Il *vantaggio* dei sistemi di **accumulo** ad *idrogeno*

In caso di edifici ad energia zero in condizioni stand-alone, l'integrazione ad idrogeno risulta più vantaggiosa rispetto ad un tradizionale sistema con accumulo al Li-ion

*di Marco Surra**

Il concetto di energia zero, inizialmente introdotto e poi ridimensionato a "quasi zero" nella versione approvata della Direttiva Ue costituisce un obiettivo agevolmente perseguibile per un edificio di nuova costruzione.

Il criterio si basa, per i consumi termici, sulla realizzazione di un edificio dotato di un involucro altamente performante (tipicamente in classe energetica A o A+) e sull'adozione di un sistema di generazione elettrico in pompa di calore alimentato da pannelli fotovoltaici.

In ambito residenziale ad esempio, escludendo le applicazioni che riguardano fabbricati di elevata altezza, in cui la superficie disponibile per il sistema di captazione solare non è in grado di fornire una potenza elettrica di picco sufficiente all'impianto di generazione termica, tale intento è attualmente già facilmente ottenibile. Basta considerare un edificio connesso in rete (grid-connected) nel quale l'energia elettrica viene prodotta dal sistema fotovoltaico durante le ore di insolazione e viene prelevata dalla rete mediante il meccanismo dello scambio sul posto nei giorni privi di sole e durante le ore notturne.

Tale sistema è regolamentato da un contratto che l'utente stipula con il Gestore dei Servizi Energetici (GSE) secondo il quale ogni utente connesso alla rete agisce da produttore (nelle ore di insolazione) e

DIRETTIVA UE 2010/31

La Direttiva 2010/31/UE sulla "prestazione energetica nell'edilizia" (EPDB "Energy Performance of Buildings Directive" Recast) approvata il 19 maggio 2010 introduce il concetto di edifici ad energia quasi zero (nZEB near Zero Energy Buildings), prescrivendo all'art. 9 che:

a) entro il 31 dicembre 2020 tutti gli edifici di nuova costruzione siano edifici a energia quasi zero;

b) a partire dal 31 dicembre 2018 gli edifici di nuova costruzione occupati da enti pubblici e di proprietà di questi ultimi siano edifici a energia quasi zero.

Viene definito un edificio a energia quasi zero "un edificio ad altissima prestazione energetica [. . .], il cui 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".

Tabella 1 – Modalità di produzione energetica da idrogeno prese in cosiderazione

	Energia termica	Energia elettrica
1º modo	Combustore catalitico a H_2 + celle a combustibile	Celle a combustibile
2º modo	Celle a combustibile + Pompa di calore	Celle a combustibile

da utilizzatore (in condizioni di assente o insufficiente insolazione o quando il fabbisogno di punta supera la produzione del sistema captante).

Il bilancio di energia (si considera un gruppo frigorifero reversibile in pompa di calore) potrà essere soddisfatto su base annuale dimensionando opportunamente il campo fotovoltaico. Il bilancio energetico dovrà tuttavia considerare sia il funzionamento invernale in riscaldamento che il funzionamento estivo in cui l'apparecchio lavora in raffreddamento.

Se consideriamo il bilancio termico nelle sole condizioni invernali osserviamo come in realtà la produzione del campo fotovoltaico sia **molto** inferiore alle necessità in considerazione della scarsa insolazione rispetto alla stagione estiva, dovuta sia alle limitate ore diurne che alla maggiore inclinazione dei raggi solari che colpiscono la superficie terrestre. Risulterebbe pertanto necessario aumentare la superficie del campo fotovoltaico per soddisfare il bilancio energetico. Stiamo tuttavia sempre ragionando su base stagionale. Il costo energetico potrà annullarsi a fine stagione, tuttavia il sistema di produzione non sarà mai in grado di garantirci l'autonomia energetica qualora il Gestore dell'energia dovesse interrompere l'erogazione del servizio.

Sistemi di accumulo energetico ed edifici off-grid

Se consideriamo un edificio isolato, non collegato alla rete elettrica, risulta evidente la criticità del ragionamento finora svolto, insita nell'impossibilità di accumulare l'energia e utilizzarla nei periodi o negli orari in cui il sistema di captazione fotovoltaica non è in grado di operare efficacemente (scarsa insolazione) o del tutto (orari serali invernali e notturni).

È infatti ben nota l'impossibilità di accumulare energia con il sistema energetico distribuito in corrente alternata. L'energia elettrica prodotta nelle centrali attraverso i turboalternatori viene immessa sulla rete degli elettrodotti per poi essere trasformata e utilizzata dagli utenti finali.

L'unico sistema di immagazzinamento per un utilizzo differenziato nel tempo può essere costituito dalle batterie elettrochimiche di accumulatori che rappresentano tuttavia sistemi molto costosi e che necessitano di particolari accorgimenti in fase di installazione ed esercizio (locali e protezioni adatte), adottabili solo per particolari applicazioni, in genere connesse ai sistemi di sicurezza.

Si intuiscono tuttavia le difficoltà nell'utilizzare l'accumulo dell'energia elettrica per far funzionare la pompa di calore nelle condizioni invernali più gravose (temperatura esterna di progetto e condizioni di luce diurna limitate alle 8 ore tipiche del solstizio d'inverno).

Il sistema di accumulo dovrebbe essere anche in grado di garantire i servizi minimi notturni (illuminazione e piccoli elettrodomestici) oltre che il funzionamento della pompa di distribuzione dell'acqua calda ai terminali riscaldanti. Un sistema alternativo di accumulo, ai fini del riscaldamento ambientale, può essere costituito da un volano termico in acqua.

Un'ulteriore possibilità presa in esame da questo articolo è rappresentata da un accumulo energetico sotto forma di idrogeno.

