

07 settembre 2026

OGGETTO: Position Paper Assotermica sulle strategie per la decarbonizzazione degli edifici (in particolare degli edifici esistenti "hard to abate"), sull'ampliamento dell'elettrificazione (fuel shift) e sul boom atteso della generazione di nuova domanda elettrica, sulla gestione efficace degli investimenti nelle reti energetiche tenuto conto dei vincoli infrastrutturali e dei costi sociali, ricordando il criterio-guida della UE degli ultimi 30 anni "energy efficiency first" e la logica del "livello ottimale dei costi" per una politica energetica a servizio (e a tutela) dei cittadini.

Assotermica è l'associazione di ANIMA Confindustria che rappresenta i produttori di apparecchi e componenti per impianti termici, un comparto industriale avanzato che ha tracciato la via per molti avanzamenti dell'innovazione tecnologica a livello internazionale degli ultimi 40 anni, che occupa più 12.000 addetti in Italia e genera un fatturato di circa 3,5 miliardi di euro, oltre a un indotto di più di un centinaio di migliaia di imprese medio-piccole della filiera tecnico-impiantistica coinvolta nella progettazione, installazione e assistenza post-vendita.

Il comparto rappresentato è chiamato a uno sforzo monumentale e decisivo per contribuire al raggiungimento degli obiettivi della transizione energetica e il presupposto affinché ciò avvenga è che le **molteplici tecnologie** funzionali all'efficientamento energetico degli edifici esistenti siano rese accessibili alla più ampia platea di soggetti, inclusi quelli vulnerabili, in un orizzonte temporale coerente con gli obiettivi del Green Deal al 2030, rispettando le dinamiche di mercato onde non creare incertezza, paure, panico e reazioni di blocco decisionale che potrebbero compromettere la tenuta finanziaria e operativa di molte imprese della filiera, oltretutto la stabilità dei flussi produttivi.

A tal fine l'associazione ha individuato alcuni temi prioritari che richiedono una attenzione e una sensibilità specifica da parte dei decisori nazionali, aspetto che riteniamo quantomai necessario in uno scenario sfidante e reso ancora più incerto da indirizzi europei talvolta ondivaghi e che pongono volutamente molti oneri (e pochi mezzi) sugli Stati Membri.

Assotermica ritiene che gli attori dell'industria nazionale possano fornire un contributo significativo, valevole e appropriato al contesto socio-economico, qualora si trovasse la via per applicare in maniera ordinata e con spirito di salvaguardia nazionale alcune delle indicazioni calate dall'alto dall'Unione Europea.

Il sistema elettrico Europeo era già ai suoi limiti prima di iniziare la corsa all'elettrificazione

Pochi lo hanno evidenziato e compreso, ma esistevano elementi intrinseci di fragilità del sistema elettrico europeo nel suo complesso ben prima di iniziare la corsa all'elettrificazione.

Infatti nonostante il nostro Paese abbia conseguito livelli di eccellenza e dei primati importanti nella diffusione dei contatori digitali e nella digitalizzazione delle reti in generale, se si guarda all' "hardware meccanico", cioè ai cavidotti fisicamente necessari per trasmettere l'elettricità, la vecchia Europa nel suo complesso non è certo ben messa, con una infrastruttura che supera di gran lunga la vita tecnica utile normale: una stima di NEXANS ¹ riportata nel 2025 proietta l'anzianità media dei cavidotti europei intorno a 40 anni (la stessa stima riportata per le reti elettriche negli USA). Nexans sostiene che a causa di questa obsolescenza fisica generalizzata i blackout siano sestuplicati negli ultimi 10 anni.

¹ <https://www.nexans.com/perspective/bringing-power-grids-back-to-life-a-key-lever-for-the-energy-transition/>

Verrebbe quindi da pensare che la rete elettrica fosse da ammodernare già prima, semplicemente per continuare a fare funzionare in modo affidabile le lavatrici, i computer e i televisori nelle nostre case, prima di pensare di aggiungere ulteriori ed enormi carichi dal lato delle utenze finali (riscaldamento a pompe di calore, auto elettriche, data center, etc.).

Ad oggi, i paesi che più hanno accelerato sul fronte di produzione e consumo di elettricità, dimenticandosi della rete necessaria, sono quelli che più soffrono il rischio di "crisi di rigetto" dei cittadini: in Olanda le utenze artigianali e industriali di medie-piccole dimensioni (PMI) hanno tempi di allaccio alla rete superiori a un anno.

A Luglio la TV nazionale olandese trasmetteva inviti alla popolazione a usare elettrodomestici e altre utenze elettriche al minimo possibile durante le ore del tardo pomeriggio per scongiurare il rischio di blackout ², e in molti distretti urbani si è raggiunta la saturazione della capacità di allaccio alla rete elettrica.

Il ROI degli investimenti già fatti

L'AD di ENI Claudio De Scalzi nella sua audizione in Parlamento il 16 Luglio 2026 ³ spiegava con una chiarezza disarmante i termini del problema e il paradosso degli investimenti nelle reti elettriche per inseguire il nuovo modello energetico dettato dalla Commissione von der Leyen I:

"Ancora oggi nelle ore di massima produzione solare, durante i giorni lavorativi, il mix elettrico resta circa al 50% da fonti rinnovabili e al 50% da gas, segno che le rinnovabili non riescono ancora a essere sfruttate pienamente"

"Una cosa che mi ha abbastanza colpito è che la rete elettrica italiana nel 2005 era di circa 35.000 km, aveva una Rab di 5 miliardi e portava circa 340 TWh. Oggi la nostra rete è più che raddoppiata, 76.000 km, il Rab è di 25 miliardi e la rete porta 311 TWh, quindi abbiamo cinque volte la Rab, abbiamo raddoppiato la rete, ma i TWh sono ridotti. Queste sono considerazioni che vanno fatte"

"penso che possiate capire molto bene perché si sono ridotti, perché poi la rete per evitare quello che è successo in Spagna deve avere un suo bilanciamento e una sua gestione."

