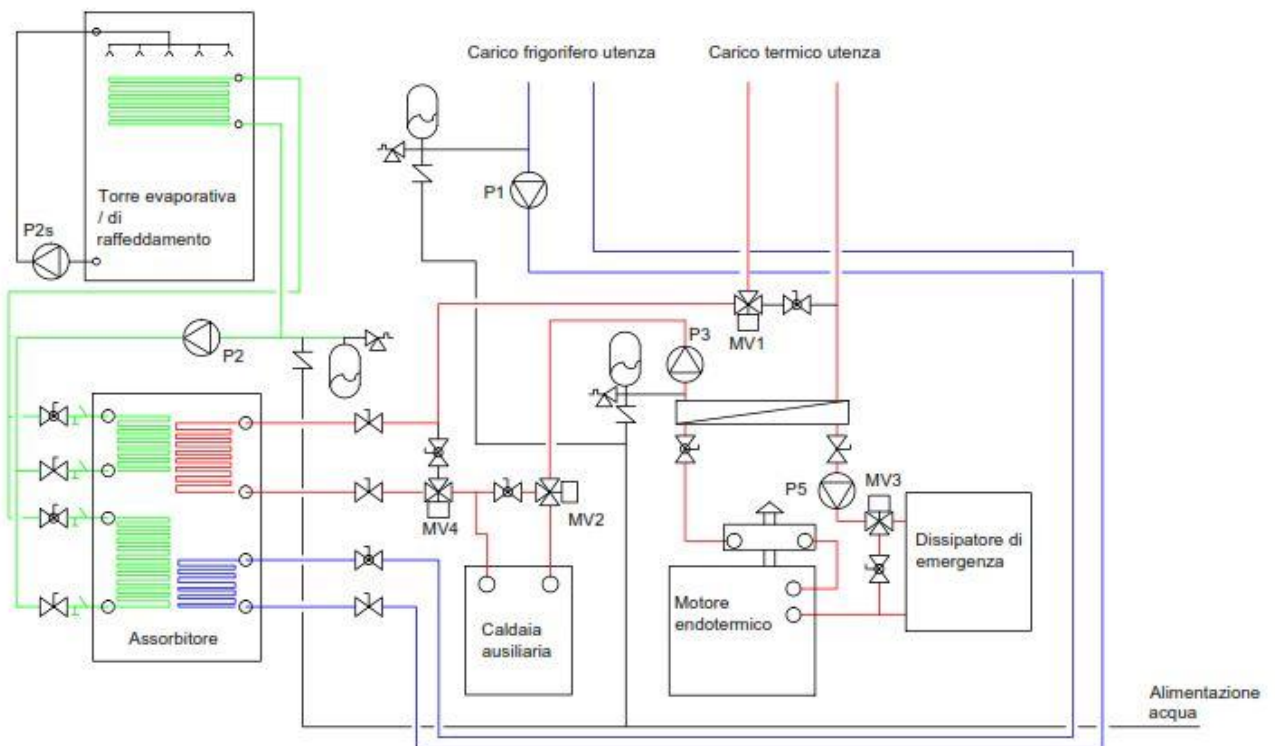
SPECIFICHE		SC 5	SC 10	SC 20	SC 30	SC 50	M 100		
Capacità frigorifera		kW	17.6	35.2	70.3	105.6	175.8	352	
Acqua refrigerata	Temperatura acqua	°C	12.5 In / 7 Out						
	Perdite di carico	kPa	52.6	56.1	63.8	70.1	40.2	72.6	
	Pressione massima di esercizio	kPa	588					785	
	Portata nominale	l/s	0.77	1.52	3.05	4.58	7.04	15.29	
	Portata ammissibile	%	80% - 120%						
	Volume scambiatori	l	8	17	47	73	120	121	
Acqua raffreddamento	Potenza dissipata	kW	42.7	85.4	170.8	256.2	427	855	
	Temperatura	°C	31 In / 35 Out					29.4 In 35.4 Out	
	Perdite di carico	kPa	38.3	85.3	45.3	46.4	41.2	66.0	
	Fattore sporcamento	m ² hr ² K/kW	0.086						
	Pressione massima di esercizio	kPa	588					785	
	Portata nominale	l/s	2.55	5.1	10.2	15.3	25.5	34.04	
	Portata ammissibile	%	100% - 120%						
Acqua calda	Volume scambiatori	l	37	66	125	194	335	422	
	Potenza assorbita	kW	25.1	50.2	100	151	251	503	
	Temperatura	°C	88 In / 83 Out					90 In 80 Out	
	Temperatura ammissibile	°C	70 min - 95 max						
	Perdite di carico	kPa	95.8	90.4	46.4	60.4	85.2	29.7	
	Pressione massima di esercizio	kPa	588					785	
	Portata nominale	l/s	1.2	2.4	4.8	7.2	12	12.01	
	Portata ammissibile	%	30% - 120%						
Alimentazione elettrica	Volume scambiatori	l	10	21	54	84	170	250	
	Alimentazione	V/Hz	220 V / 1-fase / 50 Hz	400 V / 3-fasi / 50 Hz					
	Potenza assorbita ¹	W	48	210	260	310	590	630	
	Intensità di corrente	A	0.22	0.43	0.92	1.25	2.0	1.83	
Controllo valvola acqua calda			On - Off					On-Off,Prop.	
Struttura	Dimensioni ²	Larghezza	mm	594	760	1060	1380	1784	1672
		Profondità	mm	744	970	1300	1545	1960	3654
		Altezza	mm	1736	1900	2010	2045	2085	2200
	Peso	A vuoto	kg	365	500	930	1450	2100	4947
		In esercizio	kg	420	604	1156	1801	2725	5740
	Rumorosità ³	dB(A)	46	49	49	46	57	56	
Tubazioni	Acqua refrigerata	mm	DN 32	DN 40	DN 50	DN 50	DN 80	DN 100	
	Acqua di raffreddamento	mm	DN 40	DN 50	DN 50	DN 65	DN 80	DN 125	
	Acqua calda	mm	DN 40	DN 40	DN 50	DN 65	DN 80	DN 100	

1 - Consumi elettrici non includono pompe esterne o motori.