Idrogeno come sistema di accumulo energetico (termico ed elettrico)

L'attuale tecnologia consente di prendere in considerazione un accumulo energetico in idrogeno. L'energia elettrica prodotta dal sistema fotovoltaico può essere utilizzata per produrre localmente idrogeno attraverso un elettrolizzatore. L'accumulo dell'idrogeno avverrà in bombole e la produzione dell'energia (in forma diretta o temporalmente differenziata) potrà essere effettuata secondo due modalità (si veda la Tabella 1).

Nella prima modalità si utilizza un combustore catalitico [1] per la produzione dell'energia termica (il fluido termovettore prodotto è acqua calda a bassa temperatura, tipicamente 45-40°C, con il quale si può alimentare un sistema di emissione di tipo radiante) al quale deve essere affiancato un dispositivo a celle a combustibile per le utenze elettriche. Quest'ultimo produce anche energia termica.

Nella seconda modalità considerata, si utilizza solamente un dispositivo a celle a combustibile per produrre sia l'energia elettrica per le utenze domestiche e a servizio dell'impianto termico (elettropompe di circolazione), che l'energia termica. L'energia elettrica prodotta in esubero rispetto alle utenze domestiche viene utilizzata in una pompa di calore di tipo geotermico per produrre acqua calda a bassa temperatura ed alimentare un sistema radiante.

Il potere calorifico inferiore del H_2 è pari a 33,3 kWh/kg. Se si recupera il calore di condensazione del vapore acqueo in uscita al ciclo termico è possibile sfruttare il potere calorifico superiore del H_2 pari a 39,4 kWh/kg. Con una densità di 0,09 kg/m^3 (in condizioni normalizzate a 15°C e alla pressione di 1 bar) si ha che 1 Nm^3 di H_2 sviluppa una energia pari a 3,5 kWh.

Se si considerano celle a combustibile della tecnologia PEM (membrane a scambio protonico), che sono le più semplici e in grado di funzionare a basse temperature e con raffreddamento ad acqua, si ha un rendimento elettrico [2] pari a circa il 43%, mentre la restante parte è dissipata sotto forma di calore [3] (con un discreto contenuto entalpico in quanto le celle PEM lavorano con temperature da 50 a 80°C).

Ipotizzando di utilizzare solo il combustore catalitico (prima modalità) per la potenza richiesta, a fronte di 1 Nm^3 di H_2 si ottengono quindi 3,5 kWh termici.

Utilizzando la cella a combustibile (seconda modalità) si otterrà circa il 43% di resa elettrica e il 57% di resa termica sul potere calorifico superiore,

HYDROGEN STORAGE SYSTEMS IN ZERO ENERGY BUILDINGS IN STAND-ALONE CONDITION

In anticipation of the coming into effect of the legal obligation to realize net zero energy buildings (nZEB), we consider plant types adoptable to buildings not connected in a network, capable of providing energy autonomy both from the thermal point of view that electric, thanks to the support of a system PV energy. The criticality of the system is inherent of the possibility of ensuring the functioning of the utilities under the most rigid winter conditions, when the hours of sunlight are reduced. This paper compares two types of systems: the first consists of a geothermal heat pump with an adequate water storage tank and accumulator batteries, Li-Ion for electric utilities, and the second an hydrogen system, accumulated in cylinders and used by a fuel cell to produce electricity for domestic users and the power of a pump heat, and thermal energy at low enthalpy.

Keywords: **nZEB, hydrogen storage systems**

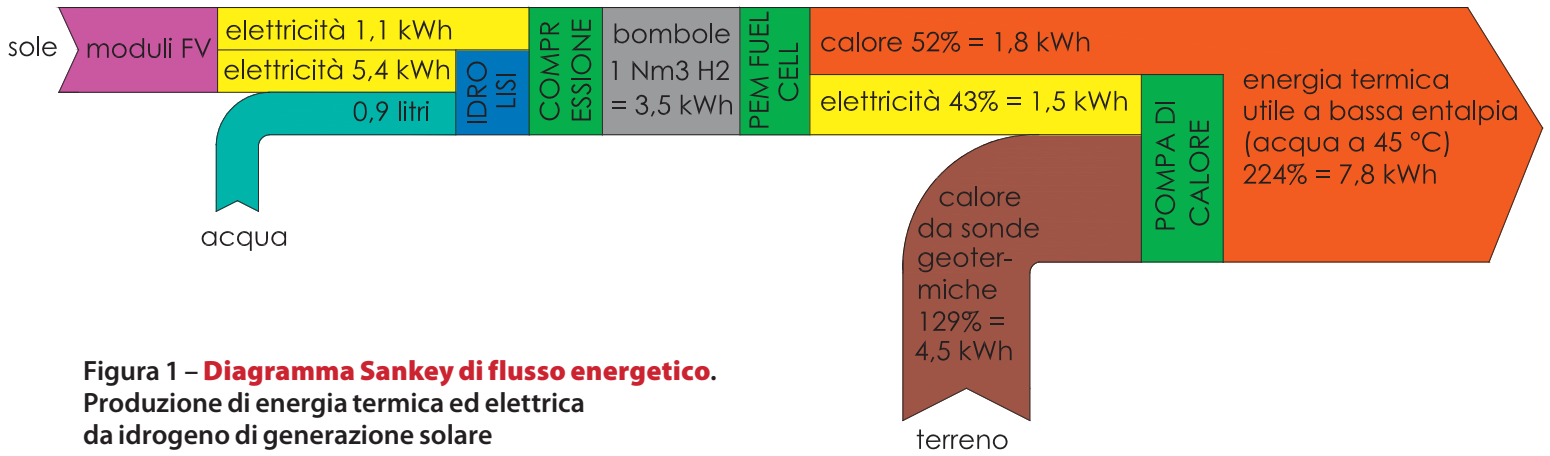


Figura 1 – Diagramma Sankey di flusso energetico. Produzione di energia termica ed elettrica da idrogeno di generazione solare

sfruttando il calore di condensazione del vapore in uscita dalla cella ipotizzando di recuperare tutto il calore sensibile e latente. Nella realtà il rendimento del sistema di recupero termico sarà inferiore e si attesterà intorno al 52-53%.