Naturalmente questi fenomeni non caratterizzano solo il nostro paese: basta guardare appena fuori dai confini per accorgersi degli errori brutali di (sotto)stima dei costi degli investimenti necessari per la decarbonizzazione dei sistemi energetici in vari paesi: ad esempio una revisione delle stime dei costi della decarbonizzazione dell'energia al 2030 recentemente condotta in UK⁴ ha portato all'innalzamento delle previsioni di costo del 180%, naturalmente il tutto a carico dei cittadini (elettori) che saranno chiamati a finanziare la transizione o con le bollette o con la fiscalità generale sotto forma di aumento della tassazione.

² https://www.linkedin.com/posts/edoardo-beltrame-73674423_il-governo-olandese-sta-trasmettendo-spot-share-7488154874594082816-UiF-/?utm_source=share&utm_medium=member_desktop&rcm=ACoAAFv9TXsBqxNjrdXG6i2zP2J4qveaw62-g1c

³ <https://webtv.camera.it/evento/31945>

⁴ https://www.linkedin.com/posts/ryan-a-fisher_uk-grid-fees-are-due-to-skyrocket-over-the-share-7395184913051774976-eJgP/?utm_source=share&utm_medium=member_desktop&rcm=ACoAAFv9TXsBqxNjrdXG6i2zP2J4qveaw62-g1c

La strada verso la decarbonizzazione è quindi lastricata di buone intenzioni, ma piena di crepacci che devono essere schivati con maestria per non rischiare di vedere un'implosione del consenso sociale – quindi elettorale – sulla transizione.

Il nostro contributo vorrebbe quindi porre le basi per tracciare una rotta alternativa che preveda le buche e i dossi (i vincoli del tragitto) e li eviti il più possibile, mantenendo la direzione ma rendendo assai più sopportabile il viaggio per i passeggeri, cioè i cittadini.

L'alternativa è un viaggio che può divenire così sfiancante e insopportabile al punto da mettere in discussione il suo stesso scopo e l'anelito verso la meta finale, cosa che il nostro comparto industriale non si augura, avendo investito pesantemente nelle nuove tecnologie per la transizione energetica, che però dovrebbe essere ordinata, graduale, ragionevole e largamente accettata piuttosto che imposta.

Il cigno nero: i data center

Secondo il "Digitalization and Decarbonization report 2025" del Politecnico di Milano ⁵, al 2035 la proiezione del consumo atteso dei data center in Italia passerebbe dal 1,9% dei consumi elettrici totali nazionali a un valore compreso tra il 7% e il 13%.

Non tutte le emissioni stimate per queste attività così energy-intensive sono oggi accurate o attendibili, ad es. una specifica task force del Dipartimento della Scienza del Governo britannico a inizio anno ha dovuto ammettere che le precedenti proiezioni (avallate da una società di consulenza di primissimo piano) erano sottostimate⁶, cioè in pratica sbagliate, di una scala pari a 100 volte (!).

Pertanto, è abbastanza evidente che tutte le stime attuali dei costi di investimento potrebbero facilmente dover essere riviste al rialzo a breve termine, in funzione di una migliore comprensione dei vincoli al contorno e delle necessità del sistema elettrico emergente. In ogni caso è scontato che l'impatto dei data center sia sul consumo energetico che (ancor più) sulla topografia delle nuove reti elettriche non può più essere dato per scontato.

Il timore principale è che gli investimenti per l'integrazione dei Data center sottraggano risorse e capitali per il consolidamento, l'ammodernamento e la manutenzione delle reti (cavidotti, cabine di distribuzione, etc.), le quali necessiteranno di potenziamento in vista dei picchi di domanda derivanti da una elettrificazione accelerata di utenze residenziali, civili e industriali. Stesso impatto è atteso sul fronte della generazione, visto il progressivo deterioramento della riserva di capacità disponibile alla punta pur a fronte delle aste del capacity market.

Sarà quindi necessario trovare strategie per non aggiungere potenza elettrica di picco laddove non strettamente necessaria o economicamente ingiustificata, riducendo e smorzando i picchi di carico sulle reti (peak shaving) oltretutto spostando i picchi fuori dagli orari di punta (load-shifting) in un'ottica di gestione dei carichi in modo flessibile (demand side management o flexibility).

⁵ https://www.enelfoundation.org/content/dam/enel-foundation/news/2026/digitalization-decarbonization-report/00_Report_Digitalization_Decarbonization_2025.pdf

⁶ https://www.corriere.it/tecnologia/26_aprile_25/il-regno-unito-ammette-di-aver-sottostimato-di-oltre-100-volte-le-emissioni-di-gas-serra-dei-data-center-dedicati-all-ai-23318efc-a731-4fff-b8c7-91847197fxlk.shtml

La nostra proposta di policy, e il contributo tecnologico delle nostre aziende, si concentra prevalentemente sulla prima leva, che è anche la più rapida da attuare in quanto già immediatamente disponibile.

Si tratta di valorizzare al massimo un asset già esistente - la rete gas nazionale - senza alcun investimento dal lato trasporto e distribuzione, al contempo decarbonizzando il prodotto distribuito.

Tutto già previsto dal PNIEC, ma sottovalutato per vari motivi, non ultimo la non corretta rappresentazione dei veri costi alternativi dell'elettrificazione totale, oggetto di approfondimento nei paragrafi seguenti.

Quindi alla fine i costi di ammodernamento delle reti elettriche in Italia saranno sostenibili? Ma soprattutto: ha senso accanirsi sulla decarbonizzazione dei vecchi edifici con un'unica possibile soluzione come vincolo ideologico?

Secondo stime dei principali attori della filiera elettrica, l'Italia dovrà spendere circa 10 miliardi di euro l'anno per adeguare le reti di distribuzione ⁷ e 32 miliardi di euro totali per la rete di trasmissione ⁸ di qui al 2040, per un totale di costi che può arrivare a 175 miliardi di euro, che impatteranno direttamente sui consumatori e sulle famiglie.

A questi investimenti dal lato della rete dovranno fare seguito gli investimenti nella generazione (centrali fotovoltaiche e eoliche) e dal lato degli utilizzatori finali (pompe di calore, auto elettriche) per dare pieno compimento alla logica dell'elettrificazione a tutti i costi

È facile quindi immaginare il calcolo finale del costo che i consumatori saranno chiamati a sopportare: circa due manovre in più ogni anno da qui al 2040, oltre alla finanziaria standard e alle nuove tasse per finanziare varie politiche imposte da Bruxelles.

