Schweizerische Eidgenossenschaft
Confédération suisse
Confederazione Svizzera
Confederaziun svizra

Dipartimento federale dell'ambiente, dei trasporti
dell'energia e delle comunicazioni DATEC

Ufficio federale dell'energia

Basi per una strategia dell'accoppiamento termo-energetico

Rapporto del Consiglio federale in risposta alla mozione 09.3740 del 31 agosto 2009 della Commissione dell'ambiente, della pianificazione del territorio e dell'energia del Consiglio nazionale, intitolata «Promuovere l'accoppiamento termo-energetico»

Settembre 2012

Ufficio federale dell'energia UFE
Mühlestrasse 4, CH-3063 Ittigen • Indirizzo postale: CH-3003 Berna
Tel. +41 31 322 56 11, fax +41 31 323 25 00 • contact@bfe.admin.ch • www.ufe.admin.ch

Sintesi

La mozione 09.3740 «Promuovere l'accoppiamento termo-energetico», trasmessa sotto forma di mandato di esame, incarica il Consiglio federale di verificare, redigendo poi un rapporto al riguardo, se sia possibile sfruttare meglio il potenziale dell'accoppiamento termo-energetico mediante la presentazione di un progetto di legge o l'adozione di misure. Eventuali misure di promozione saranno elaborate nel quadro della strategia energetica 2050 e proposte dal Consiglio federale. Il presente rapporto ne riepiloga i fondamenti.

Per impianti di cogenerazione s'intendono sostanzialmente le centrali termiche a produzione combinata, ossia contemporanea, di calore ed elettricità. Le possibilità tecniche sono numerose e presentano diversi campi d'applicazione e stadi di sviluppo. Tra gli impianti di cogenerazione si annoverano, ad esempio, le centrali termoelettriche a blocco, i motori a gas e le turbine a gas e vapore, che possono essere alimentati con combustibili sia fossili che biogeni. Se nell'ambito degli impianti di cogenerazione di grossa taglia, con potenza superiore a 1 megawatt (MW), la tecnologia disponibile è all'avanguardia, per quelli di piccola taglia occorre in parte attendere ancora ulteriori sviluppi (celle a combustibile, motori Stirling) prima di raggiungere la maturità di mercato.

In funzione dell'andamento della domanda di calore per il riscaldamento e di energia termica di processo, fino al 2050 o sulla scorta di curve dei costi marginali, è possibile stimare il potenziale tecnico-economico degli impianti di cogenerazione nel contesto della promozione delle energie rinnovabili e dell'efficienza energetica. Il presente rapporto sintetizza tre diversi approcci (UFE, Eicher+Pauli e PSI) utilizzati per la determinazione dei potenziali. Dalle analisi emerge che il potenziale realizzabile per la produzione di energia elettrica è pari a un massimo di 10 terawattora (TWh_e). Se si considerano soltanto gli impianti di cogenerazione in stabilimenti industriali e immobili di grandi dimensioni, per i quali non sono necessarie nuove reti di teleriscaldamento, il potenziale è decisamente inferiore.

I costi di produzione elettrica degli impianti di cogenerazione dipendono da svariati fattori. Le dimensioni dell'impianto, i tempi di attività (numero di ore d'esercizio annue e regime di funzionamento), i prezzi del gas, le tariffe vigenti sul mercato energetico, i prezzi di vendita dell'energia termica e i costi del regime di compensazione delle emissioni di anidride carbonica (CO_2), ad esempio, rivestono un ruolo fondamentale. Attualmente la maggior parte degli impianti di cogenerazione lavora in perdita: i costi di produzione elettrica, infatti, oscillano tra i 12 e i 22 ct./kWh per gli impianti di grossa taglia e possono raggiungere i 50ct./kWh per quelli più piccoli, per cui risultano nettamente superiori al prezzo di mercato. Per rendere gli impianti di cogenerazione interessanti agli occhi degli investitori e ricavarne ulteriore potenziale, sono necessari incentivi di natura finanziaria.

Gli impianti di cogenerazione alimentati a combustibili fossili producono emissioni di CO_2. Ai sensi della legge sul CO_2, i gestori di tali impianti sono tenuti (in funzione delle dimensioni dell'impianto e del bacino di utenza) a pagare la tassa sul CO_2 oppure, in alternativa, a definire accordi sugli obiettivi o partecipare al sistema di scambio di quote di emissioni ETS. Per quanto riguarda le altre sostanze nocive (NOx e CO) e le emissioni di particolato, l'ordinanza contro l'inquinamento atmosferico ne sancisce i valori limite.

Tra i vantaggi degli impianti di cogenerazione si annoverano l'elevato indice di sfruttamento del combustibile rispetto alla produzione disgiunta di calore ed elettricità, la generazione decentralizzata, vicina al consumatore di energia termica ed elettrica, la produzione di corrente elettrica adeguata al fabbisogno (a integrazione della produzione idroelettrica e solare durante i mesi invernali), nonché l'elevato grado di accettazione e i brevi tempi di realizzazione.

Tra gli svantaggi rientrano le maggiori emissioni di CO_2, la necessità di utenze a cui cedere il calore (ed eventualmente di reti di teleriscaldamento), la scarsa redditività degli impianti di piccola taglia e la concorrenza con determinate energie rinnovabili.

Indice

1. Premessa ... 7
   - 1.1 Testo depositato della mozione 09.3740 ... 7
   - 1.2 Parere del Consiglio federale ... 7
   - 1.3 Andamento delle deliberazioni ... 7
   - 1.4 Contenuto e struttura del rapporto ... 8
2. Produzione di energia elettrica da cogenerazione in Svizzera ... 9
   - 2.1 Che cos'è un impianto di cogenerazione? ... 9
   - 2.2 Distinzione tra impianti di cogenerazione di grossa e piccola taglia ... 9
   - 2.3 Situazione attuale ed evoluzione della produzione di energia elettrica da impianti di cogenerazione a partire dal 1990 ... 10
3. Premesse a livello di politica climatica ed energetica ... 14
   - 3.1 Fondamenti giuridici ... 14
   - 3.1.1 Legge sull'energia ... 14
   - 3.1.2 Ordinanza sull'energia ... 14
   - 3.1.3 Modelli di prescrizioni energetiche dei Cantoni (MoPEC) ... 14
   - 3.1.4 Ordinanza sulla prova del metodo di produzione e dell'origine dell'elettricità ... 15
   - 3.2 Condizioni quadro per l'accoppiamento termo-energetico ai sensi della legge sul CO_2 riveduta ... 15
   - 3.3 Condizioni quadro per l'accoppiamento termo-energetico in materia di inquinamento atmosferico ... 17
4. Possibilità d'impiego e redditività ... 18
   - 4.1 Possibilità d'impiego degli impianti di cogenerazione ... 18
   - 4.2 Tipi di funzionamento ... 18
   - 4.3 Redditività degli impianti di cogenerazione ... 19
   - 4.4 Costi di produzione nelle Prospettive energetiche ... 21
5. Cogenerazione e centrali a gas a ciclo combinato: raffronti a livello di sistema con le pompe di calore ... 22
   - 5.1 Prospettive energetiche ... 22
   - 5.2 Studio Hubacher ... 23
   - 5.3 Studio awtec ... 23
   - 5.4 Discussione ... 25
6. Stima del potenziale tecnico-economico ... 26
   - 6.1 Definizioni di potenziale ... 26
   - 6.2 Determinazione del potenziale in base alla domanda di calore per il riscaldamento e di energia termica di processo ... 26
   - 6.3 Determinazione del potenziale in base a un'analisi GIS e a un'estrapolazione ... 28

6.4 Rappresentazione del potenziale mediante le curve dei costi marginali 29
6.5 Discussione 31

7. Vantaggi e svantaggi degli impianti di cogenerazione a vettori fossili 33

8. Bibliografia 35

1. Premessa

1.1 Testo depositato della mozione 09.3740

Il Consiglio federale è incaricato di proporre misure e strumenti adeguati che permettano di sfruttare meglio il potenziale dell'accoppiamento termo-energetico.

1.2 Parere del Consiglio federale

Nel suo parere del 28 ottobre 2009, il Consiglio federale ha sottolineato come in passato gli impianti di cogenerazione siano stati poco utilizzati nonostante il loro elevato grado di rendimento del vettore energetico primario utilizzato. A tale proposito, vengono citati vari motivi:

«L'accoppiamento termo-energetico è una tecnologia efficiente, ma fossile. Inoltre sono da prevedere costi complessivi elevati, dal momento che il potenziale tecnico maggiore risiede negli impianti di cogenerazione medio-piccoli. Uno studio approfondito giunge alla conclusione che, in considerazione di un gran numero di ostacoli economici, tecnici e politici, nei prossimi anni nessuna applicazione nel campo della cogenerazione potrebbe affermarsi autonomamente sul mercato».

Altri punti in sospeso, come ad esempio una stima del potenziale e un'analisi dell'impatto tecnico-economico sull'infrastruttura di rete, erano ancora in via di definizione al momento del rilascio del parere del Consiglio federale. L'Ufficio federale dell'energia (UFE) voleva soppesare tutte le argomentazioni e proporre misure e strumenti adeguati per una strategia dell'accoppiamento termo-energetico sulla scorta dei risultati di tali studi. Il Consiglio federale ha pertanto suggerito di attendere la valutazione di questi ultimi, per cui ha chiesto di respingere la mozione, annunciando altresì che, se la Camera prioritaria avesse accolto la mozione, avrebbe chiesto alla seconda Camera di modificare l'intervento in un mandato di esame.

