



15 settembre 2022

L'ELETTRIFICAZIONE DEGLI IMPIANTI DOMESTICI PER RISCALDAMENTO E ACQUA CALDA SANITARIA

ANALISI DEI POTENZIALI E DEI BENEFICI
ECONOMICI, SOCIALI E AMBIENTALI

ABSTRACT

Questo documento è stato realizzato da Agici per

enel^{****}66

TEAM

Direttore Scientifico

Stefano Clerici

Responsabile del Progetto

Giacomo Salvatori

Autori

Carlo Maresca

Giacomo Salvatori

Contributori

Laura Bonacorsi

Francesco Elia

Daniele Stampatori

PREMESSA

La transizione energetica attraverso lo sviluppo delle fonti rinnovabili e l'elettificazione, oltre a essere la leva più efficace nella lotta ai cambiamenti climatici, rappresenta un importante strumento di sicurezza e indipendenza energetica che nel contesto internazionale attuale risulta fondamentale. Il mix energetico italiano, come quelli di altri importanti paesi europei, fa ancora importante affidamento sui combustibili fossili. In particolare, il gas naturale è la fonte che ha il maggiore peso nel mix, rappresentando oltre il 40% (76,1 bcm/anno nel 2021) dei consumi finali. Tra le azioni che nel breve termine possono avere grande impatto, in termini assoluti, sulla sicurezza energetica nazionale e l'indipendenza dal gas naturale, ma anche sulla decarbonizzazione, vi è sicuramente l'elettificazione dei consumi finali, e in particolare l'elettificazione dei sistemi di riscaldamento e di acqua calda sanitaria. Tale strategia è ancor più efficace se accompagnata da una più rapida penetrazione delle fonti di energia rinnovabile nella generazione elettrica.

OBIETTIVI E STRUTTURA DEL LAVORO

Lo studio identifica il potenziale di elettificazione dei consumi finali domestici per riscaldamento e produzione di acqua calda sanitaria e sviluppa un'analisi dei benefici ambientali, economici e sociali e del loro bilancio rispetto ai costi. Il progetto ha previsto una modellizzazione degli impatti dell'elettificazione dei consumi finali in modo quanto più realistico e preciso possibile, includendo nel modello tutte le variabili rilevanti (quali, ad esempio, consumi reali pesati per le condizioni climatiche locali, caratteristiche degli impianti e degli edifici e relativi rendimenti delle tecnologie di origine e di destinazione) con alto dettaglio geografico e tecnologico. Il lavoro è composto di tre fasi:

- a. **Stima del parco impianti esistente e dei relativi consumi.**
- b. **Analisi comparata del Total Cost of Ownership (TCO).** Per valutare la fattibilità di mercato della sostituzione degli impianti con alternative elettrificate, è stato realizzato un confronto del Total Cost of Ownership tra le soluzioni alimentate a combustibili fossili e quelle elettrificate, evidenziando la convenienza economica della sostituzione dal punto di vista dei cittadini.
- c. **Analisi Costi-Benefici (ACB).** L'ACB, punto di arrivo dell'intera analisi, valuta gli impatti della sostituzione degli impianti in termini di costo e di beneficio economico, ambientale e sociale, nelle fasi di investimento e di esercizio, dal punto di vista della società.

L'analisi è stata completata nell'aprile 2022 e comprende ipotesi sui prezzi dell'energia formulate allora. Per il dettaglio delle ipotesi si rimanda al documento principale del rapporto.

RISULTATI

I risultati dell'analisi sono di seguito brevemente riassunti.

A. STIMA DEL PARCO IMPIANTI ESISTENTE E DEI RELATIVI CONSUMI

Tabella 1. Risultati della stima del parco impianti *in scope* e dei loro consumi, per fasce climatiche. Sono esclusi riscaldamento elettrico, teleriscaldamento ed edifici in classe energetica A, B e C

FASCE CLIMATICHE	F	D, E	A, B, C
Numero abitazioni	432.000	12.668.000	3.803.000
Consumo complessivo (TWh)	11	186	45
Consumo per abitazione (kWh)	24.453	14.721	13.593
Quota consumi metano	86%	91%	79%
Quota consumi gasolio	8%	3%	4%
Quota consumi gpl	6%	6%	17%