La principale e più efficace strategia di riduzione di questi investimenti, come si accennava sopra, è cercare di ridurre al massimo la domanda di picco di elettricità "non indispensabile". In pratica i picchi ridotti nel tempo, ma che concentrandosi in una data area (ad. es nelle fredde notti invernali laddove vi siano molti edifici con pompe di calore) costringerebbero a sovradimensionare la rete elettrica per il caso di "contemporaneità di prelievo peggiore", in modo speculare a quanto accade in estate con l'aria condizionata.

Questo si può fare adottando una configurazione del sistema di riscaldamento ibrida, in cui una caldaia dà lo spunto e il boost alla pompa di calore nei momenti di crisi, in perfetta sinergia perché fornite dallo stesso fabbricante in un sistema "ibrido factory made" ⁹. Si trasferisce così anche solo per qualche ora il picco di potenza dalla rete elettrica alla rete gas, asset già ampiamente ammortizzato e che non richiede lo stesso livello di investimenti a parità di energia veicolata. L'alternativa sarebbe ridurre il carico elettrico direttamente a livello di abitazioni tramite riqualificazione e miglior isolamento termico, ma ad un costo più elevato).

Uno studio condotto dalla società di consulenza indipendente Guidehouse per la nostra associazione di riferimento europea EHI¹⁰ ha calcolato l'effetto del beneficio che questa configurazione energetica proietterebbe sulle reti elettriche europee (qualora adottata su larga scala): si parla di una riduzione del 54% della potenza che la rete elettrica deve essere in grado di trasmettere, portando a significativi risparmi per i cittadini e le imprese.

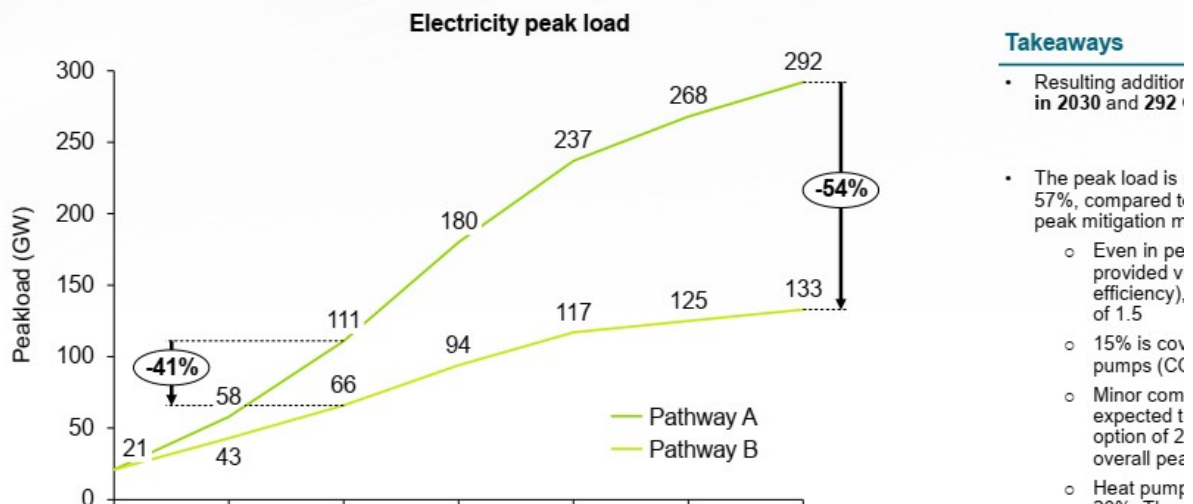
⁷ <https://www.eurelectric.org/grids-for-speed/>

⁸ <https://www.terna-reports.it/2024/en/il-piano-di-sviluppo-2025>

⁹ <https://elettromagazine.it/news-tecnologia/sistemi-ibridi-factory-made-10-vantaggi-casa-efficiente/>

¹⁰ <https://ehi.eu/new-guidehouse-study-decarbonisation-pathways-for-the-building-sector/>

Resulting peak load from heat pumps (EU)



Per quanto riguarda la prospettiva degli usi finali a livello di singolo apparecchio, l'Associazione ha condotto un altro studio, affidato alla società di consulenza indipendente BIP Consulting¹¹ che ha scrutinato vari aspetti del problema dell'elettrificazione del riscaldamento negli edifici esistenti (hard to abate).

Lo studio ha chiarito come le unità immobiliari nei vecchi edifici condominiali in Italia siano normalmente caratterizzate da carenza di spazi sia esterni per la macchina esterna delle pompe di calore, sia interni per il serbatoio indispensabile alla produzione di acqua calda sanitaria). Inoltre, i residenti in questa tipologia di alloggio sono normalmente giovani coppie affittuarie o pensionati che a loro volta hanno altre priorità, solitamente con poca propensione o disponibilità per effettuare investimenti significativi.

La combinazione dei vincoli tecnici-fisici (spazi) e socio-economici elaborata da BIP ha portato a determinare un mercato obiettivo per le pompe di calore full electric nei vecchi edifici condominiali in Italia pari al massimo a 1,7 milioni di nuclei familiari.

Se si pensa che le unità immobiliari residenziali in Italia, incluse le seconde case e le case sfitte, sono pari a circa 31 milioni, è immediatamente chiaro come questa strategia di sola e pura elettrificazione mostri i propri limiti già a dopo una attenta analisi preliminare dei dati del censimento famiglie e del parco edilizio.

Sempre lo studio BIP peraltro arriva a concludere che avendo ancora un parco installato di più di 10 milioni di caldaie a gas standard in Italia, sia facilmente possibile incrementare del 15-20% l'efficienza energetica – quindi riducendo immediatamente le bollette – più facilmente sostituendole con nuove caldaie a condensazione. Se poi a questo intervento si combina anche la sostituzione di vecchi serramenti, intervento solitamente poco invasivo e altamente apprezzato anche per la valorizzazione dell'immobile, a un costo tutto sommato

¹¹ <https://energiaoltre.it/case-riscaldamento/>

https://www.anima.it/kdocs/2160987/executive_decarbonizzazione_residenziale_roma16ottobre2024.pdf

accettabile, si ottiene un risultato ancora più efficace sotto il profilo dei costi-benefici, che è esattamente il criterio-chiave del principio energy efficiency first che ha guidato le politiche energetiche della UE per gli edifici negli ultimi 30 anni.