1.3 Andamento delle deliberazioni

Il Consiglio nazionale ha accolto la mozione in data 16 marzo 2010. Pur condividendo l'opinione del Consiglio nazionale, il Consiglio degli Stati ha tuttavia espresso alcune riserve nei confronti della mozione. Poiché gli impianti di cogenerazione che si avvalgono di energie fossili contrastano l'obiettivo di ridurre le emissioni di CO_2, la promozione di tale tecnologia è giustificata soltanto se si raggiunge un grado di rendimento elevato. Il Consiglio degli Stati ha altresì constatato che occorrono ulteriori chiarimenti in relazione agli effetti che produrrebbe un impiego su larga scala degli impianti di cogenerazione. Ha preso atto che, in fase di consultazione, varie questioni in sospeso sono state prese in esame dall'UFE. Alla luce di tali considerazioni, in data 30 novembre 2010 il Consiglio degli Stati ha deciso di trasformare la mozione in un mandato di esame. Il testo della mozione modificata recita:

«Il Consiglio federale è invitato a esaminare l'opportunità di presentare un disegno di legge o di prevedere altre misure per sfruttare meglio il potenziale dell'accoppiamento termo-energetico; in merito sottopone al Parlamento un rapporto».

Con il suo consenso, il 15 marzo 2011 il Consiglio nazionale ha trasmesso la mozione al Consiglio federale sotto forma di mandato di esame.

1.4 Contenuto e struttura del rapporto

Il presente rapporto illustra vari aspetti della cogenerazione e riporta in forma sintetica i risultati di alcuni studi condotti in materia. Esso non contiene raccomandazioni in merito alle misure e agli strumenti atti a migliorare lo sfruttamento del potenziale, essendo essi oggetto della strategia energetica 2050 ed essendo definiti nell'ambito del rispettivo progetto.

Il rapporto è strutturato come segue: il capitolo 2 descrive la produzione di energia elettrica da cogenerazione in Svizzera. Nel capitolo 3 vengono illustrate le premesse, a livello di politica climatica ed energetica, ai fini di un migliore sfruttamento delle potenzialità offerte dall'accoppiamento termo-energetico. Il capitolo 4 fornisce una panoramica delle possibilità d'impiego e illustra la redditività della cogenerazione. Nel capitolo 5 si effettua un raffronto tra gli impianti di cogenerazione e le centrali a gas a ciclo combinato in sistemi energetici con pompe di calore. Il capitolo 6 evidenzia le potenzialità della cogenerazione stimate sulla base di vari studi. Il rapporto si conclude con una sintesi dei vantaggi e degli svantaggi dell'accoppiamento termo-energetico.

2. Produzione di energia elettrica da cogenerazione in Svizzera

2.1 Che cos'è un impianto di cogenerazione?

Gli impianti di cogenerazione rientrano nella categoria dei generatori termici di energia elettrica, ossia degli impianti che producono elettricità da fonti energetiche fossili o biogene. All'interno del presente rapporto, gli impianti che trasformano in elettricità almeno il 5 percento dell'energia impiegata e possiedono un coefficiente di sfruttamento globale (calore ed elettricità) pari ad almeno il 60 percento vengono classificati come impianti di cogenerazione. A differenza delle centrali termoelettriche convenzionali, gli impianti di cogenerazione sono in grado di recuperare totalmente o almeno in parte il calore residuo risultante dalla produzione di energia elettrica. I vettori energetici utilizzati vengono convertiti sia in elettricità pregiata che in potenza termica utile. Ciò consente di incrementare sensibilmente lo sfruttamento del combustibile rispetto alle centrali in cui il calore residuo deve essere eliminato attraverso il sistema di raffreddamento. Gli impianti di cogenerazione possono essere realizzati con diverse tecniche di produzione elettrica in un ampio ventaglio di classi di potenza.

2.2 Distinzione tra impianti di cogenerazione di grossa e piccola taglia

Per poter raggruppare tecnologie e campi d'applicazione confrontabili, si distingue tra impianti di cogenerazione di grossa e piccola taglia. Se molto piccoli (meno di 50 kW_e), si parla anche di impianti di microcogenerazione, che recentemente hanno fatto il loro ingresso sul mercato svizzero.

Gli impianti di cogenerazione di piccola taglia includono le seguenti tecnologie:

- **Centrali termoelettriche a blocco** (CTEB) con motori a gas, biogas, diesel e a getto. Le centrali termoelettriche a blocco hanno un rendimento elettrico compreso tra il 28 e il 45 percento e un rendimento complessivo pari fino al 100 percento.
- **Pompe di calore**, azionate da motori a gas, diesel e a getto.
- **Soffianti** azionate da motori a gas negli impianti di depurazione delle acque.
- **Impianti a energia totale**, che rappresentano una combinazione di motore a gas, generatore elettrico e pompa di calore.
- **Turbine a gas con potenza elettrica inferiore a 1 MW** (microturbine a gas). Hanno un rendimento elettrico compreso tra il 26 e il 31 percento.
- **Tecnologie di nuova generazione** (celle a combustibile, motori Stirling ecc.).

Per impianti di cogenerazione di grossa taglia s'intendono le seguenti tecnologie:

- **Turbine a gas con potenza elettrica superiore a 1 MW**
- **Turbine a vapore**: tra le tipologie di turbine a vapore si annoverano gli impianti a contropressione con spillamento, gli impianti a contropressione e gli impianti a condensazione con spillamento. Non si può parlare di cogenerazione nel caso degli impianti a condensazione puri, dal momento che il calore generato non viene recuperato. Per motivi tecnico-statistici, alcuni sistemi speciali di piccole dimensioni (turbine di azionamento delle pompe di alimentazione, motori a vapore, turbogeneratori ORC, motori a gasogeno) sono stati raggruppati nella categoria degli impianti di cogenerazione di grossa taglia e, a fini analitici, annoverati tra le turbine a vapore.
- **Centrali termoelettriche a ciclo combinato (o centrali a ciclo combinato gas-vapore)**: nelle centrali termoelettriche a ciclo combinato, una turbina a gas è accoppiata a una caldaia a recupero

di calore ad alta pressione con turbina a vapore, il che consente un più elevato coefficiente di sfruttamento elettrico.

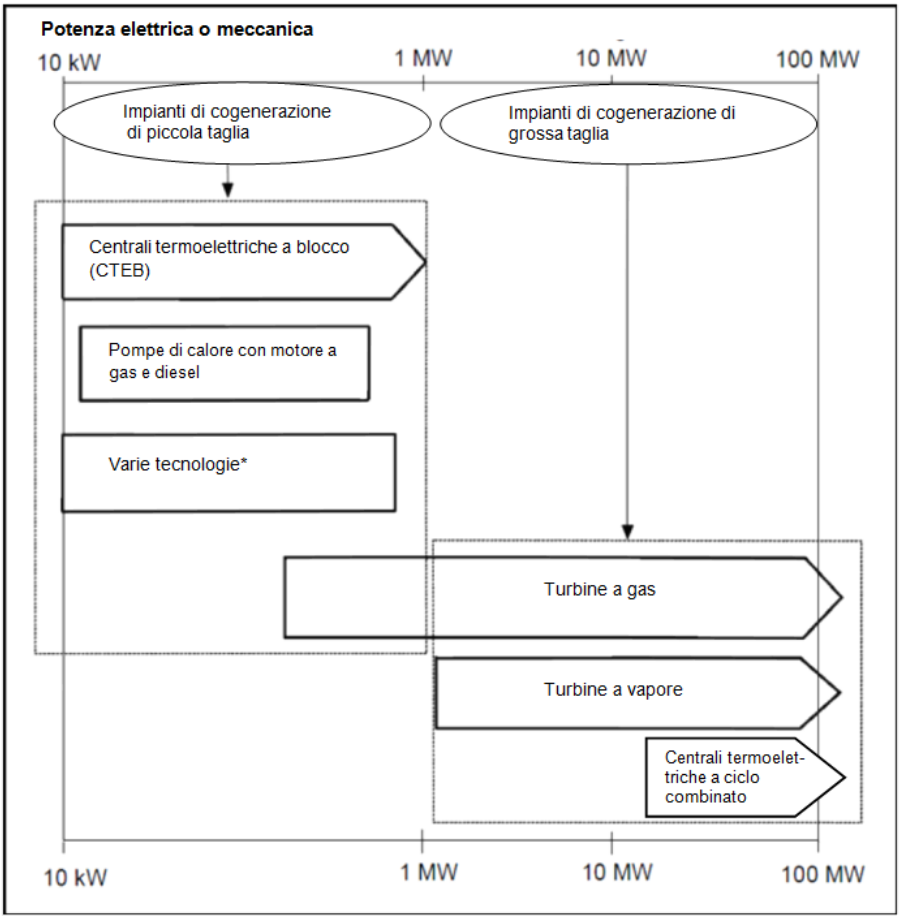

Figura 1: suddivisione delle tecnologie di cogenerazione e dei relativi range di potenza in impianti di grossa e piccola taglia

2.3 Situazione attuale ed evoluzione della produzione di energia elettrica da impianti di cogenerazione a partire dal 1990

Nel 2010, in Svizzera sono stati prodotti complessivamente 66 252 GWh di elettricità, di cui 3538 GWh - ossia un buon 5,3 percento - da centrali termoelettriche (escluse le centrali nucleari).[1]

La tabella 1 fornisce una panoramica dell'attuale produzione termoelettrica in Svizzera (situazione al 2010). Gli impianti rilevati sono suddivisi in nove categorie. Le categorie da T1 a T4 includono gli impianti di produzione termoelettrica con recupero di calore ridotto o assente. Gli impianti di cogenerazione adibiti alla produzione di elettricità sono raggruppati nelle categorie da W1 a W4. La categoria W5 identifica gli impianti di cogenerazione di piccola taglia non adibiti alla produzione di corrente elettrica. Nello specifico, si tratta di pompe di calore azionate da motori a gas o diesel.