2 - L'altezza non include gli occhielli di sollevamento rimovibili. Larghezza/profondità non include la scatola dei collegamenti o le piastre di fissaggio.

3 - Il livello sonoro è misurato in campo libero a 1 m di distanza dall'unità e 1,5 m da terra.

Schema d'impianto:



L'impianto è caratterizzato da due circuiti, quello primario al servizio del motore / alternatore, dotato di dissipatore di emergenza, e quello secondario di gestione dell'assorbitore e relativa torre evaporativa. I due circuiti sono interconnessi da uno scambiatore.

All'avvio del motore viene azionata anche la pompa P5. Il liquido di raffreddamento del motore fluirà dallo scambiatore attraverso la valvola miscelatrice MV3 al motore e ritornerà quindi allo scambiatore. Qualora il sistema non chieda calore ed il liquido refrigerante ecceda il limite di temperatura prefissato, la valvola MV3 devierà parte dello stesso al dissipatore di emergenza. In tal modo verrà garantita la temperatura massima di ritorno dettata dal costruttore del motore.

Allorché il liquido di raffreddamento del motore avrà incrementato la sua temperatura nello scambiatore di calore fino a 70 °C e sia richiesta acqua refrigerata, verranno azionate le pompe P3, P2 e P1 a servizio dei circuiti idraulici dell'assorbitore.

L'acqua calda di alimentazione fluirà dallo scambiatore attraverso le valvole deviatrici MV2 e MV4 sino all'assorbitore e da questo ritornerà allo scambiatore. L'acqua refrigerata spinta dalla pompa P1 fluirà alle diverse utenze (centrale di trattamento aria, ventilconvettori od altro).

Se è richiesto contemporaneamente calore, la valvola deviatrice MV1 verrà azionata allo scopo di convogliare l'acqua calda proveniente dall'assorbitore all'utenza termica.

Nel caso di solo fabbisogno termico per riscaldamento, la valvola MV4 escluderà l'assorbitore.

Qualora il motore venga posto fuori servizio per manutenzione od altro, la valvola MV2 provvederà a deviare tutto il fluido termovettore verso la caldaia ausiliaria, allo scopo di soddisfare comunque l'utenza. La stessa, ovviamente, dovrà essere in grado di fornire l'acqua calda alle temperature e nelle quantità di progetto.

Tecniche di gestione

Nei capitoli precedenti abbiamo ampiamente spiegato come si dimensiona e si tara un impianto di cogenerazione; vediamo ora che la gestione dell'impianto impostata per utilizzare dall'utenza tutta l'energia termica generata (eventualmente con l'ausilio di sistemi integrativi) ci porta ad avere risultati di maggiore convenienza economica.

Fondamentalmente possono essere previste due modalità di gestione: la prima, che possiamo definire ad inseguimento termico, la seconda ad inseguimento frigorifero.

Nella prima modalità il motore viene regolato in modo che il recupero termico segua il carico termico dell'utenza; l'energia elettrica non coperta dal motore viene acquistata dalla rete; l'eventuale sovrappiù viene invece ceduto alla rete stessa.

Nella seconda, il motore viene regolato in modo che il recupero termico alimenti l'assorbitore in modo da produrre freddo seguendo il carico frigorifero dell'utenza. Anche in questo caso l'energia elettrica non coperta dal motore viene acquistata dalla rete e l'eventuale sovrappiù riversata nella stessa.

In ogni caso, qualora il sistema di trigenerazione agisca con l'integrazione di caldaie ausiliarie o di gruppi refrigeratori elettrici, è essenziale che lo stesso operi in regime di

priorità; ciò allo scopo di prolungare nel tempo la propria operatività e di conseguenza ridurre i costi operativi.

Considerazioni conclusive

La trigenerazione trova migliore applicazione per soddisfare utenze caratterizzate dalla presenza contemporanea delle tre richieste energetiche (elettrica, termica, frigorifera), che possono presentarsi sia separatamente, per esempio in relazione a cicli stagionali inverno/estate (con richiesta di energia elettrica e calore in inverno e di energia elettrica e freddo in estate), sia contemporaneamente.

Le possibili applicazioni spaziano dal settore civile e terziario (utenze residenziali, ospedali, aeroporti, centri sportivi, alberghi, eccetera) al settore industriale (alimentare, tessile, eccetera).

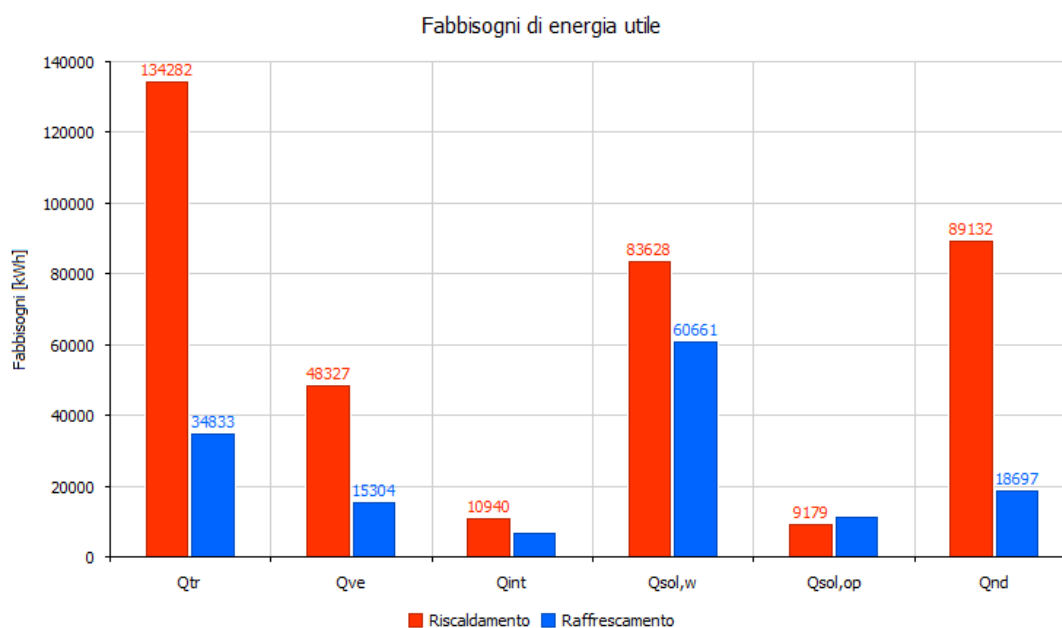
In tali casi la possibilità di aggiungere un effetto utile alla generazione di calore e di energia elettrica può consentire di migliorare considerevolmente la redditività ed il ritorno economico dell'impianto.