Anche la sostituzione di vecchie caldaie con sistemi Ibridi Factory-Made consegue ottimi risultati sotto il profilo dell'efficienza dei costi-benefici, come sottolineato sia dalle conclusioni dello studio BIP come pure di un precedente studio del Dipartimento DESTEC dell'Università di Pisa¹² che ha analizzato ben 500 diversi scenari e configurazioni di impianti in edifici esistenti.

Il gas (e le RETI GAS) sono una risorsa, la si può valorizzare decarbonizzandola in larga parte, in modo intelligente e a una frazione infinitesima dei costi; serve però una visione di insieme articolata e coerente. Le caldaie non devono essere più viste per forza come "fossili" ma come elementi positivi (e puliti) del nuovo sistema energetico.

Il mercato del riscaldamento e del comfort degli edifici è attraversato da una trasformazione non priva di tensioni. Da un lato, gli obiettivi di decarbonizzazione fissati a livello europeo restano un orizzonte fermo: il parco immobiliare dell'Unione dovrà azzerare le proprie emissioni entro il 2050, con il phase-out dei combustibili fossili impiegati nel riscaldamento e utilizzati dalle caldaie uniche, seppur la stessa Commissione EU abbia chiarito che si tratta più che altro di un "target aspirazionale" suggerito agli Stati Membri.

Il settore termico, però, è più lento e difficile da decarbonizzare di altri comparti energetici – la quota di rinnovabili nel riscaldamento e raffrescamento italiano si attesta oggi intorno al 20%, a fronte dell'obiettivo del 39,4% fissato in base alla direttiva RED III per il 2030 (D.Lgs. 9 gennaio 2026, n. 5) – e nel frattempo la domanda interna soffre, e l'incertezza delle misure di supporto non giova: il mercato italiano delle caldaie ha chiuso il 2025 con oltre 140.000 unità in meno vendute rispetto all'anno precedente, un calo che Assotermica ha segnalato pubblicamente come sintomo di un quadro regolatorio e incentivante incerto, soprattutto in funzione di quale piano sarà adottato per gli edifici. Tali unità non vendute non sono state compensate da apparecchi ibridi o altre tecnologie basate su rinnovabili elettriche, quindi, semplicemente, non si è fatta efficienza energetica. Vecchie caldaie inefficienti non sono state sostituite e potrebbero tendere alla riparazione reiterata, senza alcun beneficio per il sistema industriale, per l'occupazione, per la sicurezza energetica e per l'ambiente.

Fin dalla fase di negoziazione della Direttiva EPBD Assotermica ha sostenuto la necessità di un approccio multi-tecnologico e multi-energetico alla decarbonizzazione degli edifici, evitando di affidare l'intero percorso a un'unica tecnologia – e mettendo in guardia sul rischio che il divieto indiscriminato di alcune crei una situazione di stallo nel parco installato, con milioni di apparecchi datati, inefficienti e meno sicuri, comunque destinati a restare in uso in molte abitazioni. È una posizione che il testo finale della Direttiva EPBD ha in parte accolto: il rinvio dell'orizzonte di phase-out dei combustibili fossili nel riscaldamento dal 2035, inizialmente proposto, al 2040 definitivo è stato motivato anche dalla previsione di una maggiore

¹² <https://arpi.unipi.it/retrieve/84ac917f-55dc-4900-a4ff-c040d5b60dab/Substitution%20of%20heating%20systems%20in%20the%20Italian%20buildings.pdf>

disponibilità, entro quella data, di vettori rinnovabili come il biometano e l'idrogeno "verde" nelle reti di distribuzione esistenti.

Peraltro, ormai diversi Stati membri stanno inserendo esplicitamente i gas rinnovabili tra le leve di decarbonizzazione del riscaldamento, invece di puntare sulla sola elettrificazione. La Danimarca è il caso più avanzato: punta a un parco gas alimentato al 100% da biometano entro il 2032. I Paesi Bassi puntano a far crescere la produzione interna di gas rinnovabili da circa 0,3 a 2 miliardi di m³ l'anno entro il 2030, introducendo un obbligo di miscelazione nella rete gas e sostenendo con incentivi l'installazione di un milione di pompe di calore ibride entro il 2030, contro i circa 560.000 apparecchi, per lo più elettrici puri, venduti fino al 2023. Il Belgio (Regione Vallona) ipotizza un'introduzione graduale del biogas dal 2030, fino al 25% del mix di rete al 2050; la Spagna punta a una produzione 20 TWh l'anno al 2030, da integrare nella rete gas naturale esistente.

Un caso a parte, per il livello di dettaglio della normativa appena approvata, è quello della Germania: il 10 luglio 2026 il Parlamento e il Consiglio Federale hanno approvato la Legge sulla modernizzazione degli edifici (GModG), che sostituisce integralmente la Legge sull'energia degli edifici (GEG), riconfermando l'obiettivo legale di raggiungere il 100% di combustibili climaticamente neutri per il riscaldamento entro il 2045, quindi anticipando i target comunitari, ma affiancando come leva a tutela della libertà di scelta tecnologica un percorso di miscelazione progressiva dei combustibili rinnovabili in capo ai fornitori di gas, sia sui nuovi impianti sia sul parco esistente; il testo è stato pubblicato sulla Gazzetta Ufficiale federale (n. 226/2026) il 28 luglio.

Altri Paesi si limitano per ora a un'indicazione di indirizzo, senza obiettivi quantitativi: la Croazia punta a sostituire il gas naturale con biometano e idrogeno dopo il 2040, la Romania richiama in modo generico il potenziale ruolo dei gas rinnovabili e dell'idrogeno nell'ambito del phase-out dei combustibili fossili utilizzati dalle caldaie al 2040, il Portogallo si limita a un'ipotesi generica sui biocarburanti.