Quindi in termini energetici da 1 Nm^3 di H_2 si otterranno nella cella 0,43 * 3,5 = 1,50 kWh elettrici e 0,52 * 3,5 = 1,82 kWh termici. Utilizzando una pompa di calore acqua-acqua in ciclo chiuso [4] con un COP = 4 si avranno, a fronte di 1,5 kWh elettrici, 6 kWh termici, per un totale di 7,8 kWh termici.

La seconda modalità, sfruttando l'energia a bassa entalpia prelevata dalla sorgente geotermica (terreno con sonde di profondità), consente rendimenti più elevati in termini di energia termica fornita all'impianto (si veda Figura 1). Quindi, prescindendo da altre considerazioni funzionali ed economiche, ma ragionando in termini di pura efficienza energetica, nell'esempio seguente si opterà per la seconda modalità esposta, che considera l'utilizzo di un cella a combustibile abbinata a una pompa di calore ad elevata efficienza (del tipo acqua-acqua in ciclo chiuso con sorgente termica il terreno). La PDC acqua-acqua in ciclo aperto che utilizza acqua di pozzo, che garantisce valori di COP decisamente maggiori, non viene considerata in quanto di difficile applicazione in termini diffusi per ragioni autorizzative. La potenza della cella a combustibile dovrà essere opportunamente maggiorata per tener conto anche delle utenze elettriche dell'edificio.

Confronto fra sistemi di accumulo in acqua/batterie e in idrogeno

È interessante valutare la possibilità, per un edificio non connesso in rete, di alimentare, attraverso l'energia captata nelle ore diurne da un sistema fotovoltaico, le utenze termiche ed elettriche dell'edificio stesso durante le ore notturne.

Il confronto viene eseguito tra le due soluzioni impiantistiche praticabili:

1) Pompa di calore geotermica abbinata a batterie di accumulo al Li-ion

L'energia termica viene prodotta nelle ore diurne mediante un sovradimensionamento della PDC e accumulata in un serbatoio inerziale in acqua per essere utilizzata nelle ore serali e notturne.

L'energia elettrica viene accumulata nelle batterie elettrochimiche che vengono caricate nelle ore diurne dal sistema solare fotovoltaico.

2) Pompa di calore geotermica abbinata a celle a combustibile ad idrogeno

L'energia elettrica prodotta dal sistema fotovoltaico viene utilizzata per produrre localmente idrogeno attraverso un elettrolizzatore. L'accumulo avviene in bombole di idrogeno. La produzione dell'energia elettrica avviene attraverso un dispositivo a celle a combustibile. La energia termica viene prodotta direttamente dalle fuel cell e da una pompa di calore che utilizza l'energia elettrica, da esse prodotta, in esubero rispetto alle utenze elettriche domestiche.

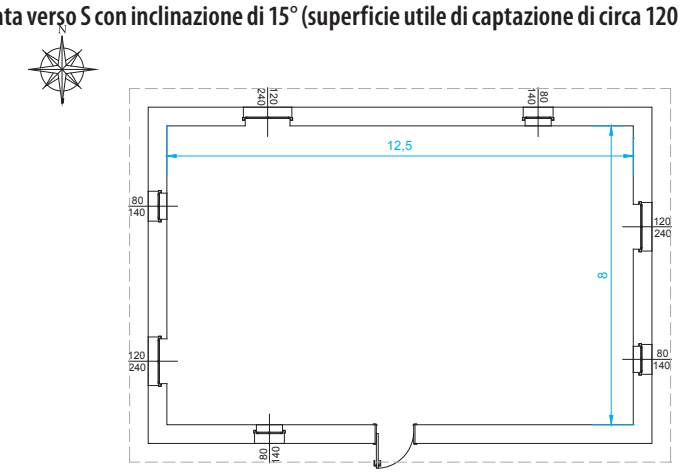
Vengono introdotte le ipotesi esplicitate nel seguente box.

CASE STUDY, CARATTERISTICHE ED IPOTESI

CARATTERISTICHE EDIFICIO

• Caratteristiche geometriche

Si considera come caso-esempio un'unità abitativa indipendente su quattro lati, ubicata a Milano, dotata di un involucro altamente performante, tipicamente in classe energetica A+ (indice soglia per la Lombardia pari a 14 kWh/m^2/anno). Per semplicità si esamina un edificio a forma di parallelepipedo a base rettangolare di dimensioni di 12,5 m (esposizioni S e N) per 8 m (esposizioni E e O), con altezza 2,7 m (dimensioni interne). Il tetto in questo caso si considera a falda unica orientata verso S con inclinazione di 15° (superficie utile di captazione di circa 120 m^2).



• Caratteristiche involucro

Si considerano i seguenti valori di trasmittanza dell'involucro:

Elemento	Trasmittanza involucro [W/(m^{2}K)]
parete opaca	0,11
solaio di copertura	0,17
pavimento su terreno	0,22
vetro – serramento	1,70
portoncino	1,10

• Ventilazione

Si considerano ricambi di aria di tipo meccanico pari a 0,3 volumi/ora trattati attraverso un recuperatore termico con efficienza dell'85%.