Sfruttando i vantaggi offerti, lo stesso può rendere quasi indipendente, da un punto di vista energetico un'utenza, sostituendo il tradizionale sistema di approvvigionamento dei beni energetici basato sulla produzione di energia elettrica centralizzata con successiva distribuzione e sulla generazione di energia termica e frigorifera tramite caldaie e impianti frigoriferi mono-utenza.

Caso applicativo: Cogenerazione

Siamo partiti da una prima ipotesi utilizzando solo un sistema di cogenerazione.

Con il software per la certificazione energetica abbiamo calcolato il fabbisogno di energia utile per il riscaldamento, raffreddamento e per l'acqua calda sanitaria.



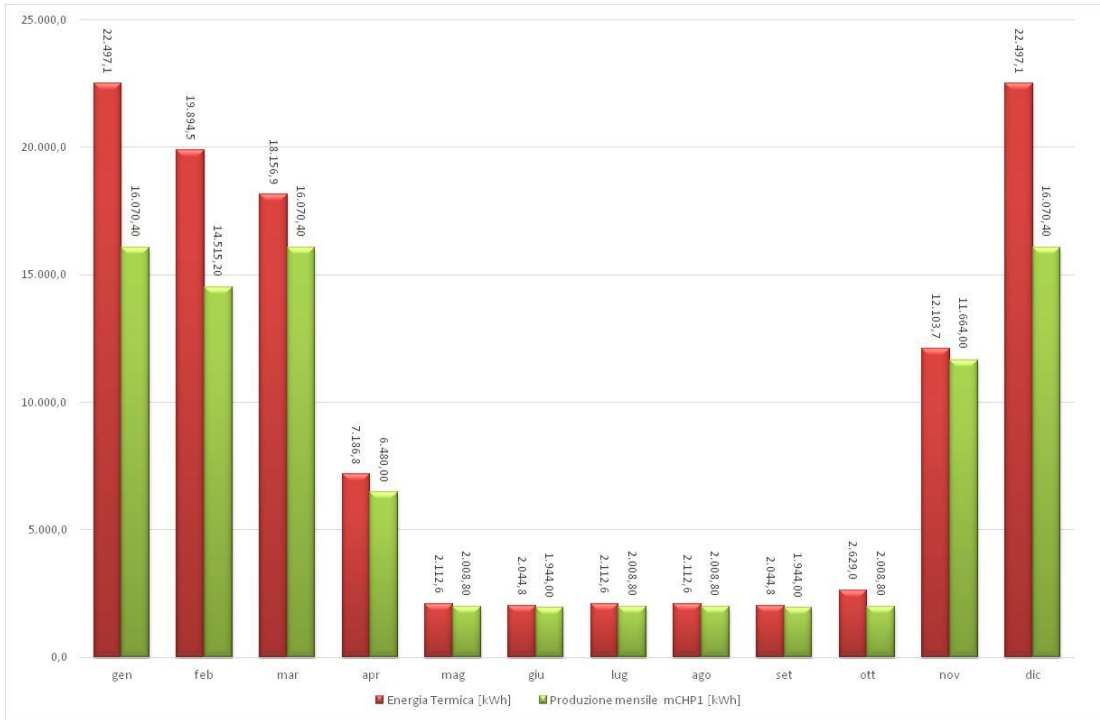
La prima ipotesi è stata quella di inserire un cogeneratore per fornire all'utenza solo acqua calda sanitaria e riscaldamento. Il raffrescamento è stato ipotizzato fornito da 4 split per ogni appartamento alimentati elettricamente.

Dati input:

- m³ combustibile gas naturale, ricavato dal fabbisogno utile dell'edificio in kwh per il riscaldamento e l'acqua calda sanitaria;
- energia elettrica consumata in kwh stimando un consumo per singolo appartamento di 3.000,00 kwh l'anno e il consumo elettrico per ogni singolo split di 355 kwh.

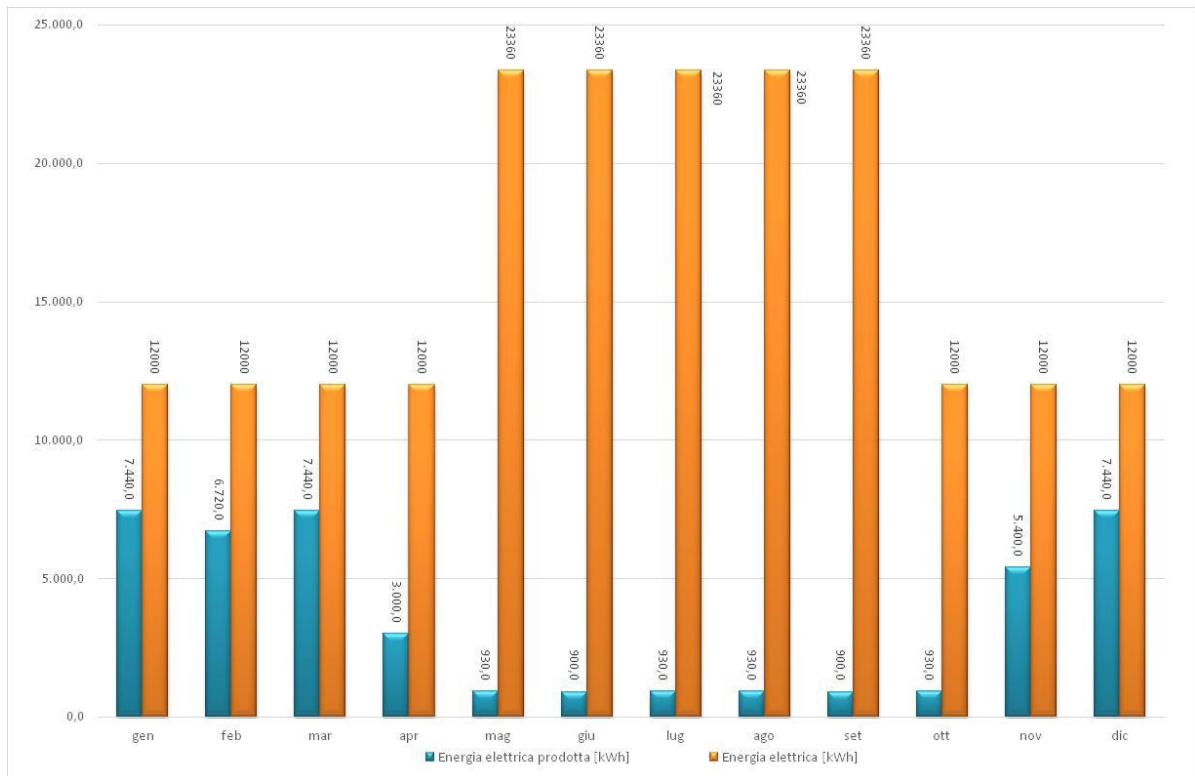
Inserendo i dati mese per mese del combustibile utilizzato (m3),energia elettrica (Kwh) in un foglio di calcolo abbiamo tarato il cogeneratore sul profilo termico in modo da poter adoperare tutto il potenziale termico all'interno delle residenze.