Un elemento che accomuna diversi piani è comunque l'introduzione di un obbligo di miscelazione di gas rinnovabile in capo ai fornitori: oltre alla Germania, anche i Paesi Bassi e, dal 2026, la Francia si stanno muovendo nella stessa direzione.

Tra i vettori rinnovabili, il biometano è quello di gran lunga più maturo e immediatamente compatibile con il parco di apparecchi a gas già installato, nonché in linea con la filosofia dell'economia circolare. A differenza del biogas – tipicamente impiegato in loco per la cogenerazione – il biometano viene purificato fino a raggiungere le caratteristiche del gas naturale e può essere immesso direttamente nella rete di trasporto e distribuzione esistente, alimentando caldaie, pompe di calore a gas e sistemi ibridi senza alcun intervento sull'apparecchio. L'idrogeno "verde", prodotto per elettrolisi da energia rinnovabile, è oggi impiegabile in miscela fino al 20% in volume con il gas naturale sugli apparecchi di ultima generazione, mentre un utilizzo puro richiederebbe apparecchi e reti dedicate.

Dunque il valore della rete gas nazionale in questo scenario è smaccatamente infrastrutturale: la rete di trasporto e distribuzione esistente può accogliere, senza modifiche sostanziali, quote crescenti di biometano e di idrogeno "verde" in miscela, mettendo a disposizione del parco di

apparecchi a gas già installato in Italia un canale di decarbonizzazione che non richiede nuovi investimenti nelle reti energetiche – valorizzando un asset infrastrutturale già costruito e ammortizzato, con un effetto positivo ulteriormente amplificabile con l’ammodernamento degli apparecchi utilizzatori (caldaie di vecchia tecnologia).

Infine un plus da non trascurare per gli effetti e i costi sistemici (e sociali): gli accumuli stagionali di gas metano possono essere immediatamente convertiti e utilizzati con il biometano, realizzando un formidabile sistema di storage a investimento zero e a mantenimento annuale, senza confronto di costi e di resa con sistemi elettrochimici (batterie) che nemmeno si avvicinano alle prestazioni dello stoccaggio gas per unità di energia stoccabile a parità di costi, o anche per unità di energia stoccabile a parità di tempo (multi-stagionali).

Il comparto rappresentato da Assotermica mette già a disposizione della transizione energetica un ventaglio di tecnologie per gli apparecchi negli usi finali in grado di intervenire da subito sulla riduzione dei consumi, emissioni e sicurezza del sistema elettrico, invece che gravarlo:

- **caldaie a condensazione predisposte ai gas rinnovabili**
- **pompe di calore a gas**
- **apparecchi e sistemi ibridi factory-made**
- **sistemi solari termici**
- **scaldacqua a pompa di calore**
- **nastri radianti a condensazione per applicazioni industriali convertibili ai gas rinnovabili**
- **generatori di aria calda predisposti ai gas rinnovabili**

Applicando ai dati storici di consumo di gas naturale per settore (fonte ARERA e Bilancio Energetico Nazionale del Ministero dello Sviluppo Economico) alcune ipotesi coerenti con gli obiettivi della EPBD e con la diffusione delle tecnologie multi-energia sopra descritte, è possibile costruire tre scenari obiettivo che delineano il potenziale contributo del biometano alla decarbonizzazione del settore residenziale italiano. In tutti gli scenari, viene considerato solo il consumo diretto di gas per la copertura dei fabbisogni di riscaldamento e acqua calda sanitaria, con l’esclusione dei fabbisogni per la generazione elettrica necessaria a produrre l’energia elettrica necessaria ad alimentare pompe di calore elettriche.

Scenario 1. Lo scenario “inerziale” applica le sole riduzioni previste dalla direttiva al 2035: rispetto al 2020, i consumi del settore residenziale/domestico calano del 20% (a circa 15,5 miliardi di m³), mentre quelli di commercio e servizi si riducono del 15% rispetto al 2024 grazie a efficientamento e teleriscaldamento da fonti rinnovabili. Il fabbisogno nazionale di gas per usi civili scende così a circa 35,2 miliardi di m³: i 10 miliardi di m³ di biometano ipotizzabili come produzione nazionale coprirebbero il 28,4% dell'intero fabbisogno della rete gas.

Scenario 2. Il secondo scenario proietta al 2040 un cambio di paradigma tecnologico che punta largamente (anche se non esclusivamente) sui sistemi ibridi factory-made – pompa di calore e caldaia a gas – anziché sulla sola elettrificazione. Questo scenario si basa sul contributo di 1,25 milioni di pompe di calore (installate tra il 2035 e il 2040) con una conseguente riduzione di consumo di 1,75 miliardi di m³ all'anno di gas e sull'ibridizzazione del rimanente 60% del parco installato che ridurrà il suo consumo di gas dell'80%. Quindi, il consumo residenziale complessivo crollerebbe del 63% rispetto al 2020, fermandosi a circa 7,2 miliardi di m³ l'anno. Il consumo totale di gas per usi civili scenderebbe di conseguenza a circa 26,8 miliardi di m³: senza alcun incremento della produzione, gli stessi 10 miliardi di m³ di biometano nazionale arriverebbero a coprire il 37,3% dei consumi di rete.

Scenario 3. Mantenendo la contrazione della domanda dello Scenario 2 precedente (26,8 miliardi di m³) guidata dalla penetrazione nel parco installato dei sistemi ibridi factory made, il terzo Scenario apre alle importazioni di biometano per coprire una quota aggiuntiva: ipotizzando un import pari a circa 3,33 miliardi di m³ (cioè solo il 25% del consumo totale di biometano) – che rispetto ai 61,3 miliardi di m³ di gas fossile importato nel 2025 rappresenterebbe solo il 5,4% – i volumi complessivi di gas verde salirebbero a 13,33 miliardi di m³, portando la quota di molecole rinnovabili in rete distribuite per usi civili (non elettrici) a sfiorare il 50%.