• Acqua calda sanitaria

Per i consumi di acqua calda sanitaria non si considera nessun apporto di solare termico. Il fabbisogno viene calcolato secondo UNI 11300-2 in 1,5 litri/(m^{2}giorno).

SISTEMA DI CAPTAZIONE SOLARE FOTOVOLTAICO

• Il sistema fotovoltaico utilizza celle di tipo cristallino

L'adozione di moduli di tipo amorfo avrebbe consentito, a fronte di una penalizzazione nella resa specifica, di avere un'efficienza minima di captazione anche nel caso di giornate prive di insolazione diretta, in cui è presente solo una radiazione diffusa. Tuttavia, considerando il bilancio energetico in termini mensili (con riferimento al mese meno soleggiato), si è preferito utilizzare sistemi captanti più efficienti (in grado attualmente di garantire la potenza di 1 kWp con una superficie captante di circa 5 m^2).

• La valutazione viene eseguita in corrispondenza del solstizio invernale

Ci si pone nelle condizioni peggiori, nelle quali si hanno solo 8 ore di luce a fronte di 16 ore serali e notturne nelle quali occorre garantire i servizi energetici all'edificio (riscaldamento e utenze elettriche).

• Superficie utile di captazione

La superficie utile di captazione è costituita dalla copertura (120 m^2 considerando l'estensione della falda), dalla parete verticale verso S utilizzata per l'80% (30 m^2) e dal 60% delle pareti verticali verso E (15 m^2) ed O (15 m^2).

UTENZE

• Utenze elettriche

Si considerano come livelli minimi da garantire quelli relativi all'illuminazione dell'edificio (illuminamento con corpi illuminanti che utilizzano lampade a LED), e al funzionamento delle elettropompe di servizio dell'impianto di riscaldamento e dei ventilatori del sistema ventilante a doppio flusso con recupero.

Inoltre si considera giornalmente un ciclo di lavaggio della lavastoviglie e uno della lavatrice (entrambi gli elettrodomestici si considerano in classe A), e 3 ore di funzionamento di un televisore a cristalli liquidi (LCD) da 32 pollici.

Si prevede anche la presenza di un frigorifero in classe A+++ da 300 litri.

L'illuminazione si considera in funzione per 8 ore serali e 2 ore mattutine.

• Utenze termiche

Si considera il carico termico di progetto necessario a far fronte alle condizioni invernali di progetto (Milano: te = -5°C) per tutte le ore diurne e notturne. Si considerano due livelli di temperatura (valore diurno ti = 20°C per 14 ore, con riduzione nelle ore notturne a ti' = 16°C).

Determinazione dei carichi termici ed elettrici

Sulla base delle ipotesi introdotte si calcolano i seguenti valori di potenza:

• Carichi termici

Dispersioni involucro	2044 W
Carichi ventilazione	223 W
Carichi produzione acqua calda sanitaria (1)	1107 W
TOTALE carichi termici	3374 W

Per semplicità non si considerano apporti né di tipo solare, né endogeno.

La pompa di calore verrà dimensionata sulla base delle potenze termiche richieste.

• Carichi elettrici

Il dimensionamento dell'impianto va eseguito secondo i seguenti carichi massimi contemporanei:

Illuminazione a LED	100 W
Pompe riscaldamento	46 W
Ventilazione	2 x 30 W
Frigorifero	200 W
Lavastoviglie (2)	2200 W
Lavatrice (2)	2350 W
Televisore	150 W
TOTALE carico max contemporaneo utenze elettriche	< 3 kW

Determinazione dei fabbisogni di energia primaria

Secondo le ipotesi introdotte si determinano i seguenti valori energetici:

• Energia primaria ad uso termico

Il valore è dato dalla somma dei fabbisogni termici relativi all'involucro, alla ventilazione e alla produzione dell'acqua calda sanitaria, e tiene conto dei rendimenti del sistema impiantistico (produzione, regolazione, distribuzione ed emissione).

Il fabbisogno annuo di energia primaria per la climatizzazione invernale per l'edificio considerato è pari a 4974 MJ/anno (1381 kWh/anno), corrispondente ad un indice di prestazione energetica di 13,82 kWh/(m^2anno). Il valore è stato calcolato con software certificato dal CTI. Nel mese di dicembre considerato, il fabbisogno di energia primaria per la climatizzazione invernale è pari a 1398 MJ corrispondenti a 388 kWh.

• Fabbisogno elettrico

Si ottengono i seguenti fabbisogni energetici su base giornaliera.

Illuminazione a LED	10 ore x 100 W	1,00 kWh
Pompe riscaldamento	24 ore x 46 W	1,10 kWh
Ventilazione	24 ore x 2 x 30 W	1,45 kWh
Frigorifero	24 ore di funzionamento	0,65 kWh
Lavastoviglie	1 ciclo di lavaggio	1,05 kWh
Lavatrice	1 ciclo di lavaggio	0,80 kWh
Televisore	3 ore x 150 W	0,45 kWh
TOTALE utenze elettriche		6,50 kWh

Il fabbisogno energetico mensile per il mese di dicembre considerato (31 giorni) è pari a 202 kWh.

Considerando una caduta di tensione sulla rete elettrica interna all'edificio del 4%, tale valore corrisponderà ad un fabbisogno in termini di energia primaria per usi elettrici di 210 kWh.

Tale fabbisogno energetico verrà soddisfatto integralmente dal campo fotovoltaico (non si entra nel merito dello scambio sul posto che nel caso di energia prelevata dalla rete dovrebbe tenere in conto un valore di energia primaria legato al fattore di rendimento del sistema nazionale di produzione e distribuzione dell'energia elettrica). Le considerazioni in merito alla necessità di accumulo, data la non contemporaneità delle utenze, sono oggetto del paragrafo seguente.