GRAFICO PROFILO TERMICO:



Dal grafico possiamo notare come i consumi sono molto più bassi nel periodo estivo e hanno dei picchi nel periodo invernale. I 92.793,60 Kwh di produzione termica annua sono completamente auto consumati e il surplus viene garantito dalla caldaia preesistente collegata al circuito della centrale termica.

GRAFICO PROFILO ELETTRICO:



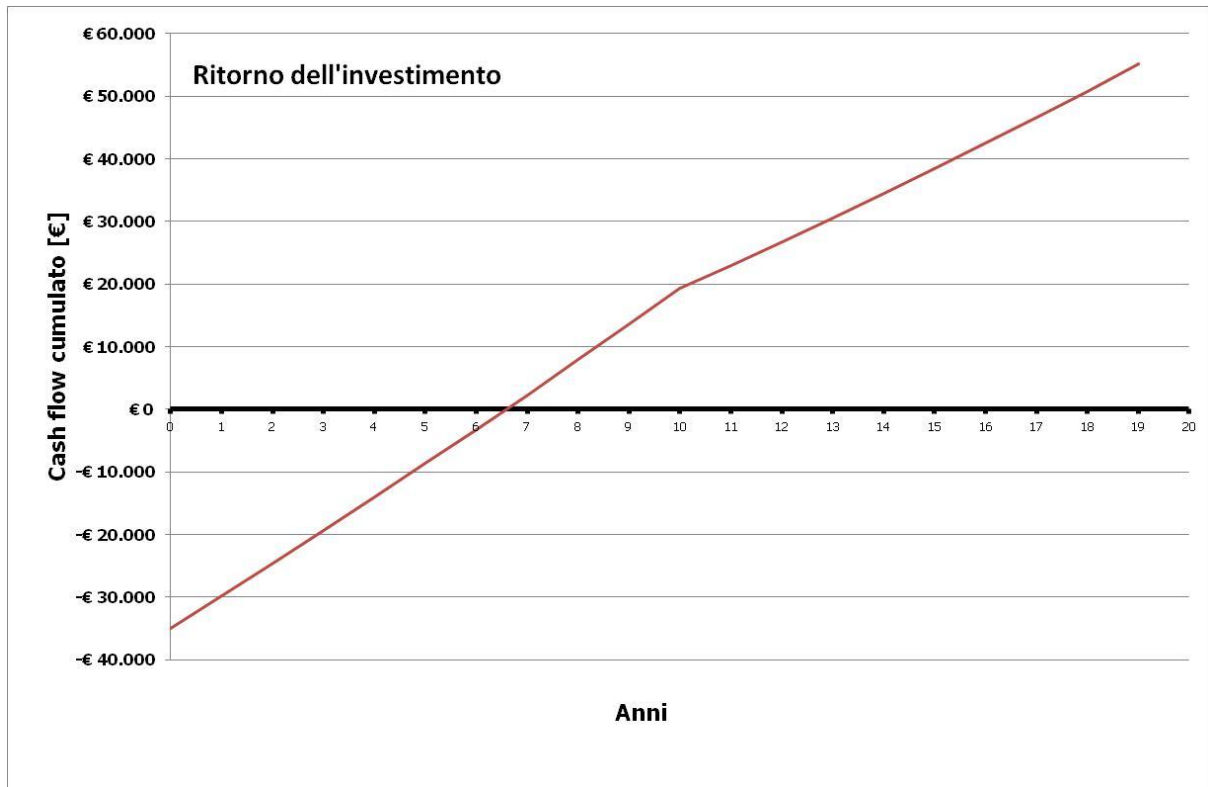
Tutta l'energia elettrica prodotta 42.960,00 kwh dal cogeneratore è autoconsumata. Possiamo ben notare che nei 6 mesi di raffrescamento il consumo di energia elettrica sale vertiginosamente data la presenza di split ad alimentazione elettrica. Da qui parte l'ipotesi di inserire un sistema di trigenerazione che abbatta questi consumi e che sfrutti il calore del cogeneratore per creare non solo riscaldamento, ma anche raffrescamento.

Come precedentemente illustrato, quando parliamo di cogenerazione, gli incentivi e le agevolazioni sono innumerevoli. Andiamo quindi, nel nostro caso, dapprima a riconoscere il sistema come CAR (Cogenerazione ad alto rendimento), quindi possiamo usufruire della defiscalizzazione del gas e dei CB (Certificati Bianchi). Dato che tutta l'energia elettrica prodotta è auto consumata non possiamo usufruire della vendita dell'energia elettrica nè del contributo SSP (Scambio sul posto).

Un'unità di micro - cogenerazione è definita ad alto rendimento se il valore del risparmio di energia primaria (PES) che ne consegue assume un qualunque valore positivo.