Naturalmente nello Scenario 3, assolutamente raggiungibile e a “costi di sistema” assolutamente più contenuti dell'elettrificazione totale, al 2040 non avrebbe più senso di parlare di “caldaie uniche a combustibili fossili” in quanto la percentuale di caldaie rimanente a parco installato, pur riducendosi, verrebbe progressivamente alimentata con una quota >50% di gas rinnovabile.

Questo ci riporta anche prepotentemente all'artificiosa polemica attuale, che vede le “caldaie uniche alimentate a combustibili fossili” escluse dalle incentivazioni per decisione della Commissione EU, che però ha lasciato ai singoli Stati Membri l'esatta definizione delle condizioni di scenario al contorno (come quelle sopra descritte) che possono far rientrare le tecnologie a combustione efficienti nel paniere delle tecnologie utili alla transizione energetica.

Infatti duole dover rappresentare un vulnus inspiegabile, ma emblematico di questa situazione, dal momento che con una semplice Circolare interpretativa nel luglio 2025 l'Agenzia delle Entrate “motu proprio” ha esentato dall'accesso agli incentivi molte tecnologie a combustione che formalmente e sostanzialmente - dunque legalmente - non rientrano nella definizione di “caldaie”: i generatori di aria calda a condensazione per usi industriali per esempio, recando un danno diretto e significativo alla produzione industriale nazionale di queste tecnologie speciali, senza una valida spiegazione tecnica o legale.

Quanto sopra riportato resta ovviamente un riassunto di ipotesi di scenario che però restituiscono l'ordine di grandezza del contributo che i gas rinnovabili – in primis il biometano, ma prospetticamente anche l'idrogeno verde – possono offrire alla decarbonizzazione del riscaldamento residenziale, senza richiedere la sostituzione integrale del parco impianti esistente né investimenti enormi sul sistema elettrico, il che varrebbe diversi miliardi di euro di investimenti risparmiati, e quindi di minori oneri di rete o corrispettivi economici da prelevare dalle bollette di famiglie e imprese.

La posizione di Assotermica sulla transizione energetica del riscaldamento si può riassumere in un principio: nessuna tecnologia, da sola, è in grado di decarbonizzare l'intero parco edilizio europeo entro il 2050 in maniera efficace ed efficiente. È quindi necessario mettere a sistema elettrificazione, gas rinnovabili e tecnologie ibride, lasciando che siano le condizioni specifiche di ciascun edificio analizzate caso per caso dal progettista – tipologia, zona climatica, stato dell'involucro, disponibilità di rete – a indicare la soluzione più efficiente caso per caso.

Perché questo approccio si traduca pienamente in una traiettoria di sistema, secondo l'associazione mancano ancora alcuni interventi sul piano regolatorio.

Il **primo intervento dovrebbe riguardare** il fattore di rinnovabilità per il gas, simile al PEF (primary energy factor) per l'energia elettrica, destinato progressivamente a migliorare con la crescita della quota di rinnovabili nel mix di generazione. È auspicabile l'introduzione di un PEF dedicato al gas che tenga in considerazione la percentuale di biometano e agli altri gas rinnovabili, ipotizzando una traiettoria sufficientemente sfidante (si veda ad es. la recente legge tedesca già citata "GModG").

Il **secondo intervento dovrebbe stabilire** un principio di reciprocità nell'uso prioritario delle molecole rinnovabili, speculare a quello già applicato all'energia elettrica rinnovabile: finché la domanda di gas rinnovabili resta superiore all'offerta disponibile sul mercato, i volumi di biometano non dovrebbero essere computati né utilizzati per il fabbisogno della generazione elettrica, stimato nell'ordine dei 24 miliardi di m³ l'anno. È, in sostanza, l'applicazione duale e reciproca del principio di "additività" (additionality) che l'Unione europea richiede già oggi per l'energia elettrica rinnovabile impiegata nella produzione di idrogeno verde: il paradosso da evitare è che una molecola di gas rinnovabile, bruciata in centrale per alimentare anche le pompe di calore elettriche, finisca per svalorizzare gli asset delle reti gas esistenti e richiedere comunque nuovi investimenti miliardari per potenziare la rete elettrica, quando la stessa molecola potrebbe alimentare direttamente una caldaia o un sistema ibrido factory-made.

Il **terzo intervento dovrebbe agire per la correzione (doverosa)** del PEF elettrico applicato alle pompe di calore, per tenere conto della contemporaneità tra domanda termica e disponibilità di energia rinnovabile in rete: una media annuale del mix elettrico, per di più calcolata in maniera prospettica ("forward-looking PEF") piuttosto che storica, come quella oggi utilizzata, rischia di sovrastimare la quota rinnovabile effettivamente disponibile nelle ore e nelle stagioni – tipicamente serali e invernali – in cui le pompe di calore assorbono la maggior parte dell'energia. La stessa logica di corrispondenza oraria che l'Unione europea applica alla produzione di idrogeno verde da elettrolisi dovrebbe valere, simmetricamente, anche per l'elettricità delle pompe di calore; in alternativa andrebbe introdotto un coefficiente di penalità rispetto al PEF elettrico medio nazionale unico.

Il **Quarto intervento dovrebbe essere la definizione italiana di "caldaia unica"**. La Direttiva EPBD lascia agli Stati Membri il compito di definire le condizioni di contorno che qualificano una tecnologia come "caldaia unica" alimentata a combustibili fossili, piuttosto che come apparecchio predisposto o già alimentato da combustibili rinnovabili. Assotermica auspica

quindi che sia lo Stato italiano, in sede di recepimento e di successiva attuazione della Direttiva, e non la Commissione Europea tramite orientamenti o atti delegati successivi, a esercitare tempestivamente questa competenza, definendo con chiarezza, e in dialogo con la filiera industriale nazionale, cosa debba intendersi per "caldaia unica" e per "combustibile rinnovabile" ai fini dell'accesso agli incentivi e della classificazione degli apparecchi. Nessuno meglio delle autorità nazionali conosce le caratteristiche della rete di distribuzione del gas italiana, la reale composizione del parco edilizio esistente e la filiera industriale che lo serve: un quadro definito a Roma può riflettere con maggiore aderenza la logica di gradualità e di neutralità tecnologica qui sostenuta.