[1] I risultati sono tratti da un sondaggio condotto tra tutti i gestori di impianti di grossa taglia e tra i fornitori di impianti minori (UFE 2011d).

Tabella 1: panoramica della produzione termoelettrica in Svizzera[2]

			N.	Categoria impianto	Numero di impianti a fine 2010	Potenza elettrica installata a fine 2010 [MWe]	Produzione elettrica 2010 GWh	%
produzione termoelettrica			T1	Vari generatori di energia termica	20	75.00	14.00	0%
			T2	Vouvry (dismesso il 30.9.1999)	0	0.00	0.00	0%
			T3	Produzione di energia elettrica da gas di discarica	5	0.60	3.70	0%
			T4	Impianti di incenerimento di rifiuti urbani (IIRU senza cogenerazione*)	24	274.60	1519.60	43%
	cogenerazione		**Subtotale impianti non di cogenerazione**		**49**	**350.20**	**1537.30**	**43%**
		impianti di co-generazione di grossa taglia	W1	Impianti di incenerimento di rifiuti urbani (IIRU con cogenerazione*)	6	82.90	329.00	9%
			W2	Industria**	22	272.50	901.70	25%
			W3	Centrali di teleriscaldamento e altre**	14	107.00	212.30	6%
		impianti di cogenera-zione di piccola taglia	W4	Impianti di cogenerazione di piccola taglia adibiti alla produzione di energia elettrica (centrali termoelettriche a blocco e turbine a gas < 1MW)	924	134.70	558.40	16%
			W5	Impianti di cogenerazione di piccola taglia non adibiti alla produzione di energia elet-trica (pompe di calore con motore a gas/diesel)	14	0.00	0.00	0%
			Subtotale impianti di cogenerazione (escluso W5)		966	597.10	2001.50	57%
Totale produzione termoelettrica complessiva					**1015**	**947.30**	**3538.80**	**100%**

Commenti:
* Definizione degli impianti di cogenerazione nell'ambito della presente statistica: ETA_{tot} >= 60% e ETA_{el} >= 5%
** escluse le centrali termoelettriche a blocco con motori a gas/diesel (incluse negli impianti di cogenerazione di piccola taglia adibiti alla produzione di energia elettrica)

Nel 2010, gli impianti che hanno contribuito alla produzione termoelettrica sono stati complessivamente 1015, di cui 966 di cogenerazione. La maggior parte di essi (924) rientra nella categoria degli impianti di cogenerazione di piccola taglia, mentre i restanti 42 appartengono al gruppo degli impianti di grossa taglia. In totale, ad oggi la potenza elettrica installata presso i generatori termoelettrici è pari a 947 MW (MW_e). Se presi nella loro totalità, gli impianti di cogenerazione contribuiscono per 597 MW_e, di cui circa il 77 percento provenienti dagli impianti di grossa taglia. Questi ultimi sono rappresentati principalmente dalle turbine a vapore. Circa 244 MW_e sono disponibili per la produzione elettrica nei generatori di questa categoria.

Nel periodo compreso tra il 1990 e il 2010, la produzione elettrica totale delle centrali termoelettriche è cresciuta da 1524 a 3539 MWh. Tale aumento è stato possibile soprattutto grazie al contributo degli impianti di cogenerazione che, nel 2010, hanno immesso nelle reti dei gestori 2002 GWh complessivi, 558 dei quali provenienti da impianti di piccola taglia.

[2] UFE 2001d.

Dall'inizio degli anni Novanta sono stati realizzati, in totale, 649 impianti di cogenerazione di piccola taglia. Agli inizi di quel decennio, si assistette a un vero e proprio boom della tecnologia a ciclo combinato. Nel corso degli anni precedenti, tuttavia, i piccoli impianti di vecchia data avevano incominciato a essere sostituiti sempre più spesso da impianti nuovi di dimensioni maggiori. Si registrano anche varie dismissioni senza previsione di sostituzione. Tutto ciò ha determinato, negli anni passati, una stagnazione, se non un calo, nel numero di impianti in attività. Il picco di produzione dell'ultimo decennio si deve quasi esclusivamente agli impianti di incenerimento dei rifiuti senza accoppiamento termoenergetico. Nel 2010 una nuova centrale a ciclo combinato nel Vallese ha consentito di registrare un'impennata dell'energia elettrica prodotta attraverso la cogenerazione.

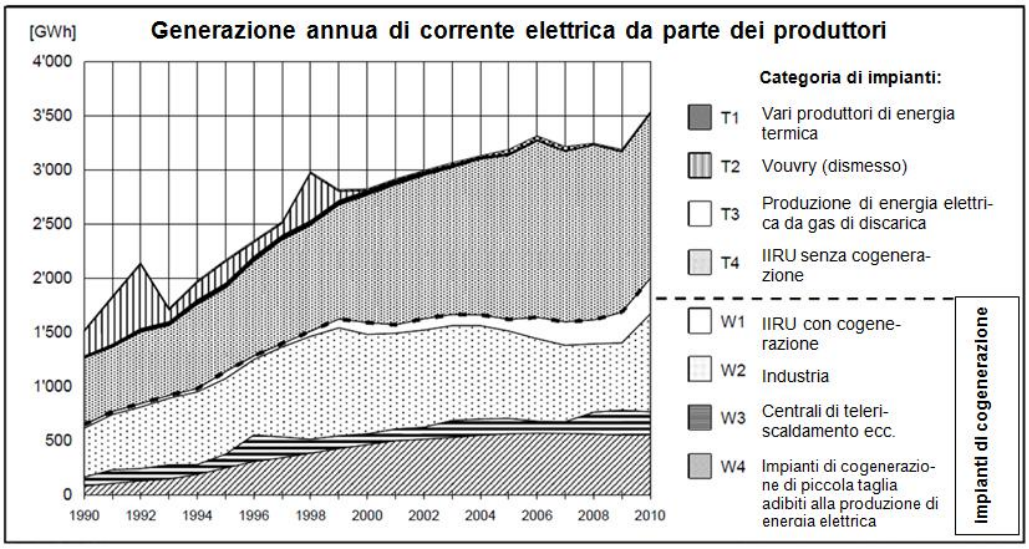

Figura 2: evoluzione della produzione termoelettrica negli anni 1990-2010

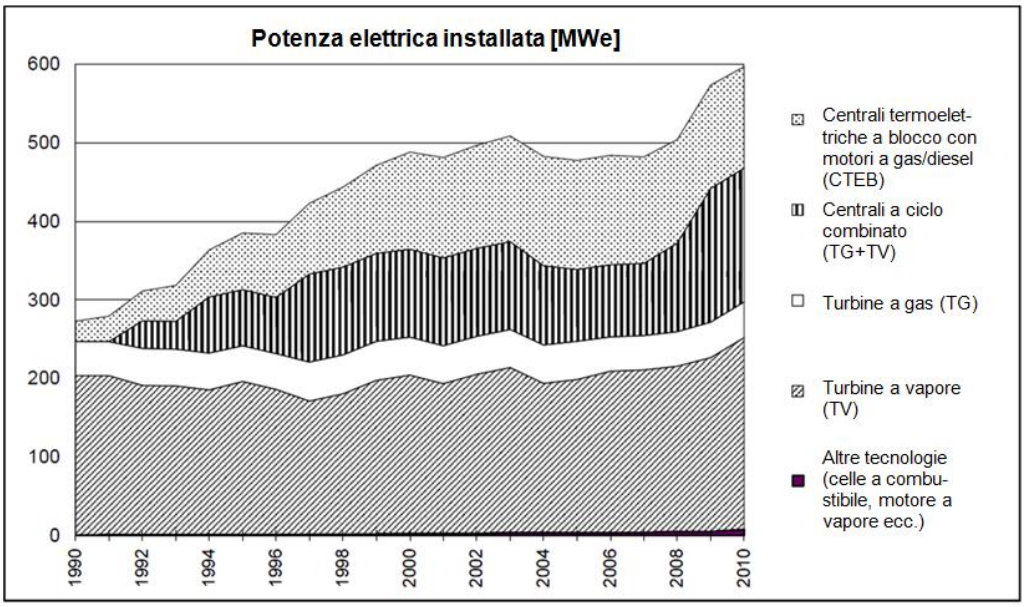

Figura 3: evoluzione della potenza elettrica degli impianti di cogenerazione, suddivisa per tecnologia, negli anni 1990-2010

Nel 2010 i principali campi d'impiego degli impianti di cogenerazione di grossa taglia sono stati l'industria chimica, petrolifera e della carta. Le centrali di piccola taglia, invece, sono state utilizzate soprattutto negli impianti di depurazione delle acque (22 percento della potenza installata in Svizzera) e nelle aziende commerciali e industriali (12 percento in CTEB a vettori fossili, 7 percento in impianti a biogas). Altri ambiti d'impiego importanti per gli impianti di cogenerazione di piccola taglia sono stati uffici (7 percento), impianti di riscaldamento centralizzato (11 percento), edifici residenziali (8 percento), ospedali e ricoveri (8 percento).