B. ANALISI COMPARATA DEL TOTAL COST OF OWNERSHIP (TCO)

La tabella seguente presenta i risultati dell'analisi del Total Cost of Ownership, ipotizzando una vita utile di 20 anni sia per le pompe di calore che per le caldaie convenzionali e riflettendo l'andamento dei prezzi dell'energia e del gas in linea con uno scenario di sviluppo delle rinnovabili "PNIEC accelerato". Nelle fasce A, B e C l'impianto o gli impianti preesistenti vengono sostituiti con un impianto aria-aria per svolgere la funzione di riscaldamento e con un dispositivo aria-acqua per la sola produzione di acqua calda sanitaria (acs); nelle fasce D e E, e nella fascia F, gli impianti sono invece sostituiti con un unico sistema che fornisce sia riscaldamento che acqua calda sanitaria: nel caso delle fasce D e E si tratta di una pompa di calore aria-acqua, mentre in fascia F si tratta di un sistema ibrido (PdC aria-acqua con caldaia a gas di backup).

Tabella 2. Risultati analisi Total Cost of Ownership (€)

FASCE CLIMATICHE A, B, C	
PdC aria-aria per riscaldamento	4.427
PdC aria-acqua per acs	13.114
PdC aria-aria + PdC aria-acqua per acs	17.541
Caldaia metano	18.499
Caldaia GPL	23.290
Caldaia gasolio	29.421
FASCE CLIMATICHE D, E	
PdC aria-acqua	21.646
Caldaia metano	22.413
Caldaia GPL	33.051
Caldaia gasolio	40.882
FASCIA CLIMATICA F	
Ibrido	29.635
Caldaia metano	31.658
Caldaia GPL	55.762
Caldaia gasolio	56.272

Dai risultati dell'analisi emerge come, in tutti i casi ipotizzati, la soluzione elettrificata è conveniente rispetto alla tecnologia convenzionale più economica⁽¹⁾ (caldaie a metano).

C. ANALISI COSTI-BENEFICI

Il periodo di riferimento per l'analisi è 2022-2030 per quanto riguarda le installazioni e fino al 2050 per la valutazione dei benefici e dei costi complessivi. È stato applicato un tasso di attualizzazione reale del 2%. Per la modellizzazione dell'Analisi Costi-Benefici si è ipotizzata la sostituzione degli impianti nel 60% delle unità abitative *in scope*, di cui alla sezione a. Ciò si traduce in un totale di circa 10 milioni di unità abitative.

(1) È bene notare che, a seguito di varie analisi di sensitivity svolte sulla TCO qui presentata, emerge come la variabile dei costi di energia e gas abbia un forte impatto sui risultati. Si rimanda alla sezione sulla metodologia per i dettagli sulle ipotesi sulle tariffe energetiche applicate. Nelle ipotesi in cui i prezzi di medio-lungo periodo si attestino su valori significativamente più alti per l'energia elettrica e più bassi per il gas, i risultati dell'analisi risultano più incerti, in particolare per il caso delle fasce climatiche intermedie (D e E).

Sulla base di questo gruppo di partenza, sono stati sviluppati diversi scenari, con riferimento a:

- diverse **configurazioni tecnologiche**, in particolare si sono sviluppati:
 - **scenario tecnologico A**, in cui le sostituzioni avvengono come descritto nella sezione b sopra;
 - **scenario tecnologico B**, in cui le sostituzioni nel cluster climatico delle fasce D e E avvengono per il 50% con impianti aria-acqua e per il 50% con sistemi ibridi. Questo scenario risponde alla necessità, da un lato, di prevedere maggiore flessibilità installativa per le ragioni sopra discusse, e dall'altra di seguire in modo più coerente le installazioni rispetto ai segnali di mercato attuali, in cui i sistemi ibridi sembrano ricoprire una quota crescente del mercato.

Tali scenari si differenziano in termini di rendimenti e di riduzione nel ricorso a combustibili fossili.

- diversi scenari di **sviluppo del mix di generazione** elettrico, in particolare:
 - **scenario generazione 1: mix energetico attuale**. Scenario base utilizzato come punto di riferimento, nel quale i nuovi impianti sono alimentati secondo il mix di generazione attuale, senza sviluppo di nuove rinnovabili;
 - **scenario generazione 2: PNIEC**. Scenario che prevede la realizzazione di impianti rinnovabili secondo il piano nazionale integrato energia e clima;
 - **scenario generazione 3: PNIEC accelerato**. Scenario che prevede un'accelerazione delle installazioni FER in coerenza con l'obiettivo di installare 60 GW di rinnovabili in tre anni;
 - **scenario generazione 4: 100% FER**. Scenario ipotetico in cui tutta l'alimentazione delle nuove pompe di calore avviene esclusivamente con energia da fonti rinnovabili.