I costi complessivi a lungo termine della strategia Europea attuale sono insostenibili: c'è bisogno di una strategia alternativa e meno utopica.

Documenti ufficiali interni dello staff della Commissione Europea avevano calcolato già dal 2018 il costo cumulato dell'obiettivo "Net Zero 2050" sui vari settori¹³ (senza però l'effetto prorompente e successivo della competizione dei Data center per la domanda di energia pulita).

Il totale per l'intera UE darebbe (stima probabilmente per difetto) un valore di circa 1.500 – 1.600 miliardi di euro all'anno fino al 2050: in pratica poco meno di 60 miliardi l'anno di costi e tasse aggiuntive, tutti gli anni, per ogni singolo paese UE (secondo la banale divisione della media aritmetica).

Table 16: Average annual energy system investment needs (billion EUR 20

	S1			S2			S3		
	2031-2040	2041-2050	2031-2050	2031-2040	2041-2050	2031-2050	2031-2040	2041-2050	2031-2050
<u>Supply</u>	<u>236</u>	<u>377</u>	<u>306</u>	<u>289</u>	<u>328</u>	<u>308</u>	<u>341</u>	<u>281</u>	<u>311</u>
Power grid	79	88	84	88	81	85	96	75	85
Power plants	97	187	142	128	157	142	151	133	142
Other	59	102	81	72	90	81	94	73	83
<u>Demand excl. transport</u>	<u>332</u>	<u>377</u>	<u>354</u>	<u>355</u>	<u>357</u>	<u>356</u>	<u>372</u>	<u>338</u>	<u>355</u>
Industry	38	31	35	46	24	35	48	22	35
Residential	225	250	237	237	242	239	248	230	239
Services	49	78	63	53	73	63	57	67	62
Agriculture	19	19	19	19	19	19	20	18	19
<u>Transport</u>	<u>866</u>	<u>875</u>	<u>870</u>	<u>861</u>	<u>885</u>	<u>873</u>	<u>856</u>	<u>882</u>	<u>869</u>
<u>Total</u>	<u>1433</u>	<u>1629</u>	<u>1531</u>	<u>1505</u>	<u>1570</u>	<u>1537</u>	<u>1570</u>	<u>1501</u>	<u>1535</u>
Total excl. transport	567	754	661	644	685	664	713	619	666
Memo:									

¹³ https://eur-lex.europa.eu/resource.html?uri=cellar:6c154426-c5a6-11ee-95d9-01aa75ed71a1.0001.02/DOC_1&format=PDF

Questi però sono i costi relativi al SISTEMA ENERGETICO, poi ci sono (in aggiunta) i costi non trascurabili dell'azzeramento delle emissioni legati alle materie prime: ad esempio, tutti i prodotti a base di plastiche, gomme, fibra ottica, colle, resine, vernici, asfalto, olii minerali, dovranno essere progressivamente e senza esclusione eliminati, in favore di prodotti alternativi a emissioni zero quasi sicuramente molto più costosi andando a impattare tutti i settori chiave dell'economia e della vita quotidiana come l'elettronica, gli smartphone, i pc, i data center, le telecomunicazioni, ma anche i chip e i medicinali, i cavi elettrici e lo stesso processo di raffinazione del rame, gli indumenti i vestiti e le calzature che indossiamo tutti i giorni, i macchinari per l'industria, i fertilizzanti per l'agricoltura, oltre agli edifici e alle auto (su cui sino ad oggi si è concentrata la maggior parte della discussione).

Non dobbiamo avere remore nel mettere in discussione il paradigma dei "puristi della decarbonizzazione totale" al 2050. La strategia alternativa è già stata modellizzata e promette risultati confortanti. Bisogna avere il coraggio di proporla e di sostenerla.

Qualsiasi applicazione ha dei costi spropositati per essere decarbonizzata completamente, ma la decarbonizzazione totale è stata sin qui trattata come un "sacro Graal" sicché era un tabù assoluto per i puristi anche solo la loro messa in discussione. Questo è potuto avvenire perché sono mancati (o non sono stati adeguatamente circolati / pubblicizzati / valutati) gli studi di fattibilità socio-economica della decarbonizzazione "Net Zero", rendendo la discussione intorno all'obiettivo una battaglia meramente politico-ideologica, in uno scontro di posizioni rigidissime. A inizio 2026, con l'occasione della discussione degli obiettivi 2040 da inserire nella European Climate Law (Regolamento 2021/1119 s.m.i.) sono riemerse alcune valutazioni utili dei costi degli scenari che hanno svelato risvolti inquietanti per quanto riguarda l'impatto sui cittadini-elettori.

Il paper pubblicato dal Oxford Institute for Energy Studies (UK) già nel marzo 2025 ¹⁴ stimava un costo monstre di 17.246 euro/ton CO₂ per il costo della decarbonizzazione al 90% al 2040 (che già di per sé è molto meno sfidante del Net Zero totale previsto al 2050).

Si può vedere questo valore come una "carbon tax" aggiuntiva da aggiungere al costo dei carburanti e dei vettori fossili, per pagarne la decarbonizzazione (ad esempio per pagare l'infrastruttura e gli incentivi per migrare verso un sistema tutto elettrico).

La traduzione di questo valore (medio stimato) di 17.246 euro/ton CO₂ sulla tassazione del costo di un pieno medio di benzina di una autovettura con un fattore di emissione convenzionale di 3,152 kg CO₂ / kg ¹⁵ (117,4 kg di emissioni di CO₂ per un pieno di 50 lt, considerando la densità della benzina di 0,745 kg/l) equivarrebbe a far pagare di tasse +2.025 euro aggiuntivi su ogni pieno di benzina!

Lo stesso paper dell'Oxford Institute propone invece una strategia alternativa con un obiettivo di decarbonizzazione "solo del 55%" al 2040 (puntando comunque al Net Zero 2050 ma dando tempo alle tecnologie alternative di svilupparsi, affermarsi, e scalare sui costi). In questo caso il costo della decarbonizzazione si ridurrebbe drasticamente a 420 euro/ton CO₂: immaginiamo la differenza di impatto sui settori industriali e sull'economia interna della UE.