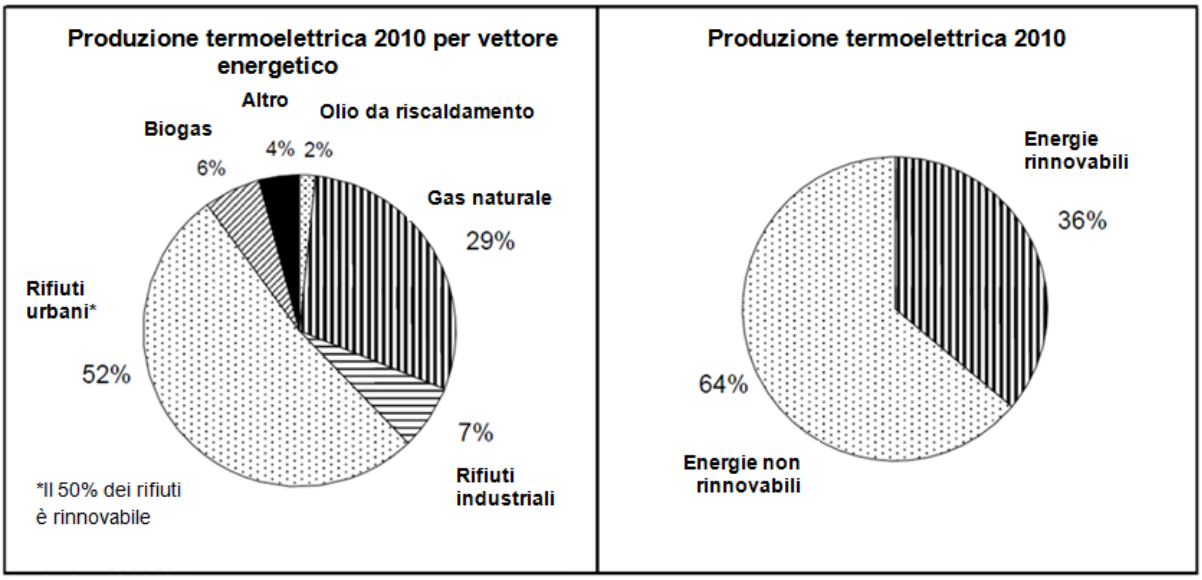

Figura 4: ripartizione della produzione termoelettrica del 2010 per vettore energetico

Nel 2010 circa il 36 percento dell'energia necessaria per il funzionamento degli impianti di cogenerazione è derivata da fonti rinnovabili. Nello specifico, si tratta principalmente delle quote rinnovabili dei rifiuti in inceneritori e aziende industriali e di circa il 6 percento di biogas.

3. Premesse a livello di politica climatica ed energetica

3.1 Fondamenti giuridici

3.1.1 Legge sull'energia

La legge sull'energia del 26 giugno 1998 (LEne) intende contribuire a un approvvigionamento energetico sufficiente, diversificato, sicuro, economico e compatibile con le esigenze della protezione dell'ambiente. Essa sancisce che, entro il 2030, la generazione annua media di elettricità a partire da energie rinnovabili dovrà essere aumentata di almeno 5400 GWh rispetto al livello del 2000. Il consumo energetico finale delle economie domestiche private dovrà essere stabilizzato, entro il 2030, almeno al livello del 2000 (art. 1). In linea di principio, ogni energia deve essere impiegata nel modo più parsimonioso e razionale possibile, il che significa - tra l'altro - sfruttare al massimo l'energia utilizzata e recuperare il calore residuo (art. 3). I gestori di rete sono tenuti a ritirare in una forma appropriata e a rimunerare l'elettricità prodotta da fonti energetiche fossili e rinnovabili. Per quanto concerne la produzione di elettricità generata a partire da energie fossili, tale obbligo vige soltanto se l'elettricità è prodotta periodicamente e se contemporaneamente il calore generato viene recuperato (art. 7). Relativamente agli edifici, i Cantoni sono tenuti a emanare disposizioni concernenti la quota massima ammissibile di energie non rinnovabili a copertura dell'approvvigionamento termico, per il riscaldamento e l'acqua calda (art. 9). La Confederazione può sostenere provvedimenti per il recupero del calore residuo, in particolare di quello delle centrali, degli impianti di incenerimento dei rifiuti, di depurazione delle acque, del settore dei servizi e dell'industria (art. 13).

3.1.2 Ordinanza sull'energia

L'ordinanza sull'energia del 7 dicembre 1998 (OEn) disciplina i dettagli relativi alla legge sull'energia. Per quanto concerne gli impianti di cogenerazione, vengono sancite, oltre alle definizioni (art. 1), le condizioni di raccordo per le energie fossili e rinnovabili. L'elettricità prodotta regolarmente attraverso lo sfruttamento del calore generato deve essere ritirata se il coefficiente di sfruttamento globale dell'elettricità generata e del calore utilizzato è almeno pari all'80 percento. Questa esigenza non si applica agli impianti di incenerimento dei rifiuti (art. 2a). Nell'ambito della OEn vengono definite anche le tariffe di rimunerazione a copertura dei costi per l'immissione in rete di energia elettrica (RIC).

3.1.3 Modelli di prescrizioni energetiche dei Cantoni (MoPEC)

Per quanto concerne la disciplina degli impianti di cogenerazione, il modello di prescrizioni energetiche dei Cantoni (MoPEC) definisce una serie di disposizioni inerenti al recupero del calore residuo nelle installazioni per la produzione di energia elettrica (art. 1.27). In linea di principio, l'esercizio d'impianti per la produzione di energia elettrica alimentati con combustibili fossili, combustibili gassosi rinnovabili o combustibili rinnovabili solidi o liquidi è ammesso soltanto a condizione che il calore residuo venga completamente utilizzato in maniera conforme allo stato della tecnica.

3.1.4 Ordinanza sulla prova del metodo di produzione e dell'origine dell'elettricità

L'ordinanza del DATEC sulla prova del metodo di produzione e dell'origine dell'elettricità del 24 novembre 2006 (ordinanza sulla garanzia di origine, OGO) stabilisce i requisiti a cui deve ottemperare la prova del metodo di produzione e dell'origine dell'elettricità (garanzia di origine). In essa non è obbligatorio specificare separatamente che si tratta di elettricità proveniente da impianti di cogenerazione.

3.2 Condizioni quadro per l'accoppiamento termo-energetico ai sensi della legge sul CO_2 riveduta

La legge sul CO_2 riveduta è stata approvata dal Parlamento il 23 dicembre 2011. In essa sono sanciti gli obiettivi di politica climatica da raggiungere entro il 2020 e le relative misure. La stesura dell'ordinanza e delle disposizioni d'esecuzione non è ancora stata completata; pertanto quanto riportato di seguito fa riferimento all'attuale stato delle conoscenze

La regolamentazione a cui deve attenersi un impianto di cogenerazione in materia di emissioni di CO_2 dipende dal volume di emissioni o dalla potenza dell'impianto.

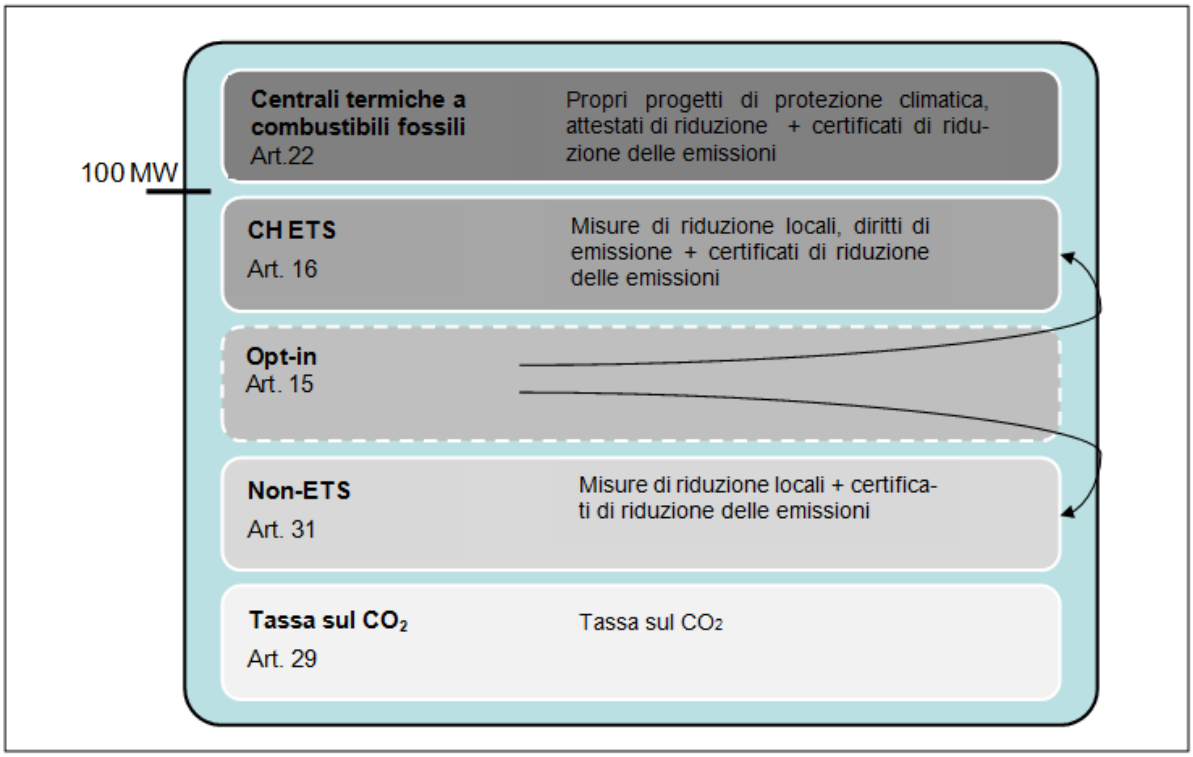

Figura 5: diversi regimi di compensazione. Gli articoli si riferiscono alla legge sul CO_2 riveduta

Gli impianti di cogenerazione con una potenza totale **superiore a 100 MW** vengono trattati come le centrali termiche a combustibili fossili destinate principalmente alla produzione di energia elettrica. Le emissioni devono essere compensate al 100 percento, ad esempio attraverso attestati di riduzione (crediti di emissione nazionali) o certificati di riduzione delle emissioni (crediti di emissione esteri da progetti CDM). La quota dei crediti esteri ammonta al massimo al 50 percento. Questi impianti sono esonerati dal pagamento della tassa sul CO_2.