• Fabbisogno energia primaria

Il valore complessivo di energia primaria da fornire all'edificio nel mese di minore insolazione (dicembre) è quindi pari a 598 kWh.

Dimensionamento del sistema fotovoltaico

La produzione della superficie di captazione per 1 kWp è quella riportata nella Tabella 2.

Tabella 2 – Produzione annua sistema fotovoltaico Fonte PV-GIS

Sistema fisso: inclinazione = 15°, orientamento = Sud

Mese	E_d	E_m	H_d	H_m
Dicembre	1,25	38,7	1,58	48,8

Sistema fisso: inclinazione = 90°, orientamento = Sud

Mese	E_d	E_m	H_d	H_m
Dicembre	1,72	53,3	2,18	67,5

Sistema fisso: inclinazione = 90°, orientamento = Est

Mese	E_d	E_m	H_d	H_m
Dicembre	0,56	17,4	0,77	23,8

Sistema fisso: inclinazione = 90°, orientamento = Ovest

Mese	E_d	E_m	H_d	H_m
Dicembre	0,55	17,2	0,77	23,8

E_d: Produzione elettrica media giornaliera dal sistema indicata (kWh/kWp/giorno)

E_m: Produzione elettrica media mensile dal sistema indicata (kWh/kWp/mese)

H_d: Media irraggiamento giornaliero al metro quadro ricevuto dai panelli del sistema (kWh/m^2/g)

H_m: Media irraggiamento mensile al metro quadro ricevuto dai panelli del sistema (kWh/m^2/mese)

Poiché la superficie utile di captazione è costituita dalla copertura (120 m^2) corrispondente a 24 kWp, da una parte della parete verticale verso S (30 m^2), corrispondente a 6 kWp, e dalle pareti verso E (15 m^2) e O (15 m^2) per ulteriori 6 kWp, con un totale installato di 36 kWp, l'energia captata per il mese di minor insolazione (dicembre) sarà pari a 1352 kWh.

Se si considera un rendimento del sistema di captazione medio dell'85% per la parte in continua (string-mismatch, effetti della sovratemperatura, perdite nei collegamenti) e del 95% per la parte in alternata (inverter) tale valore si riduce a 1352 * 0,85 * 0,95 = 1092 kWh.

Ne deriva che la potenza installata in termini di impianto FV (pari a 36 kWp) è in grado di fornire l'energia primaria necessaria (1092 kWh) a soddisfare il fabbisogno energetico (termico ed elettrico) in termini di energia primaria nel mese di minore insolazione (dicembre) per l'edificio in classe A+ considerato (pari a 598 kWh).

Risultati del confronto

Poiché, come si è detto, il sistema di produzione fotovoltaico è operativo solo per 1/3 delle ore giornaliere e risente dell'insolazione, avendo considerato l'edificio non connesso alla rete elettrica, è necessario adottare un sistema di accumulo energetico in grado di soddisfare il fabbisogno dell'edificio, nelle ore notturne e nei giorni di insufficiente insolazione, calcolato nei valori medi mensili esposti in precedenza.

Pompa di calore geotermica abbinata a batterie di accumulo al li-ion

• Accumulo termico inerziale in acqua

La soluzione richiede un accumulo inerziale in grado di sopperire al fabbisogno del mese a minore insolazione (dicembre). Tale accumulo sarà costituito da un serbatoio in calcestruzzo opportunamente coibentato.

Il fabbisogno di energia primaria ad usi termici per il mese di dicembre considerato è pari a 1398 MJ. Tale energia dovrà essere prodotta con la pompa di calore e direttamente utilizzata durante le ore diurne di insolazione e accumulata per un utilizzo differito nelle ore notturne e nei periodi di insufficiente insolazione. Ci si pone nelle condizioni peggiori, tali per cui il volano termico prodotto nei mesi precedenti, debba sopperire al fabbisogno totale mensile di dicembre e non vi sia apporto nel mese considerato.

In tal caso il bilancio energetico [5] è il seguente:

Qf (calore fornito) = 0

Qacc (calore da accumulare) = Qu (calore di cessione utile all'impianto) + Qd (calore disperso)

Tenendo conto del 20% di dispersioni all'involucro dell'accumulatore, il calore da accumulare sarà di Qacc = 1398 (1 + 0,2) = 1678 MJ

Il volume dell'accumulo inerziale si calcola come:

$$V_{acc} = Q_{acc} / (c * \Delta\theta)\ [m^3] \qquad (1)$$

dove:

c = calore specifico acqua = 4,186 kJ/(kg*K)

$\Delta\theta$ = differenza di temperatura utilizzabile (si ipotizza che la PDC scaldi l'acqua fino a 45°C e che l'acqua possa essere utilizzabile fino a 35°C nel sistema di riscaldamento a bassa temperatura) = 10 K

Si ottiene Vacc = 40 m^3

In realtà il bilancio termico del sistema di accumulo nel mese considerato deve tenere conto anche degli apporti di calore dati dalla pompa di calore.

L'energia elettrica apportata dal sistema fotovoltaico (Qfv = 1092 kWh), detratti i fabbisogni relativi alle utenze elettriche (Qe = 210 kWh) fornisce la quota di energia elettrica che alimenta la pompa di calore (Qe,pdc = 882 kWh) che può essere trasformata in energia termica dalla pompa di calore geotermica (COP = 4), ottenendo una energia termica pari a Qt,pdc = 3520 kWh (12672 MJ).

Quindi su base mensile l'apporto dato dal sistema FV è ampiamente sufficiente a compensare il fabbisogno termico. Nella realtà il sistema di accumulo dovrà essere previsto per gli orari giornalieri o i periodi di insufficiente insolazione.