I Certificati Bianchi sono quotati a 260€ secondo le ultime direttive di mercato del Gse.

Riepiloghiamo quindi i ricavi e i costi annui, andando a ricavare il margine operativo anno e il ritorno all'investimento.



A 10 anni la curva cambia orientamento a causa della fine dei ricavi della vendita dei CB. Il ritorno all'investimento è pari a 6,57 anni con una vita utile dell'impianto pari a 19 anni.

Il cash flow del progetto parte da -35.000 € che è il costo del cogeneratore, per arrivare all'ultimo anno di vita con un cash flow cumulado pari a 55.145 €.

Ricavi annui:	
Risparmio energia elettrica annua	€ 9.451,20
Risparmio acquisto gas per caldaia	€ 8.862,94
Vendita energia elettrica	€ -
Contributo Scambio Sul Posto	€ -
Defiscalizzazione gas metano annuo	€ 1.753,68
Certificati bianchi	€ 2.119,65
Costi annui:	
Acquisto gas metano per TOTEM®	€ 13.446,34
Manutenzione e Telecontrollo	€ 2.577,60
Accisa su energia elettrica autoconsumata	€ 975,19
Margine operativo anno:	€ 5.152,34

Caso applicativo: Trigenerazione

Dati gli elevati consumi elettrici per il raffrescamento estivo, si è pensato di adoperare sistemi di trigenerazione con l'idea di sfruttare il principio della CAR anche nel periodo estivo. Quindi le agevolazioni dovute dalla defiscalizzazione e i CB possono essere usati anche con il raffrescamento in quanto il funzionamento è strettamente connesso al cogeneratore.

Il punto di partenza iniziale è stato quello di definire i carichi estivi nel software di calcolo, dai quali siamo riusciti a ricavare i kwh frigoriferi che servono all'utenza per il raffrescamento nel periodo estivo composto da 6 mesi.

Mese	Giorni funzionamento	Ore	KWh frig.
Gen	0	0	0
Feb	0	0	0
Mar	0	0	0
Apr	0	0	0
Mag	31	744	584,7
Giu	30	720	6222,3
Lugl	31	744	20136,5
Ago	31	744	21007,2
Sett	30	720	3966,9
Ott	30	720	584,7
Nov	0	0	0
Dic	0	0	0
TOT.		4392	52502,3

Successivamente si è individuata la macchina con prestazioni idonee al cogeneratore Totem 10 utilizzato. Si è fatta attenzione a rispettare i parametri d'ingresso della temperatura, pressione e dei kwh usati fino a individuare l'assorbitore: MAYA SC5.

Anche per le macchine ad assorbimento si definisce un COP (Coefficient of performance) pari al rapporto tra effetto utile e spesa energetica sostenuta per il funzionamento della macchina.

Il valore del COP è pari a 0,7, molto basso, ma ciò non deve trarre in inganno, in quanto, va considerato che queste macchine richiedono energia termica a temperatura relativamente bassa (90°), quindi la fonte di alimentazione è molto meno impegnativa, dal punto di vista termodinamico, dell'energia elettrica usata dai tradizionali macchinari.

Produce, utilizzando come fluido di lavoro una soluzione di bromuro di litio ed acqua, acqua refrigerata a 7°C con alimentazione ad acqua calda ricavata dal totem attorno a 90°C con un rendimento complessivo del sistema pari a circa il 70%.

I vantaggi offerti dalle macchine ad assorbimento, oltre alla possibilità di impiegare calore di scarto e non richiedere l'impiego di fluidi dannosi per l'ozono, sono sicuramente l'elevata affidabilità derivante dalla presenza di pochissimi organi in movimento, l'elevata vita utile (in alcuni casi, se sottoposte a corretta manutenzione, la vita utile è di 20 anni), la bassa rumorosità e l'assenza di vibrazioni, la ridotta richiesta di energia elettrica.

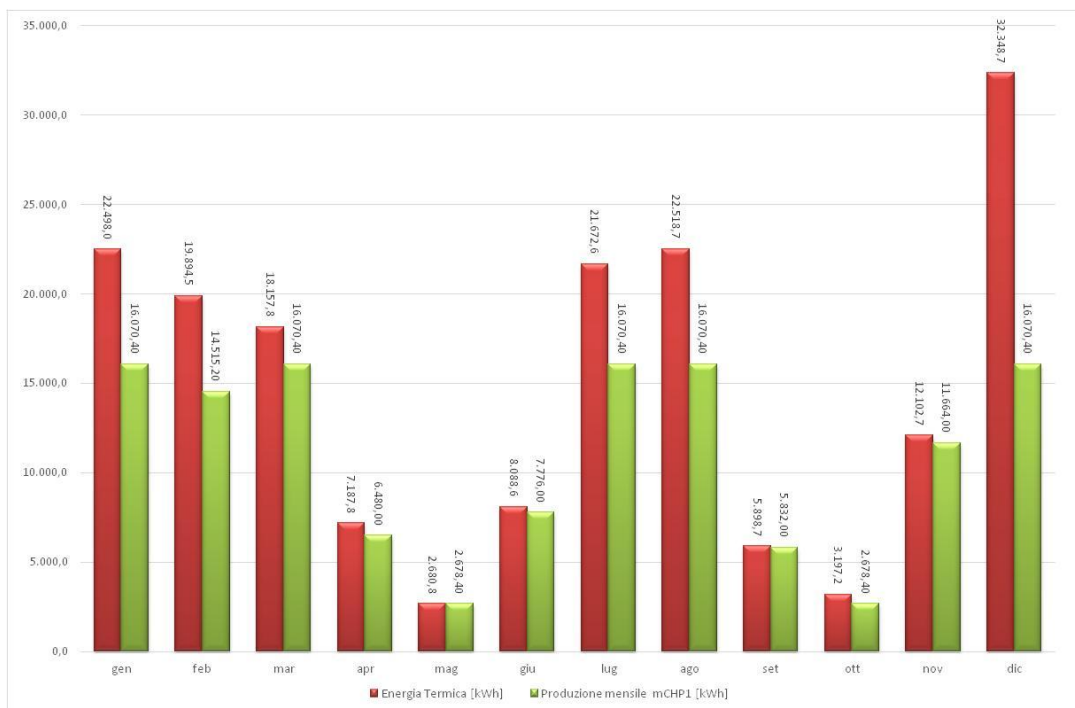
Grazie al COP riusciamo a ricavare i Kwh di risparmio.