Gli impianti di cogenerazione con potenza **inferiore a 100 MW** rientrano in uno dei regimi presentati nella figura 5:

- A partire da una grandezza da definirsi nel quadro dell'ordinanza sul CO_2, gli impianti e i siti devono obbligatoriamente partecipare al sistema svizzero di scambio delle quote di emissioni (CH-ETS) (art. 16 legge sul CO_2 riveduta). Per la parte termica dell'impianto vengono assegnati gratuitamente diritti di emissione (crediti di emissione nazionali che possono essere scambiati nel sistema svizzero di scambio di quote di emissioni), nella misura in cui siano necessari per un esercizio efficiente dal punto di vista dei gas ad effetto serra (benchmark). In base all'effettivo onere di emissioni, l'impianto deve acquistare i diritti di emissione nel sistema di scambio di quote di emissioni (ETS). In misura limitata possono anche essere acquistati certificati di riduzione delle emissioni. Questi impianti sono esonerati dal pagamento della tassa sul CO_2. Il Consiglio federale intende integrare il sistema svizzero di scambio di quote di emissioni (CH-ETS) nel sistema dell'UE (EU-ETS). A marzo 2011 hanno preso avvio delle trattative in merito con l'UE.. Attraverso questo linking dei sistemi di scambio di quote di emissioni si potrebbero pertanto acquistare e vendere i diritti di emissione sul mercato UE.
- Gli impianti o i siti che, in base alle loro emissioni annue di CO_2 o alla potenza, rientrano nella categoria «opt-in» (cfr. figura 5) possono scegliere se partecipare allo scambio di emissioni (art. 15 legge sul CO_2 riveduta), assoggettarsi al regime non-ETS (art. 31 legge sul CO_2 riveduta) o pagare la tassa sul CO_2. Agli impianti o ai siti che scelgono di partecipare volontariamente al sistema svizzero di scambio delle quote, si applicano le stesse regole come all'art. 16. Nel regime non-ETS, anche gli impianti, ovvero le imprese, di determinati rami economici possono essere esonerati dal pagamento della tassa sul CO_2; come contropartita essi s'impegnano verso la Confederazione a ridurre entro il 2020 le emissioni di gas ad effetto serra di una determinata quantità. Qualora l'obiettivo non venisse raggiunto, è possibile acquistare in quantità limitata certificati di riduzione delle emissioni.
- Tutti gli altri impianti sono soggetti al pagamento della tassa sul CO_2 (art. 29 legge sul CO_2 riveduta) e non possono esserne esonerati. Le emissioni di questi impianti e siti vengono regolamentate attraverso la tassa sul CO_2. Il Consiglio federale ha la possibilità di aumentare la tassa fino a 120 CHF per tonnellata di CO_2 qualora non venissero raggiunti gli obiettivi intermedi inerenti i combustibili.

Esempio: neutralità CO_2 locale di un impianto di produzione di calore

Per ridurre a livello locale le emissioni di CO_2 di un impianto di produzione di calore è possibile, anziché sostituire semplicemente la caldaia, installare un impianto di cogenerazione abbinato a una pompa di calore. Una parte dell'energia elettrica prodotta nell'impianto di cogenerazione viene destinata alla produzione termica attraverso la pompa di calore, mentre la parte restante viene immessa nella rete. Rispetto alla tecnologia di riferimento (caldaia secondo l'attuale stato della tecnica) e a fronte di una produzione termica invariata, il sistema combinato della figura 6 emette la stessa quantità di CO_2, ma al contempo produce energia elettrica supplementare. Se viene aumentata la quota di elettricità utilizzata per il funzionamento della pompa di calore, rispetto al sistema di riferimento è possibile persino una riduzione delle emissioni di CO_2. [3,4]

[3] Schärer H.-U. 2007.
[4] Piot M. / Phillips R. / Bachiesl U. 2010.

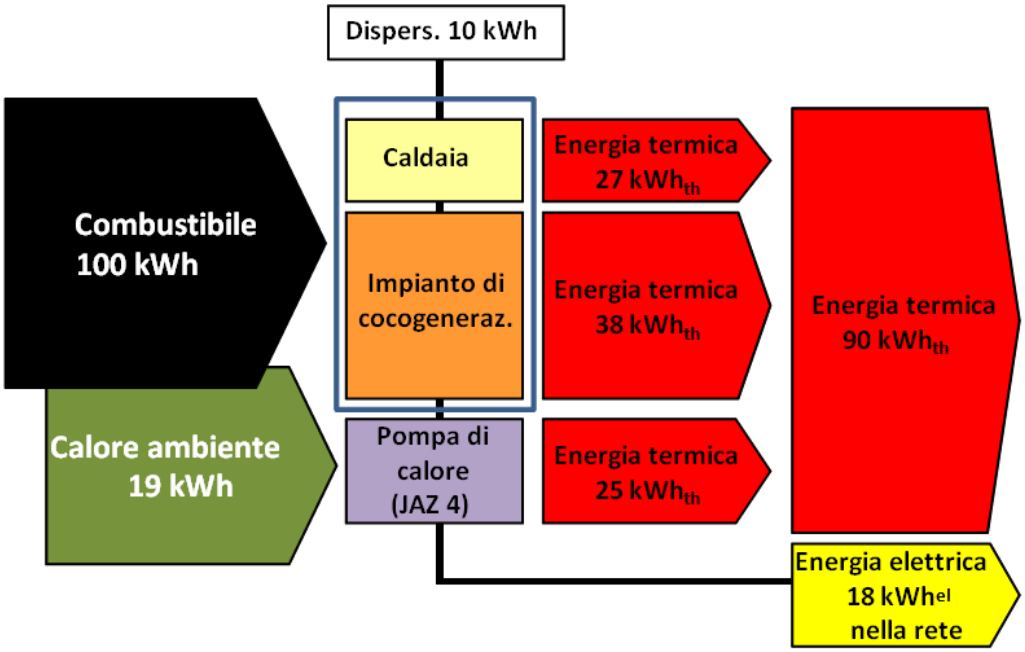

Figura 6: sistema bivalente di cogenerazione neutrale rispetto alle emissioni di CO_2 con pompa di calore (con un coefficiente di lavoro annuo[5] di 4) e un bilancio CO_2 «neutrale» (rispetto a una caldaia a gas) in sostituzione della caldaia e con immissione dell'energia elettrica nella rete

Oltre alla combinazione tra un impianto di cogenerazione e una pompa di calore sono ipotizzabili anche altre misure di riduzione, ad es. l'utilizzo di biogas anziché di gas naturale ecc.

3.3 Condizioni quadro per l'accoppiamento termo-energetico in materia di inquinamento atmosferico

Gli impianti di cogenerazione soggiacciono all'ordinanza del 16 dicembre 1985 contro l'inquinamento atmosferico (OIAt). Essa obbliga i gestori a rispettare i valori limite di emissione stabiliti per una serie di gas che si sprigionano durante la combustione (espressi in mg/m^3). Le principali sostanze nocive contemplate dall'ordinanza sono gli ossidi d'azoto (NOx) e il monossido di carbonio (CO). Le soglie massime sono pari, a seconda del carburante, a 400 o 250 mg/m^3 per i NOx e a 650 mg/m^3 per il CO.

Sebbene le emissioni di NOx siano in calo dagli anni Ottanta, i valori limite vengono regolarmente superati, soprattutto in città e a bordo strada. Le emissioni di CO, pericolose per la salute dell'uomo, hanno raggiunto il loro apice a metà degli anni Settanta. Con il passare del tempo, tuttavia, esse si sono ridotte a meno di un terzo dei valori dell'epoca.

Alcuni Cantoni, ad es. Zurigo, incentivano la produzione di calore e corrente elettrica da impianti di cogenerazione a gas naturale attraverso contributi agevolati per l'immissione in rete dell'elettricità. In questi Cantoni, i valori limite di emissione sono nettamente inferiori a quelli previsti dalla OIAt (a Zurigo, ad esempio, le emissioni di NOx devono essere inferiori a 50mg/m^3). Per rispettare limiti di emissione inferiori a 100 mg/m^3 per CO e NOx occorre installare appositi sistemi per il trattamento dei gas di scarico, come filtri o catalizzatori.

[5] Il annuale coefficiente di lavoro annuo indica il rapporto tra l'energia per il riscaldamento ceduta nel corso dell'anno e l'energia elettrica assorbita, per cui è un indice dell'efficienza media di una pompa di calore nell'arco dei 12 mesi. Visto che la temperatura della sorgente termica per la pompa di calore varia nel corso dell'anno, il tempo di lavoro annuale non può essere misurato in ogni momento come l'efficienza, bensì deve essere determinato a cadenza annuale.

4. Possibilità d'impiego e redditività

4.1 Possibilità d'impiego degli impianti di cogenerazione

Grazie al recupero del calore, gli impianti di cogenerazione si addicono soprattutto ad applicazioni decentralizzate, ad esempio all'impiego in ambito industriale e nelle reti di riscaldamento residenziali. Gli impianti di cogenerazione a motore (centrali termoelettriche a blocco, CTEB) sono generalmente alimentati a gas.

Gli impianti di microcogenerazione (1-20 kW) sono indicati per gli edifici senza reti di riscaldamento esterne. In genere sono dimensionati in funzione del carico termico di base, per cui necessitano di una caldaia supplementare ai fini della produzione di calore nei momenti di punte. Gli impianti da 20-100 kW sono ideali per alimentare immobili residenziali e amministrativi di grandi dimensioni. Le classi di potenza superiori, fino a circa 5 MW, sono invece destinate ad applicazioni industriali o quartieri con utenze energivore o reti di riscaldamento. Le centrali termoelettriche a blocco possono essere alimentate, oltre che a carburante e gas naturale, anche a biogas e gas di depurazione purificati.