Ipotizzando un andamento costante nel mese, si ha che il fabbisogno termico giornaliero (1678/31 = 54,1 MJ) richiederebbe un accumulo minimo, secondo la (1), di 1293 litri, valore da incrementare opportunamente per considerare i periodi invernali privi di insolazione diretta che possono durare parecchi giorni.

Per un confronto congruente tra i due sistemi proposti si considera pertanto il volume richiesto per l'intero mese di dicembre, azzerando l'apporto del sistema FV.

• Accumulo elettrico in batterie a ioni di litio

In questa soluzione impiantistica l'energia elettrica deve essere fornita da un sistema di accumulo in corrente continua costituito da batterie di accumulatori elettrochimici in serie [6] [7]. Per la maggiore durata (fino a 10.000 cicli di carico/scarico), potenza specifica (oltre 300 W/kg) e efficienza nei cicli di carico/scarico (fino al 98%) si considerano le batterie a ioni di litio.

Il fabbisogno mensile di dicembre per le utenze elettriche è di 210 kWh.

Considerando batterie da 80 Ah a 24 V si ottiene per ogni batteria una capacità energetica di accumulo di 1,92 kWh. Per ottenere la potenza elettrica mensile richiesta occorrerebbero 110 batterie.

Sistemi di accumulo quali quello considerato, seppure molto costosi, esistono in commercio e sono gestiti tramite appositi container che comprendono i dispositivi di controllo, supervisione e prevenzione incendi.

Anche in questo caso, tenendo conto che potranno essere presenti periodi di insolazione certamente inferiori alla durata mensile considerata (e tipicamente per un solo giorno sarebbe sufficiente un accumulo costituito da 4 batterie), per poter eseguire un confronto con la soluzione ad idrogeno si considera l'accumulo per la durata di tutto il mese di dicembre.

Pompa di calore geotermica abbinata a celle a combustibile ad idrogeno

• Produzione idrogeno mediante idrolisi

Per produrre 1 Nm^3 di idrogeno con un elettrolizzatore [8] occorrono 5,4 kWh elettrici (e 0,9 litri di acqua). Quindi con la produzione elettrica del campo fotovoltaico si ottengono teoricamente (3) 202,2 Nm^3 di H_2 nel mese di dicembre.

• Stoccaggio idrogeno in bombole

Per ragioni di sicurezza la compressione dell'idrogeno avviene utilizzando dei booster alimentati da compressori ad aria, che escludono elementi elettrici, potenzialmente pericolosi.

La compressione dell'idrogeno determina una perdita energetica dell'8% alla quale vanno aggiunte perdite meccaniche ed elettriche. Si considera quindi una perdita totale del 20%. Il consumo di energia elettrica viene quindi incrementato a 6,5 kWh elettrici. La produzione effettiva di H_2 nel mese di dicembre scende quindi a 168,5 Nm^3.

• Produzione energia mediante celle a combustibile

Da questi, secondo quanto illustrato in precedenza, si ricavano 168,5 * 1,5 * 0,95 = 240 kWh elettrici (si considera una efficienza dell'inverter nella trasformazione DC/AC del 95%) e 168,5 * 1,82 = 306 kWh termici.

Detraendo i 210 kWh elettrici richiesti per le utenze elettriche, restano 30 kWh che possono essere utilizzati dalla pompa di calore geotermica (COP = 4) per produrre 120 kWh termici, che sommati ai 306 kWh termici prodotti direttamente dalle celle a combustibile consentono di ottenere una produzione per il mese di dicembre di 426 kWh, sufficienti a sopperire al fabbisogno di energia primaria ad usi termici mensile di dicembre (valutato in precedenza in 388 kWh).

Si potrebbe utilizzare anche una pompa di calore aria-acqua, per cui è possibile assumere un COP stagionale di circa 3. Tuttavia

occorre considerare che il valore medio mensile di dicembre della temperatura media giornaliera dell'aria esterna a Milano è di 3,1°C. Poiché i dati nominali forniti da Eurovent si riferiscono ad una temperatura dell'aria esterna di 7°C ne deriva che il valore di COP va corretto (in ragione del 2% per ogni grado centigrado in meno di temperatura) dell'8%, decadendo a 2,78 [9].

Nella situazione considerata, la produzione termica dalla pompa di calore con sorgente termica l'aria esterna, sarebbe di 83,4 kWh, che sommati ai 306 kWh termici prodotti direttamente dalle celle a combustibile consentono di ottenere una produzione per il mese di dicembre di 389 kWh, ancora sufficienti a sopperire al fabbisogno termico mensile di 388 kWh.

• Accumulo in idrogeno

Una normale bombola di idrogeno da 50 litri compressi a 200 bar contiene 50 * 200/1000 = 10 Nm^3 di idrogeno. Poiché il potere calorifico dell'H_2 è pari a 3,5 kWh/Nm^3, si ha che ogni bombola ha un contenuto energetico di 35 kWh.

Un accumulo mensile in idrogeno, per il mese con minore insolazione (dicembre) comporta la presenza di 18 bombole.

Nella realtà le dimensioni dell'accumulo in H_2 potrebbero essere ridotte a quelle necessarie a far fronte ad una notte di servizio per l'edificio, potenziando adeguatamente il campo FV, o utilizzando un campo FV in silicio amorfo in grado di garantire una efficienza minima anche in presenza di sola radiazione diffusa (giorni nuvolosi).