Sapendo che il costo dell'energia elettrica si aggira intorno a 0.22 €/Kwh e 0.9 è il coefficiente di trasformazione, riusciamo a ricavare anche il risparmio in € definito "risparmio per raffrescamento di energia elettrica".

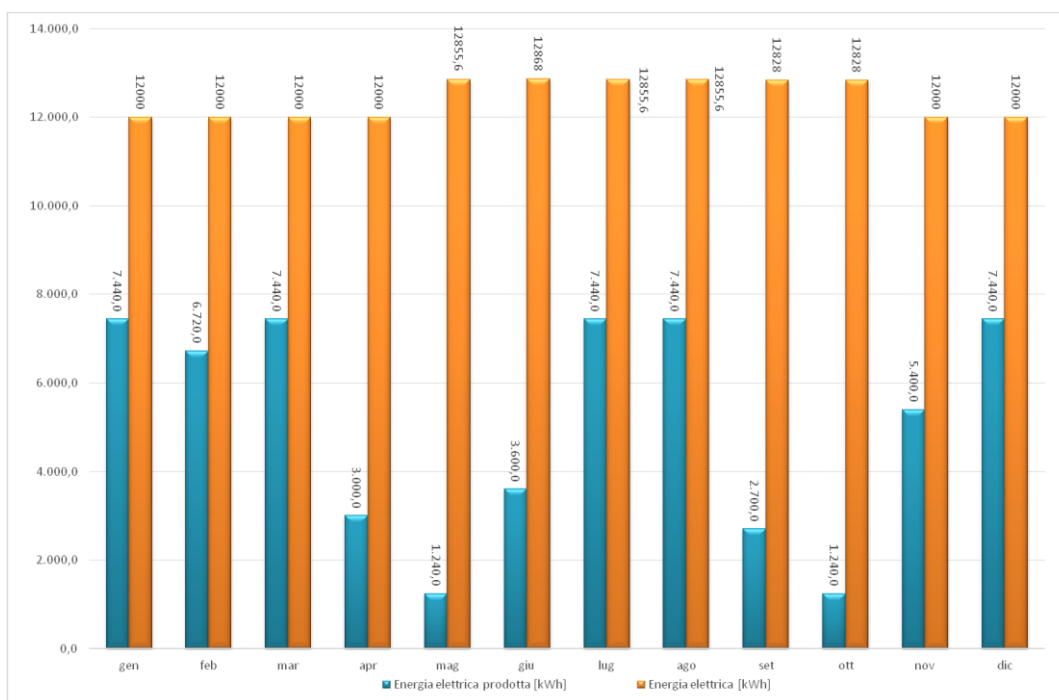
Mese	Giorni funzionamento	Ore	KWh frig.	Kwh risparmio	Risparmio €
Gen	0	0	0	0	
Feb	0	0	0	0	
Mar	0	0	0	0	
Apr	0	0	0	0	
Mag	31	744	584,7	835,2857143	165,3865714
Giu	30	720	6222,3	8889	1760,022
Lugl	31	744	20136,5	28766,42857	6328,614286
Ago	31	744	21007,2	30010,28571	5942,036571
Sett	30	720	3966,9	5667	1122,066
Ott	30	720	584,7	835,2857143	165,3865714
Nov	0	0	0	0	
Dic	0	0	0	0	
TOT.		4392	52502,3	75003,28571	15483,512

Da quest'ipotesi di partenza, inseriamo nel foglio di calcolo i dati input già calcolati per il riscaldamento e l'acqua calda sanitaria ma questa volta andiamo ad aggiungere anche i Kwh frigoriferi trasformandoli in m3. Nei consumi elettrici abbiamo eliminato quelli dovuti dall'utilizzo degli split e abbiamo aggiunto quelli irrisoni dell'assorbitore (calcolati secondo il consumo elettrico della scheda tecnica).

Notiamo da subito come il grafico del profilo termico cambia nei 6 mesi di raffrescamento. Antecedentemente i consumi di gas erano irrisoni e il cogeneratore lavorava molto meno, ora i consumi sono più elevati dato che l'impianto deve alimentare anche il raffrescamento.

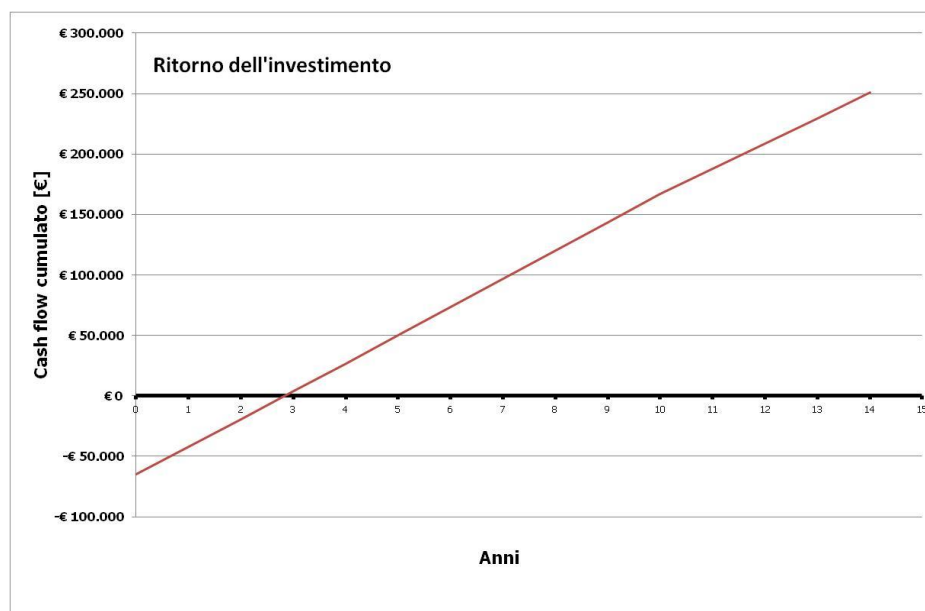


Per quanto riguarda il profilo elettrico, invece, possiamo vedere come il picco che precedentemente era presente in estate si è evidentemente abbassato e i consumi sono scesi di molto. Anche in questo caso tutta la produzione elettrica annua pari a 61.100,00 kwh è auto consumata, quindi non abbiamo il contributo SSP e la vendita dell'energia.