Le turbine a gas con generazione termo-elettrica accoppiata hanno una potenza che può variare da circa 1 MW a svariate centinaia di MW, con dimensioni da centrale. Da alcuni anni, si stanno studiando progetti miranti a ridurre le dimensioni delle turbine a gas fino a potenze inferiori a 100 kW circa (microturbine a gas). Grazie alla loro flessibilità di regolazione, le turbine a gas possono essere utilizzate come impianti di produzione di corrente di picco, ad esempio nell'industria. Per quanto riguarda le reti di teleriscaldamento, per alimentarne una di medie dimensioni si addicono le centrali a gas (pure turbine a gas e centrali a ciclo combinato) a partire dai 10 MW, mentre per quelle di grandi dimensioni occorre una potenza di almeno 30 MW circa. In questi casi, la maggior parte dell'energia elettrica prodotta confluisce direttamente nella rete. In presenza di utenze energivore o di reti di teleriscaldamento, il calore può essere prelevato anche da centrali di grossa taglia, il cui rendimento elettrico - in questo caso - diminuisce.

Alcuni esperti attribuiscono un grande potenziale alle celle a combustibile. In particolare, la loro tecnologia viene considerata la chiave di volta per il passaggio a un sistema basato, come vettore energetico, su idrogeno prodotto possibilmente senza l'uso di carbonio. I coefficienti di efficienza energetica previsti sono elevati, dal momento che la cella a combustibile produce elettricità direttamente da processi elettrochimici. A livello di combustibile, inizialmente si presume l'utilizzo di gas naturale o metanolo.

4.2 Tipi di funzionamento

Se la potenza d'uscita di un impianto di cogenerazione (in questo caso una CTEB) si basa sul fabbisogno termico locale, si parla di centrale termoelettrica a blocco *pilotata dal calore*. Ai fini della regolazione della potenza termica, negli impianti a configurazione modulare i singoli gruppi vengono accesi o spenti in funzione delle esigenze. In presenza di un solo gruppo, si riduce di conseguenza la sua potenza d'uscita. La corrente elettrica prodotta da tali impianti viene possibilmente destinata al consumo privato, mentre l'eccedenza viene immessa nella rete pubblica e remunerata alle tariffe in vigore.

In caso di centrale termoelettrica a blocco *pilotata dalla corrente*, la potenza d'uscita si basa sul fabbisogno di energia elettrica. Il calore non recuperabile viene temporaneamente immagazzinato in un

accumulatore di calore, ai fini di un utilizzo successivo, oppure rilasciato nell'ambiente circostante come calore residuo attraverso un raffreddatore d'emergenza. In tal caso, tuttavia, si riduce il rendimento.

Qualora il livello di potenza sia prestabilito per più impianti da un ente centrale, si parla di CTEB *pilotata dalla rete*. In tal caso, l'ente centrale ottimizza il piano di utilizzo dei gruppi di cogenerazione a livello dell'intero sistema sulla base di eventuali vincoli economici, come ad esempio di contratti collettivi per il ritiro del gas e della corrente residui. La gestione della rete rappresenta quindi l'idea di fondo di una centrale virtuale.

Nelle reti di teleriscaldamento si ricorre spesso a *sistemi termici bivalenti*. La figura seguente illustra un modello di interazione relativo a un sistema termico bivalente, in cui l'impianto di cogenerazione è accoppiato a una caldaia. Per produrre acqua calda e calore fino a una potenza di 300 kW, l'impianto di cogenerazione funziona in modalità pilotata dal calore. Qualora si superi la potenza termica necessaria di 300 kW, per 3200 ore all'anno viene messa in esercizio anche una caldaia. Attualmente la maggior parte degli impianti funziona come sistema bivalente, ossia in combinazione con una caldaia.

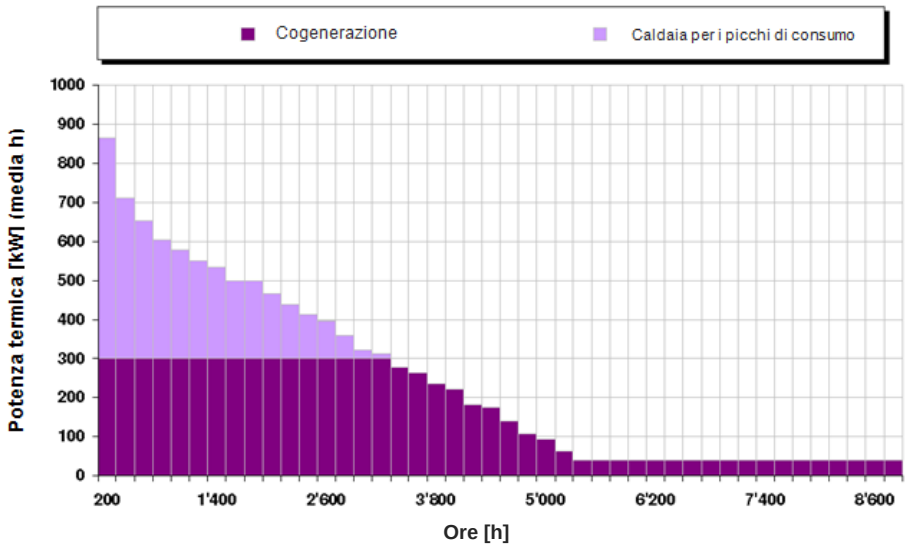

Figura 7: copertura, in percentuale, di calore del carico di base (mediante cogenerazione) e caldaia in un impianto a configurazione ottimizzata dal punto di vista economico. Rappresentazione in base alla frequenza cumulata del fabbisogno di potenza termica di un impianto con riscaldamento e acqua calda.¨

4.3 Redditività degli impianti di cogenerazione

La cessione di calore è fondamentale per la redditività di un impianto. Secondo le ultime stime, la domanda di energia termica è destinata a lungo termine a diminuire in tutta la Svizzera.[6] Attualmente i piccoli impianti a servizio di singoli immobili sono competitivi soltanto a fronte di un numero elevato di ore a pieno regime e qualora la corrente elettrica prodotta sostituisca il prelievo dalla rete. La difficoltà a essere redditizi è dovuta, oltre che agli ingenti costi d'investimento, al fatto che il combustibile deve essere perlopiù acquistato alle condizioni applicate alle economie domestiche e che non esiste una regolamentazione favorevole per l'immissione nella rete della corrente prodotta. Per le classi di poten-

[6] UFE 2001b. L'affermazione è valida per tutti gli scenari calcolati.

za maggiori, i costi d'investimento specifici e le condizioni di acquisto del combustibile sono notevolmente migliori.

Sul piano metodologico, i costi di produzione degli impianti di cogenerazione si calcolano in base agli oneri d'investimento (costo del modulo e spese per il necessario accumulatore di calore, incluso allacciamento all'infrastruttura elettrica e termica), ai costi d'esercizio fissi e variabili e ai costi del combustibile. Il metodo di calcolo applica i medesimi principi di economia generale (ammortamento nell'arco della vita utile del cespite, tasso d'interesse economico a lungo termine) utilizzati per le centrali convenzionali.

Per quanto concerne i costi di produzione dell'energia elettrica degli impianti di cogenerazione, si può affermare quanto segue:[7]

- All'interno di una classe tecnologica (motori, turbine a gas, celle a combustibile), in genere i costi d'investimento specifici sono superiori nei range di potenza minori rispetto a quelli previsti per le classi di potenza più elevate. Per ogni tecnologia è possibile realizzare ulteriori riduzioni dei costi. Esse non solo dipendono dal tipo di tecnologia, ma possono anche variare profondamente in funzione dei casi. Per quanto riguarda le tecnologie relativamente nuove (ad es. microturbine a gas), presupponendo una cessione crescente dell'energia ci si attende che gli effetti prodotti dalla curva di apprendimento siano di gran lunga più evidenti rispetto a quelli previsti per le tecnologie convenzionali (ad es. motori a gas).
- In campo industriale, gli impianti di cogenerazione risultano pertanto particolarmente interessanti se sono in grado di cedere calore tutto l'anno, possibilmente in maniera costante. Ciò, infatti, consente di ridurre i (costosi) prelievi di corrente dalla rete elettrica nei momenti di picco. Inoltre, più il numero di ore d'esercizio all'anno è elevato, minori sono i costi di produzione dell'energia elettrica.
- I prezzi del gas sono, come per le centrali a gas a ciclo combinato, un fattore importante che influisce sui costi di produzione energetica degli impianti di cogenerazione a vettori fossili. Per le applicazioni industriali, i grandi immobili a uso amministrativo e la produzione di teleriscaldamento, si può presupporre che il combustibile venga venduto ai prezzi relativamente ridotti riservati agli utenti industriali. Per le classi di potenza inferiori, utilizzate nelle abitazioni private e in singoli immobili di piccole dimensioni, bisogna fare i conti con prezzi del gas soggetti alle tariffe per le economie domestiche. Per entrambe le classi di utenza, si può presumere che i prezzi del gas siano superiori a quelli di una centrale a ciclo combinato. Attualmente i grandi consumatori del settore elettrico hanno perlopiù stipulato contratti ad hoc per il ritiro del gas a condizioni relativamente convenienti.
- Va considerato che, a seconda dei casi, i costi di produzione sono in concorrenza tra loro in funzione dei sistemi e delle strutture di costi: se nel settore residenziale e amministrativo gli impianti sono dimensionati principalmente per coprire il fabbisogno elettrico privato e quindi consentono di evitare il prelievo dalla rete a prezzi al consumo, l'investitore sarà disposto ad accettare costi di produzione più elevati rispetto all'eventualità di un'immissione nella rete a tariffe non regolamentate o della distribuzione in una rete interna.