IDROGENO E SICUREZZA

Un accumulo di idrogeno in bombole delle dimensioni considerate, pur avendo costi e ingombri contenuti, risulta soggetto a prescrizioni in termini di sicurezza antincendio che occorre tenere in conto. Tali considerazioni esulano dal contenuto del presente articolo e quindi vengono solamente accennate.
L'idrogeno gassoso richiede una bassissima energia per l'ignizione in aria (0,02 mJ contro 0,29 mJ del metano). Inoltre il campo di infiammabilità della miscela idrogeno e ossigeno è molto esteso (dal 4 al 73% a confronto della miscela metano e ossigeno che va dal 5 al 15%).
Occorre tuttavia precisare che, nonostante questa pericolosità, l'utilizzo dell'idrogeno come combustibile non costituisce un fatto storicamente nuovo, in quanto esso costituiva il componente principale (per circa il 50%) del gas di città, distribuito fino agli anni '60 nelle principali metropoli del mondo, ottenuto facendo fluire del vapor d'acqua su un letto di carbone rovente.
La pericolosità di tale miscela gassosa era infatti dovuta più ai rischi di asfissia conseguenti alla presenza dell'ossido di carbonio (in ragione del 20%) che a quelli di esplosione legati al componente idrogeno.
Importante sarà quindi il controllo e il rilevamento delle possibili cause di innesco oltre che la ventilazione degli ambienti. Occorrerà quindi installare dei rivelatori di fiamma e gli impianti elettrici dovranno essere in esecuzione antideflagrante (EEx d IIC T1: costruzioni elettriche per atmosfere potenzialmente esplosive – custodie a prova di esplosione – gruppo gas idrogeno – massima temperatura superficiale 450°C).
La unica norma di prevenzione incendi nel settore (D.M. 31/08/2006) riguarda gli impianti di distribuzione dell'idrogeno per autotrazione. Tale norma può essere applicata per quanto concerne le prescrizioni relative al locale contenente i recipienti di accumulo, considerato tra gli elementi pericolosi dell'impianto, per il quale vengono prescritte determinate specifiche costruttive e distanze di sicurezza. La norma applicabile più specifica riguardo al deposito di bombole è il D.M. 14/05/2004 che riguarda i depositi di G.P.L. con capacità complessiva inferiore a 13 Nm^3.

NOTE

(1) Si considera un tempo di ricarica dell'accumulo di 4 ore.
(2) Utenze non contemporanee.
(3) Per un confronto corretto si ipotizza di non utilizzare direttamente l'energia elettrica prodotta dal campo FV per alimentare la PDC nelle ore diurne, ma di differire tutta la produzione, attraverso la riconversione dell'H_2 in energia elettrica.

Soluzioni alternative

Cogenerazione fotovoltaica di energia termica (PVT)

Le soluzioni impiantistiche adottate sono state volutamente semplificate ai fini del confronto. Sono ovviamente possibili sistemi ibridi in cui sia sempre presente un accumulo inerziale in acqua eventualmente integrato da sistemi sostenibili come collettori solari termici o impianti a biomassa.

In tal senso sarebbe possibile incrementare l'efficienza del sistema mediante la cogenerazione solare utilizzando dei sistemi ibridi (PVT) costituiti da moduli fotovoltaici alloggiati all'interno di collettori solari termici [10] [11].

La componente termica del sistema potrebbe essere utilizzata in primis per la produzione dell'acqua calda sanitaria ma anche per una integrazione del riscaldamento ambientale. Il conseguente raffreddamento del modulo fotovoltaico ne incrementa inoltre il rendimento elettrico.

Sotto l'aspetto termico l'utilizzo di un campo solare delle dimensioni di quello ipotizzato per l'edificio, costituito da moduli PVT invece che PV, determinerebbe una produzione di energia termica, per il mese di dicembre, pari a 7040 MJ (1955 kWh), sufficiente a coprire tutto il fabbisogno termico annuale.

In tal caso potrebbe ragionevolmente essere ridotto il campo fotovoltaico in misura tale da soddisfare il solo fabbisogno delle utenze elettriche domestiche.

Occorre tuttavia ricordare che il sistema risente dei problemi legati alla intermittenza della fonte solare (necessità di accumuli in acqua di elevate dimensioni pari almeno a 9 m^3).

Pompe di calore ad adsorbimento (AHP)

È possibile utilizzare, in alternativa alla pompa di calore elettrica a compressione di vapore, un dispositivo ad adsorbimento (AHP), in grado anch'esso di operare la produzione dell'acqua calda e refrigerata di alimentazione dell'impianto termico. In tal caso sarebbe possibile ridurre la produzione della cella a combustibile PEM alle sole esigenze delle utenze elettriche domestiche, limitando di conseguenza l'estensione del campo fotovoltaico, considerando che una pompa di calore a zeolite presenta in genere un COP prossimo a 1,5 mentre l'efficienza estiva nella produzione di acqua refrigerata si attesta su valori intorno a 0,6.

Conclusioni

Dalle considerazioni esposte emerge come un adeguato campo fotovoltaico consenta l'autonomia energetica per un edificio passivo anche considerando ai fini del bilancio energetico il solo mese a minore insolazione (dicembre), in cui le ore di luce diurna si riducono fino ad un minimo di 8 (solstizio invernale).

Il sistema richiede l'integrazione con un accumulo energetico

che può essere realizzato, in spazi molto contenuti, con bombole di idrogeno (utilizzabili sia per il fabbisogno termico che elettrico) oppure, con ingombri molto maggiori, con un tradizionale accumulo termico in acqua affiancato da un accumulo elettrico in batterie agli ioni di litio.

Il dimensionamento del sistema sul mese a minore insolazione consentirà un esubero di potenza per la restante parte dell'anno, con la conseguenza che l'edificio, se collegato in rete, si comporterà come un produttore di energia elettrica.

Tipicamente, considerando nel mese invernale di minore insolazione (dicembre) un periodo massimo della durata di una settimana privo di radiazione solare diretta, i sistemi di accumulo saranno costituiti da:

- pompa di calore geotermica abbinata a batterie di accumulo al Li-ion: accumulo termico inerziale in acqua da 9 m^3; accumulo elettrochimico in batterie LI-ION da 25 batterie da 80 Ah a 24 V;
- pompa di calore geotermica abbinata a celle a combustibile ad idrogeno: accumulo in idrogeno da 4 bombole da 50 litri di H_2 compresso a 200 bar.