Possiamo ben notare come l'offerta economicamente più vantaggiosa diviene quella della trigenerazione e il ritorno all'investimento è nettamente molto più basso. Passiamo da un 6.57 anni (con la sola cogenerazione) a 2,83 anni utilizzando la trigenerazione.

Naturalmente la vita utile dell'impianto è scesa di 5 anni dato l'utilizzo del motore a combustione interna che aumenta nel periodo estivo (ore di utilizzo dell'impianto).



Il cash flow del progetto parte da – 65.000 € che è il costo del cogeneratore, assorbitore e torre evaporativa, per arrivare all'ultimo anno di vita con un chash flow cumulado pari a 250.712 €.

Ricavi annui:	
Risparmio energia elettrica annua	€ 13.442,00
Risparmio acquisto gas per caldaia	€ 12.605,35
Vendita energia elettrica	€ -
Contributo Scambio Sul Posto	€ -
Defiscalizzazione gas metano annuo	€ 2.494,17
Certificati bianchi	€ 3.014,68
Costi annui:	
Acquisto gas metano per TOTEM®	€ 19.124,11
Manutenzione e Telecontrollo	€ 3.666,00
Accisa su energia elettrica autoconsumata	€ 1.386,97
Margine operativo anno:	€ 22.826,13

CONCLUSIONI

La tendenza degli ultimi anni è quella di spingere all'uso intelligente e razionale dell'energia. Per troppo tempo si è assistito a enormi sprechi energetici e solo ora, a fronte dell'esaurimento dei combustibili fossili, dei danni ambientali causati soprattutto dalle emissioni sempre maggiori di gas serra che alterano il clima globale del pianeta, e dell'aumento del prezzo dell'energia, si sta puntando sempre più sull'efficienza energetica.

Un modo per migliorare l'efficienza energetica è la trigenerazione: generazione simultanea in un unico processo di energia termica, elettrica e frigorifera.

Possiamo quindi dividere il lavoro di tesi in più fasi:

Fase I: Analisi storico-critica.

Siamo partiti dalla conoscenza della tecnologia e dall'analisi di alcuni casi studio per comprendere meglio l'utilizzo, la funzione e i risultati generati da impianti di cogenerazione e trigenerazione.

Analizzando le varie tecnologie e ponendole a confronto siamo riusciti a definire l'applicabilità in base alle differenze di utenza e la convenienza rispetto ai vari utilizzi, ponendo particolare attenzione alla piccola e micro cogenerazione.

Attraverso le varie ricerche nei portali dei servizi gestori della cogenerazione, siamo riusciti a ricavare il quadro completo delle agevolazioni, contratti e bonus.

Fase II: Sviluppo di una linea guida.

Ottenute tutte le informazioni generali e studiato il funzionamento dei macchinari, abbiamo voluto creare una "linea guida" per la realizzazione d'impianti di cogenerazione e trigenerazione partendo dalla loro variabilità di applicazioni fino ad individuare uno studio di fattibilità preliminare e definitivo dove andiamo a evidenziare le criticità e le difficoltà nel calcolo e realizzazione dell'impianto.

Infine abbiamo creato un elenco di tutte le agevolazioni e servizi che incentivano l'utilizzo di tale tecnologia e rendono economicamente vantaggioso l'investimento.

Fase III: Caso studio.

Abbiamo voluto proporre un caso studio che mettesse in atto le linee guida predefinite.

Lo scopo è stato valutare l'applicabilità dei sistemi trigenerativi nell'ambito residenziale in edifici a energia quasi zero: in particolare, è ovviamente necessario che tale sistema funzioni al massimo delle sue capacità e, nello specifico, è necessario garantire il corretto esercizio di ogni sua componente principale e ausiliaria.

Siamo partiti dallo studio, dall'analisi dello stato di fatto e dai limiti normativi dei nuovi edifici Nzeb (near zero energy building). Questo c'è servito per evidenziare quanto possa risultare irrisoria la richiesta energivora di un edificio che rispetta tali limiti normativi e, di conseguenza, per far capire ciò che il futuro ci prospetta parlando di efficientamento energetico.

Partendo dalla certificazione energetica, studiando e analizzando le varie UNI-TS e grazie all'utilizzo del software di calcolo Termo di Namirial, siamo riusciti a definire il fabbisogno energetico di un complesso di 8 edifici residenziali nzeb ipotizzando di localizzarlo a Milano.

Abbiamo realizzato, quindi, vari fogli di calcolo elaborando un format con il quale, attraverso l'inserimento di dati input, riusciamo ad avere velocemente un quadro generico della situazione energivora. Con qualche accorgimento si procede tarando facilmente la centrale termica e elettrica in base alle varie esigenze.

Identificato il dimensionamento, siamo passati alla fase tecnica di progettazione della centrale, andando a definire tutti le componenti presenti per i collegamenti tra il cogeneratore, l'assorbitore e la torre evaporativa andando a definire nel particolare il loro funzionamento.

Tramite il foglio di calcolo riusciamo a definire anche i consumi, la riduzione di CO2 immessa in atmosfera e il lato economico- finanziario dell'investimento. Inserendo i dati normativi e le varie agevolazioni, siamo riusciti a ricavare un cash flow dell'investimento. Infine calcolando il tempo di ritorno e il margine operativo annuo riusciamo a definire se l'offerta è vantaggiosa o meno.