La figura 8 illustra la correlazione tra i costi di produzione dell'energia elettrica, le ore di funzionamento a pieno regime all'anno e le dimensioni dell'impianto. In caso di funzionamento bivalente; di norma il numero di ore d'esercizio a pieno regime è pari a 3200. In funzione delle dimensioni dell'impianto, i costi di produzione dell'energia elettrica variano dai 15 ai 22 ct./kWh. In caso di un impianto industriale che può effettuare fino a 8600 ore d'esercizio all'anno, le dimensioni dell'impianto rivestono un'importanza secondaria. I costi di produzione dell'energia elettrica si aggirano nella fattispecie intorno ai 12 ct./kWh. Nel grafico non sono rappresentati gli impianti di microcogenerazione, i cui costi di

[7] Prognos 2007.

produzione superano di gran lunga quelli degli impianti di cogenerazione illustrati (dai 30 ai 50 ct./kWh).

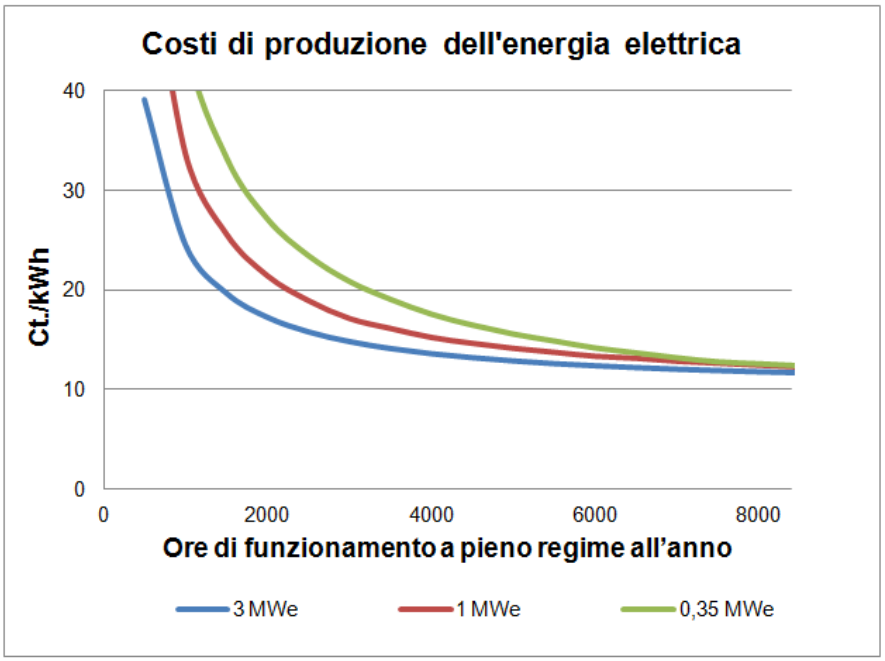

Figura 8: costi di produzione dell'energia elettrica degli impianti di cogenerazione in funzione delle ore d'esercizio annue e delle dimensioni dell'impianto, considerate le seguenti ipotesi: costi d'investimento: dagli 800 ai 1500 franchi per kW_e,
prezzo del gas: 7 ct./kWh, ricavi dalla cessione del calore: dai 9 agli 11 ct./kWh, tassa sul CO_2: 60 franchi per tonnellata di CO_2.
Fonte: UFE

4.4 Costi di produzione nelle Prospettive energetiche

Nelle Prospettive energetiche attuali (2012), Prognos indica per gli impianti di cogenerazione un costo di produzione compreso tra 22 e 47 ct./kWh_e. Tali valori non sono del tutto allineati a quelli del presente rapporto. Prognos si concentra sull'incremento del numero di impianti di cogenerazione di piccola taglia, tendenzialmente costosi, per i quali tutti gli scenari prevedono incentivi specifici. Nei costi di produzione di 22-47 ct./kWh_e, inoltre, non sono compresi i ricavi derivanti dalla cessione del calore.[8]

[8] Tali ricavi vengono considerati soltanto in fase di modellizzazione dell'approvvigionamento elettrico.

5. Cogenerazione e centrali a gas a ciclo combinato: raffronti a livello di sistema con le pompe di calore

Nel corso degli ultimi anni, l'utilizzo delle pompe di calore è costantemente aumentato. Da un lato, gli immobili di nuova costruzione vengono spesso dotati di questa tecnologia, dall'altro nelle ristrutturazioni si assiste di frequente alla sostituzione dei vecchi sistemi di riscaldamento con pompe di calore.

Le pompe di calore consumano energia elettrica. Considerato il fatto che, durante la stagione fredda, la produzione di energia idroelettrica e solare è limitata, ci si pone la questione di come produrre nella maniera più efficiente possibile (dal punto di vista dell'energia primaria consumata) il calore necessario al riscaldamento degli spazi. L'energia elettrica indispensabile per il funzionamento delle pompe di calore dovrebbe preferibilmente provenire da impianti a ciclo combinato centralizzati oppure da sistemi di cogenerazione decentralizzati? E come si comportano questi due sistemi rispetto a una caldaia convenzionale?

Questo capitolo esamina la questione mettendo a confronto tre diversi sistemi. A tale proposito, è importante considerare con attenzione i perimetri dei sistemi e l'orizzonte temporale dei singoli studi. A seconda della loro definizione, infatti, i risultati variano considerevolmente.

5.1 Prospettive energetiche

Nell'ambito delle Prospettive energetiche, è stato calcolato anche l'impatto previsto di diverse varianti di approvvigionamento sulle emissioni di CO_2. La tabella 2 illustra gli esiti rilevanti per le attività nel quadro della strategia energetica 2050.[9]

Tabella 2: emissioni di CO_2, escluso il consumo proprio delle raffinerie (in milioni di tonnellate), nello scenario «Misure politiche» e nelle due varianti di approvvigionamento C&E (ciclo combinato gas-vapore centralizzato più rinnovabili) e C&D&E (ciclo combinato gas-vapore più cogenerazione decentralizzata più rinnovabili)

		2000	2010	2035	2050
CC centralizzato più rinnovabili	7.2 TWh_e/a CC 3.45 TWh_e/a COG	40.8	41.5	27.3	19.6
CC centralizzato più COG decentralizzata più rinnovabili	1.43 TWh_e/a CC 11.24 TWh_e/a COG	40.8	41.5	26.8	19.4

Nel 2050 le emissioni globali di CO_2 collegate all'energia saranno pari a 19.4 milioni di tonnellate per la variante con impianti a ciclo combinato gas-vapore, impianti di cogenerazione decentralizzati e rinnovabili, e a 19.6 milioni di tonnellate per la variante con impianti a ciclo combinato gas-vapore centralizzati più rinnovabili. Entro il 2050, la quota di energie rinnovabili sulla produzione elettrica totale aumenterà, in entrambe le varianti, a 24.25 TWh. Nel 2035 la differenza tra i due scenari in termini di

[9] UFE 2011a.

emissioni di CO_2 sarà pari a circa 0.5 milioni di tonnellate. Considerata la crescita delle rinnovabili attesa fino al 2050, tale differenza scende a 0.2 milioni di tonnellate. Ne deriva che la variante con impianti di cogenerazione decentralizzati è più efficiente, a livello di energia primaria fossile (o di emissioni di CO_2) rispetto alla variante con prevalenza di impianti a ciclo combinato gas-vapore.

5.2 Studio Hubacher

Nell'ambito di uno studio condotto nel 2006 in merito alle pompe di calore di grossa taglia, si è proceduto anche a un confronto a livello di sistemi di riscaldamento tra una caldaia (benchmark) e le combinazioni «Ciclo combinato gas-vapore più pompe di calore» e «CTEB più pompe di calore», evidenziando la possibile riduzione dell'impronta di CO_2 in funzione del coefficiente di lavoro annuo.[10] Dall'analisi si evince che la riduzione delle emissioni di CO_2 è molto simile nelle due combinazioni a partire da un coefficiente di lavoro annuo di 2.5.