Questi scenari hanno impatti sul profilo dei consumi per la generazione elettrica a supporto della produzione elettrica aggiuntiva richiesta dalle nuove installazioni, con ripercussioni sulle emissioni da generazione aggiuntiva, sui costi per l'energia elettrica e sulle ricadute sulla filiera delle rinnovabili.

Sono di seguito riportati i risultati riassuntivi delle combinazioni rilevanti di tali scenari.

Tabella 3. Sinossi risultati ACB

	TECNOLOGIE A		TECNOLOGIE B (+ IBRIDE)		
	PNIEC	100% FER (best)	MIX ATTUALE (worst)	PNIEC	PNIEC ACCELERATO
TOTALE COSTI attualizzati (MLD€)	146	161,2	170,5	143,4	133,4
TOTALE BENEFICI attualizzati (MLD€)	316,5	486,3	265,4	307,6	340,4
VAN (MLD€)	170,4	222,3	94,9	164,3	207,1
Tasso Interno di Rendimento Economico - TIRE	16,9%	26%	10,4%	16,5%	24%
Benefici/Costi	2,17	2,7	1,56	2,15	2,55
Risparmio energetico (TWh)	1.429		1.377		
Risparmio netto di metano (bcm)	142	169	109	137	153
Risparmio netto di CO₂ (MtCO ₂)	460	534	349	443	491

Dal confronto tra i casi sopra riportati si evince come in ogni caso il progetto di elettrificazione porta benefici per la società che superano notevolmente i costi. Tale beneficio è massimo nei casi in cui il fabbisogno energetico delle pompe di calore è soddisfatto quanto più possibile con l'utilizzo di fonti rinnovabili, come nei casi "PNIEC accelerato" e "100% FER". Anche in un worst case di business as usual sul mix di generazione elettrica, tuttavia, si otterrebbe un valore attuale netto di quasi 95 miliardi di euro, e un risparmio di metano complessivo di oltre 100 miliardi di metri cubi nell'intero periodo (6 miliardi di metri cubi all'anno). Tali risultati portano a ritenere l'elettificazione dei consumi per riscaldamento e acqua calda sanitaria nel contesto domestico una strategia estremamente positiva per i risvolti economici e ambientali che può portare.

CONSIDERAZIONI CONCLUSIVE E RACCOMANDAZIONI

Al fine di consentire il raggiungimento di questi risultati è possibile avanzare alcune raccomandazioni che permetterebbero di agevolare e accelerare il processo di adozione di questi impianti e la conseguente cattura dei relativi benefici. In particolare, anche al fine di fronteggiare l'attuale crisi energetica, sarebbe opportuno:

- sensibilizzare le famiglie in merito ai benefici economici, ambientali e di comfort delle pompe di calore attraverso campagne informative istituzionali;
- attivare corsi di formazione per installatori, amministratori di condominio, architetti e altri soggetti in modo che possano guidare i clienti finali verso una scelta consapevole;
- definire un sistema incentivante dedicato alle pompe di calore elettriche, ad esempio:
 - prevedendo detrazioni fiscali dedicate alle PdC anche superiori al 65%, con cessione del credito e sconto in fattura, per tenere conto dei costi di adeguamento edile; tali detrazioni devono anche essere stabilizzate per un periodo di tempo più lungo (almeno fino al 2030);
 - introducendo detrazioni fiscali premianti: più alte se associate a impianti FER dedicati (o a forniture FER) e più elevate rispetto alle caldaie a gas;
 - riducendo o rimuovendo gli incentivi alle caldaie a gas come annunciato dalla Francia;
 - ammettendo a detrazione anche gli impianti addizionali all'esistente (per sistemi ibridi che aggiungano una pompa di calore a una caldaia esistente) e non solo quelli sostitutivi;
 - prevedendo tariffe dedicate per la promozione delle tecnologie elettrificate e in particolare delle pompe di calore;
- supportare l'incremento della capacità produttiva della filiera italiana delle PdC, per far fronte all'aumento della domanda;
- supportare lo sviluppo delle Smart Grid a livello nazionale per abilitare uno sviluppo sostenuto delle PdC e i servizi alla rete che le PdC possono fornire; in questo senso occorrerebbe prevedere una remunerazione specifica per queste tecnologie.

Copyright© 2022
Agici Finanza d'Impresa
All rights reserved



Piazzale Giulio Cesare, 9 – 20145 – Milano
agici@agici.it – www.agici.it