Il confronto economico tra i due sistemi esula questo lavoro. Si evincono tuttavia, dai dati esposti, i vantaggi, in termini di costi ed ingombri, della seconda soluzione. Un impianto come quello descritto rappresenta un obiettivo già perseguibile con le attuali tecnologie e la sua diffusione non potrà che comportare miglioramenti nelle efficienze e riduzione nei costi.

Il sistema che utilizza come vettore energetico l'idrogeno prodotto tramite elettrolisi da sorgente fotovoltaica [12] costituisce dunque il più promettente metodo a sostenibilità totale di autoproduzione dell'energia termica ed elettrica per utenze non in rete. ■

* *Marco Surra,* Studio Surra Engineering, www.surra.it

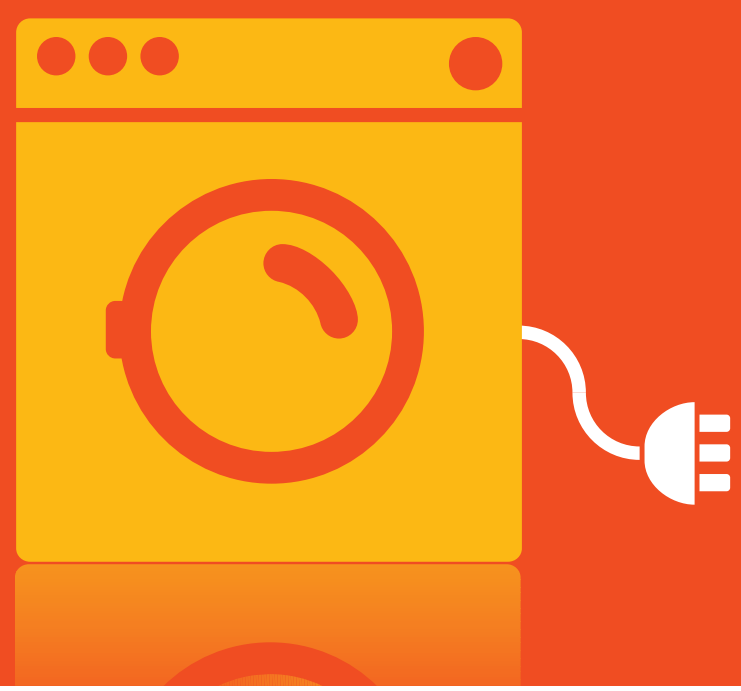
Si ringraziano:
· Federico Faccini, Debora Guida e Filippo Tuffanelli – per le simulazioni termiche al calcolatore
· Daniele Savarese – per le illustrazioni

BIBLIOGRAFIA

[1] S. Gioria, S. Molina – Progettare e realizzare impianti stazionari a idrogeno – Giacomini – 2010
[2] K.-H. Tetzlaff – Idrogeno verde – Editoriale Delfino – 2009
[3] M. Noro – Celle a combustibile – Dario Flaccovio – 2003
[4] R. Lazzarin – Pompe di calore – S.G.E. Padova – 2011
[5] H. Kirn, A. Hadenfeldt – Le pompe di calore – Tecniche Nuove – 1981
[6] M. Noro – Accumuli di energia elettrica – Aicarr Journal n. 11 – Novembre/Dicembre 2011
[7] G. Benedici – Nell'accumulo il futuro del fotovoltaico – Casa & Clima n. 38 – Settembre 2012
[8] J. Ivy – Summary of Electrolytic Hydrogen Production – U.S. National Renewable Energy Laboratory – 2004
[9] M. Vio – Efficienza energetica e benessere ambientale – Editoriale Delfino – 2009
[10] L. P. M. Colombo, C. M. Joppolo, A. Marzera, L. Molinaroli – Thermal models of PV/T solar collectors – 48° Convegno Internazionale AICARR – Baveno – Settembre 2011
[11] F. Fantozzi, S. Filippeschi – Solar PV-T hybrid plants applied to residential buildings in Italy – 48° Convegno Internazionale AICARR – Baveno – Settembre 2011
[12] M. Surra – Rinnovabili: opportunità e prospettive – CDA – Aprile 2007

RISPARMIO DI ENERGIA

IL RECUPERO DI CALORE È SEMPRE PIÙ NELLA VITA DI TUTTI I GIORNI.



*Calcolo effettuato sulla produzione Recuperator 2011, in base al consumo medio italiano - Fonte Internet.

OGNI ANNO, I RECUPERATORI PRODOTTI DA RECUPERATOR, RISPARMIANO FINO A 863 MILIONI DI KILOWATT DI ENERGIA. È COME SE 5,8 MILIONI DI LAVATRICI FUNZIONASSERO PER TUTTO L'ANNO SENZA CONSUMARE ELETTRICITÀ.*

MADE IN ITALY

Recuperator è il partner ideale nella ricerca delle energie alternative. Dal 1973 progetta e realizza recuperatori di calore a piastre e rotativi, ovvero il "cuore pulsante" di un impianto di recupero del calore. L'elevata efficienza consente la drastica riduzione dei consumi energetici e dell'inquinamento atmosferico.
Progettare una nuova struttura integrando il recupero: un dovere del nostro tempo.

RECUPERATOR THE HEAT EXCHANGER

Recuperator S.p.A. via Valfurva 13, 20027 Rescaldina (Mi) Italia, tel. ++39 0331 18 53 1 fax ++39 0331 18 53 000 www.recuperator.eu