In definitiva, si può evincere facilmente come la soluzione cogenerativa, e ancor più l'alternativa trigenerativa, sia attualmente conveniente per soluzioni dalle caratteristiche molto particolari che devono sottostare a semplici regole base:

- il carico termico/frigorifero può essere variabile durante il giorno, ma la regolazione del cogeneratore va effettuata sul carico termico "base", cercando di stabilire un funzionamento pressoché costante per ridurre la necessità di manutenzione;
- per non rendere necessario il fermo dell'impianto nella stagione estiva, è necessario l'accoppiamento del cogeneratore a un assorbitore;
- la produzione termica va dissipata il meno possibile, per non peggiorare il rendimento;
- la rete elettrica nazionale deve essere considerata come "serbatoio d'energia elettrica", in modo da consentire all'utente di riversare in rete il surplus di energia elettrica in modo temporaneo. Tale surplus viene in parte riacquistato quando il cogeneratore non produce abbastanza per soddisfare la richiesta elettrica dell'utenza, ed in parte monetizzato.

A conclusione di quanto finora esposto, si vuole ribadire che il modello sviluppato vuole essere uno strumento a supporto delle valutazioni che il progettista è chiamato ad effettuare, seppur il lavoro presenti ed analizzi uno scenario economico ed energetico plausibile.

Bibliografia e sitografia

Michele Vio, *Impianti di cogenerazione*, Milano, Editoriale delfino 2009, seconda edizione;

Campagna d'informazione, comunicazione ed educazione a sostegno delle fonti rinnovabili, del risparmio e dell'uso efficiente dell'energia, redatto da: Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio, Ministero delle attività produttive e APAT (agenzia per la protezione dell'ambiente e per i servizi tecnici);

IEA – AIE (Agenzia internazionale per l'energia), Rapporto sullo stato globale di energia e CO2", 2017, revisione del 23/08/2018;

www.iea.org/weo/ WEO (World Energy out look) domanda di energia primaria (MTep);

Direttiva europea 2004/08/CE;

Dlgs 20/07 8 Feb. 2007;

DM 4 Ago 2011, Riconoscimento CAR;

DM 5 Sett 2011, Incentivazione CB (Certificati bianchi);

Legge n°44 012, Defiscalizzazione gas naturale;

D.lgs. n°102 2014 attuazione Dir. 2012/27/UE, Efficienza energetica;

DM 11 Gen 2017;

DM 10 Mag 2018;

Sito Enea, www.energiaenergetica.enea.it, obiettivi direttiva per i consumi energetici;

Sito e-distribuzione, www.e-distribuzione.it;

Portale GSE (Gestione servizi energetici), www.gse.it;

Portale GME (Gestione mercato energia), www.mercatoelettrico.org;

Sito TOTEM, www.totem.energy;

Sito MAYA, www.maya-airconditioning.com;

UNI TS 11300.

Ringraziamenti

Al mio relatore, il prof. Di Perna, che ha riposto massima fiducia nel mio elaborato di tesi e ha reso possibile tutto questo e con il suo sorriso è stato tutto più piacevole.

A te Ing. Ciaramella che mi hai sopportata e supportata anche senza la “carica” del correlatore, sperando in un futuro roseo per la nostra professione.

A tutta la mia famiglia che nel bene e nel male mi è stata accanto incoraggiandomi.

A te Mamma dedico tutto. Sei la persona più bella, forte e coraggiosa che io conosca e spero di aver ereditato da te anche solo il 30% delle tue qualità. Grazie per esserci sempre e per essere sempre dalla mia parte.

A mio padre che, a modo suo, mi ha dato la possibilità di arrivare dove sono continuando a coltivare la mia passione dell’automobilismo. Purtroppo o per fortuna ringrazio ogni giorno di aver preso questo gene da te.

Ai miei fratelli che nel loro piccolo ci sono sempre. Vi auguro di realizzare tutti i vostri sogni, anche se so per certo che siete sulla strada giusta. Siete unici.

Ai miei nonni: Rosetta, Angela e Martinangelo che con un abbraccio o con un “lo rifai fino a quando non lo passi” o “accetta tutto che così finisci” va il mio più affettuoso abbraccio.

A te zia Cristina che ci sei passata prima di noi e che avresti voluto ringraziare nel tuo lavoro di tesi i tuoi genitori, ma all’epoca non c’era l’usanza dei ringraziamenti scritti. Nella vita non è mai troppo tardi. Grazie a Nonna Rosetta e a Nonno Giacomo per tutti i sacrifici fatti per riuscire a dare un futuro migliore a te zia e grazie anche a zio Michele e papà che “a modo loro” ti sono stati vicino.

A te zia Daniela che hai sostituito egregiamente la figura di una mamma insieme a Zio Rino mi avete fatto sentire a casa. Grazie per avermi ascoltata nelle lamentele e grazie per tutte le belle parole e consigli di vita che mi date. Siete stati fantastici.

A te zia Lisa che anche se da km di distanza ti preoccupavi per me e per la mia “salute mentale” comprendendomi e sostenendomi.

A te zia Saveria grazie per esserci in tutte le occasioni importanti. Ne hai passate tante, ma sei una guerriera e di donne così ce ne son poche.

A chi oggi non c'è, ma che vorrei fosse accanto a me sempre: zio Angelo con te sarebbe stato tutto diverso e sicuramente più bello e facile.

A voi Debora e Angelo, che siete il nostro futuro, auguro una vita piena di cose belle e spero che i momenti brutti vi aiutino ad affrontare tutto con più coraggio. Io per voi sono sempre qua.

A te Francesca che mi hai asciugato le lacrime più volte e mi hai dato la forza di andare avanti. Grazie per tutto sei stata fondamentale.

A te Sara che quando ero a terra ti sei sdraiata accanto a me. Tadb.

A tutti i miei amici, in particolare a Angelica e Antonella che con un messaggio, un gesto o una parola sono sempre presenti e felici per me.

A chi ha iniziato questo cammino accanto a me, ma poi la vita ci ha riservato strade diverse.

A chi mi ascoltava ripetere sui gradini di casa, lungo il tragitto Campobasso – Ancona, ma si addormentava sui libri non capendo un “h” di quello che dicevo.

A tutti quelli che non credono in me e mi rendono la vita difficile, “grazie” perché mi spronate a continuare a lottare.

A chi nella mia vita c'è da poco con l'augurio che per noi ci sia un futuro migliore. “Nessuno può tornare indietro e ricominciare da capo, ma chiunque può andare avanti e decidere il finale.”

E infine grazie a me per aver trasformato tutti quei “non ce la posso fare” in forza e determinazione.