¹⁴ <https://www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2025/03/NG197-Decarbonisation-in-Europe.pdf>

¹⁵ <https://www.ets.minambiente.it/ets2/News#48-pubblicazione-parametri-standard-nazionali-anno-2024-ets2>

Sostanzialmente dello stesso avviso è un position paper pubblicato in Germania dal Think Thank Berlinese CEP¹⁶ che sosteneva come sarebbe molto più saggio prevedere un percorso graduale fino al 2040 "a causa dell'alto rischio economico e sociale del target di decarbonizzazione del 90% al 2040".

Purtroppo, come sappiamo le istituzioni comunitaria hanno tirato dritto confermando a inizio 2026 l'obiettivo - ideologico - europeo del -90% al 2040.

Ma le strade alternative (e più sensate) non mancano, anche tenendo conto che il contributo attuale della UE alle emissioni globali planetarie di gas climalteranti (la CO₂ e gli altri gas) è di circa il 5% ¹⁷, e quindi l'essere "puristi e ammazzare l'economia" è un obiettivo (anche politicamente) sempre più controproducente e sempre meno efficace sulle cause del problema globale.

In questo suo percorso fortemente ideologico la Commissione EU non ha solo accelerato la data di decarbonizzazione nella UE rispetto ad altri Paesi (Cina, India) ma a differenza di altri paesi che hanno mantenuto piani in linea con gli accordi di Parigi, l'Europa ha deciso di auto-infliggersi obiettivi ancora più sfidanti, fissando al 2050 gli obiettivi non solo per le emissioni legate alla CO₂, ma per tutti i gas climalteranti. La differenza non è trascurabile e pesa circa il 15-20% dell'obiettivo totale, lasciando a tutti gli altri paesi un significativo cuscinetto di emissioni a cui noi abbiamo rinunciato in maniera illogica.

Negli ultimi tempi si è fatto sempre più chiaro quanto questo obiettivo "Europa-centrico" sia sempre più traballante e poco realistico, e quanto invece l'impatto devastante sull'industria e sull'economia intra-UE si stia materializzando in tutta la sua drammaticità.

Occorre rimettere al centro l'efficienza energetica e continuare ad investire in energie rinnovabili sintanto che sia ragionevolmente possibile, e non oltre, ad es. puntando a decarbonizzare l'80% della produzione di elettricità e il 50-60% del gas, sfruttando al massimo le sinergie molecole-elettroni green come nei sistemi ibridi, considerando la priorità della regolamentazione del settore del biometano con lo stesso livello di attenzione del settore delle FER elettriche, introducendo nella discussione energetica la variabile "stabilità e affidabilità del sistema" ovvero riaprendo alla discussione sull'energia nucleare, e riducendo l'ambizione della decarbonizzazione europeo-centrica, anche solo a un più ragionevole target del 80-85%, che potrà contribuire alla riduzione delle emissioni climalteranti e dell'inquinamento locale e quindi al benessere sociale e sanitario della popolazione, ma con costi sociali ridotti anche di due ordini di grandezza.

¹⁶ <https://www.euractiv.com/news/europes-90-climate-target-for-2040-under-pressure-as-delays-add-up/>

¹⁷ <https://www.eea.europa.eu/en/analysis/publications/key-trends-and-drivers-in-ghg-emissions-in-the-eu>

#	In Sintesi: proposta	Pag.
1	Posizione di principio. Nessuna tecnologia da sola può decarbonizzare l'intero parco edilizio entro il 2050: la soluzione va scelta caso per caso (tipologia edificio, zona climatica, involucro, disponibilità di rete) tra elettrificazione, gas rinnovabili e sistemi ibridi.	10
2	Proposta operativa. Valorizzare la rete gas esistente con gas rinnovabili come leva primaria per contenere gli investimenti sulla rete elettrica, puntando sui sistemi ibridi factory-made per spostare i picchi di potenza dalla rete elettrica a quella del gas (già ammortizzata), insieme a peak-shaving e demand flexibility.	4-5
3	Proposta operativa. Sostituire le oltre 10 milioni di vecchie caldaie italiane con caldaie a condensazione o sistemi ibridi, invece di puntare sulla sola elettrificazione: lo studio BIP Consulting stima il mercato "full electric" raggiungibile nei condomini datati a soli 1,7 milioni di nuclei su 31 milioni di unità immobiliari.	5-6
4	Richiesta correttiva. Rivedere l'esclusione dagli incentivi (circolare Agenzia delle Entrate, luglio 2025) di tecnologie a combustione per uso industriale ad aria calda a condensazione, giudicata priva di motivazione tecnica/legale valida.	9
5	1° intervento regolatorio. Introdurre un "fattore di rinnovabilità" per il gas, analogo al PEF elettrico.	10
6	2° intervento regolatorio. Principio di reciprocità/addizionalità: finché la domanda di gas rinnovabile supera l'offerta, il biometano non va conteggiato/usato per la generazione elettrica ma solamente per gli usi civili di riscaldamento e di processo (edifici residenziali, commerciali, artigianali, attività industriali hard to abate).	10
7	3° intervento regolatorio. Correggere il PEF elettrico applicato alle pompe di calore (PEF "forward-looking", corrispondenza oraria o coefficiente di penalità) per riflettere la reale disponibilità di rinnovabili nelle ore di maggior assorbimento.	11
8	4° intervento regolatorio. Arrivare ad una definizione di "caldaia unica" e "combustibile rinnovabile" italiana, coerente con le considerazioni esposte in questo documento.	11
9	Proposta conclusiva — Ricentrare "energy efficiency first", investire in rinnovabili solo fin dove ragionevolmente sostenibile (es. 80% elettricità, 50-60% gas), sfruttare le sinergie ibride molecole-elettroni, considerare la priorità della regolamentazione del settore del biometano con lo stesso livello di attenzione del settore delle FER elettriche, riaprire il dibattito sul nucleare per la stabilità di sistema, e ridurre l'ambizione UE a un target più realistico dell'80-85% invece del Net Zero totale.	13

Con l'auspicio di poter continuare a portare un contributo fattivo e pragmatico alle discussioni in corso, Assotermica rimane a completa disposizione per approfondire quanto fin qui evidenziato.