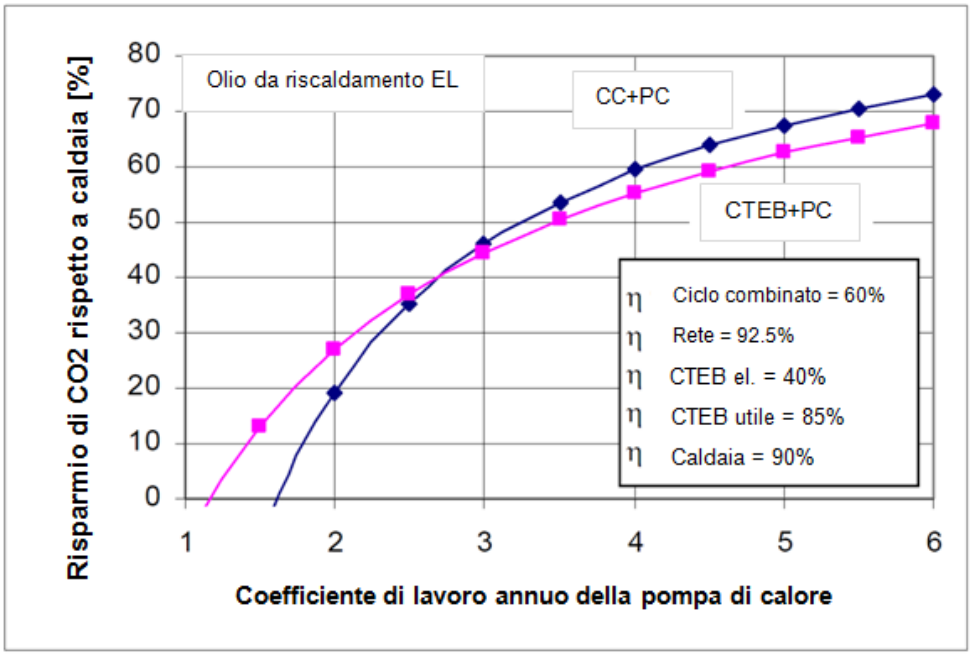

Figura 9: correlazione tra il coefficiente di lavoro annuo della pompa di calore e il risparmio di CO_2 nelle combinazioni ciclo combinato+pompa di calore e CTEB+pompa di calore (accoppiamento elettrico)

5.3 Studio awtec

In uno studio condotto nel 2012 per conto di BKW, awtec ha messo a confronto tre sistemi in materia di efficienza energetica, redditività ed emissioni di CO_2.[11]

Secondo questo studio, da un chilowattora (kWh) di energia primaria fossile si producono 0.98 kWh - indipendentemente dal sistema. Il primo sistema analizzato è una caldaia a gas con un'efficienza del 98 percento. Il secondo sistema è un mix di ciclo combinato gas-vapore e pompa di calore, in cui

[10] Per i dettagli relativi alla metodologia e agli impianti analizzati, cfr. Hubacher Engineering 2006: 9 segg. Per quanto riguarda la definizione di coefficiente di lavoro annuo, cfr. nota a piè pagina 5.
[11] Per i dettagli relativi alla metodologia e alle ipotesi, cfr. awtec 2012: 14 segg.

l'efficienza massima della centrale a ciclo combinato è pari al 58 percento. Parte della corrente elettrica generata dalla centrale a ciclo combinato (7.5 percento) viene utilizzata per alimentare la pompa di calore. Quest'ultima produce, ipotizzando un coefficiente di lavoro annuo pari a 4, 0.98 kWh come la caldaia a gas tradizionale. Rimangono 0.32 kWh da utilizzare per altre applicazioni. Il terzo sistema è una combinazione tra cogenerazione e pompa di calore. L'impianto di cogenerazione di questo sistema ha un'efficienza del 26 percento. Il 2.5 percento dell'elettricità prodotta viene utilizzato per alimentare la pompa di calore (coefficiente di lavoro annuo pari a 4). Quest'ultima genera 0.98 kWh di calore, come negli altri sistemi. Considerato il fatto che l'impianto di cogenerazione produce anche calore per la rete di teleriscaldamento, si perde un ulteriore 10 percento, il che comporta un saldo di 0.16 kWh di energia elettrica.

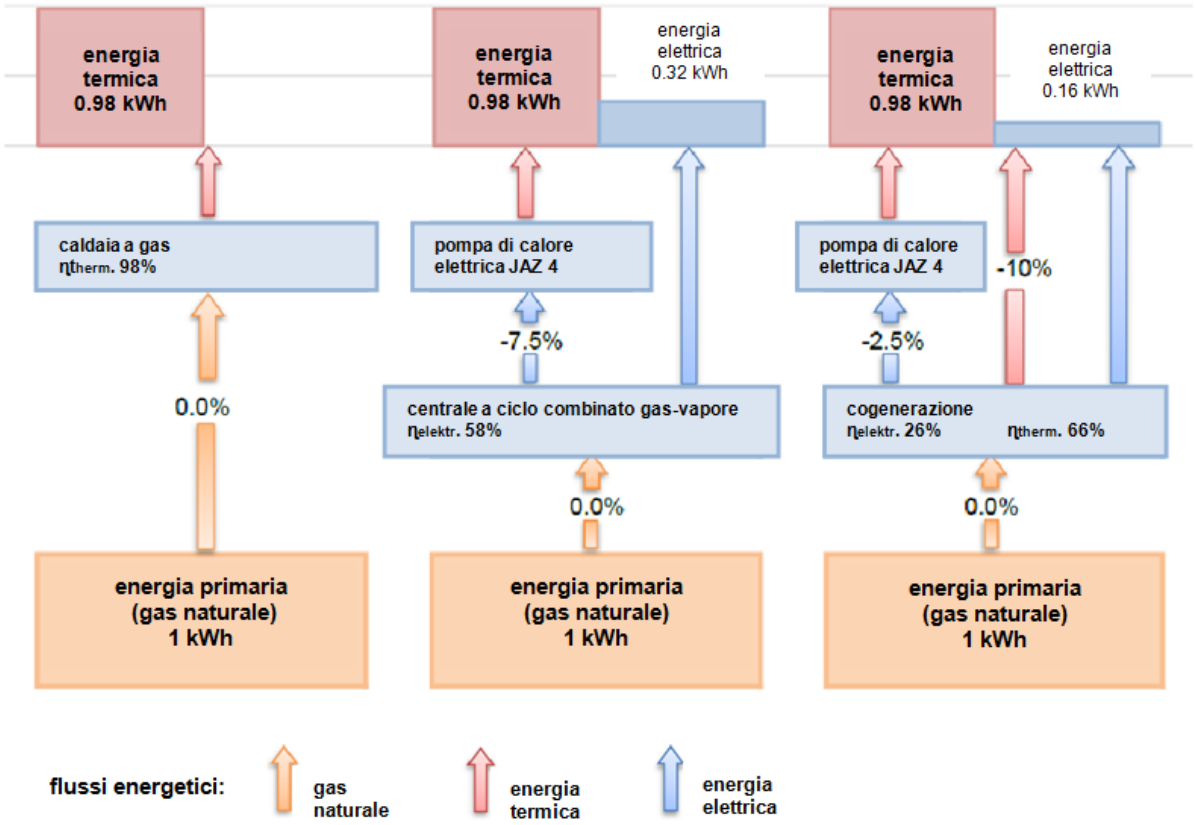

Figura 10: flussi energetici (energia termica ed elettrica) di tre diversi sistemi di produzione dell'energia (a sinistra: caldaia a gas, in centro: ciclo combinato e pompa di calore, a destra: cogenerazione e pompa di calore). Dall'energia primaria utilizzata si produce sempre la stessa quantità di calore. La maggiore efficienza degli impianti a ciclo combinato e di cogenerazione consente anche di produrre energia elettrica.[12]

[12] Studio awtec 2012:4.

5.4 Discussione

I risultati dello studio awtec mostrano chiaramente quanto la definizione dei sistemi sia importante. Il coefficiente di lavoro annuo ipotizzato per la pompa di calore utilizzata nel sistema, infatti, ha un ruolo determinante. Nei calcoli summenzionati, esso è pari a 4. Secondo la statistica sulle pompe di calore del 2007, il coefficiente di lavoro annuo annuale è compreso tra 3 e 4 in funzione dell'anno di fabbricazione, con una media di 3.15 equivalente all'anno di costruzione 1998/1999. Negli ultimi anni, i coefficienti di lavoro annui si sono fermati a quota 3.3. Alle condizioni odierne, non esiste un coefficiente di lavoro annuo compreso tra 3.5 e 4.[13] A ciò si aggiunge il fatto che il 26 percento di rendimento per l'impianto di cogenerazione è una stima piuttosto pessimistica, dal momento che già i motori a gas di piccole dimensioni raggiungono un rendimento del 28-40 percento.

Ciò significa, come dimostrano gli studi awtec e Hubacher, che a seconda del coefficiente di lavoro annuo della pompa di calore e del rendimento dell'impianto di cogenerazione, il confronto a livello di energia primaria fossile risulta leggermente più favorevole o alla cogenerazione o al ciclo combinato gas-vapore.

Dagli studi emerge inoltre che, dal punto di vista energetico, le pompe di calore sono da preferirsi alle caldaie anche nel caso in cui l'elettricità destinata al funzionamento delle pompe di calore dovesse provenire da centrali termiche a combustibili fossili (a ciclo combinato o di cogenerazione).

[13] Hubacher Engineering 2006.

6. Stima del potenziale tecnico-economico

6.1 Definizioni di potenziale

Per quanto concerne la cogenerazione, occorre adeguare la definizione corrente di potenziale, in particolare quella utilizzata per le energie rinnovabili. Rispetto a queste ultime, il potenziale della cogenerazione dipende non tanto dall'offerta quanto dalla domanda (di calore). All'interno del presente rapporto vengono proposte le seguenti definizioni:[14]

Il *potenziale teorico* indica la domanda complessiva di calore (per il riscaldamento e per l'energia termica di processo) che può essere soddisfatta dagli impianti di cogenerazione. A tale proposito, occorre partire dal presupposto che la domanda di calore per il riscaldamento tenderà a diminuire per effetto del migliore isolamento termico degli edifici, mentre quella di energia termica di processo rimarrà tendenzialmente stabile.

Il *potenziale tecnico* è una porzione del potenziale teorico. Esso comprende la domanda di calore che può essere soddisfatta in funzione delle restrizioni di natura tecnica e giuridica (vincoli ambientali) e delle previsioni di crescita delle energie rinnovabili (legno, biogas, rifiuti, pompe di calore, solare termico). Più aumenta la quota di energie rinnovabili impiegata nella produzione di calore, minore è il potenziale tecnico relativo all'energia termica prodotta da impianti di cogenerazione. Vi è quindi una situazione di concorrenza tra la cogenerazione a combustibili fossili e l'aumento del calore rinnovabile.

Il *potenziale economicamente realizzabile* (in breve: *potenziale realizzabile)* è una porzione del potenziale tecnico. Su di esso impattano fattori sia di natura macroeconomica che di tipo economico-aziendale. Decisivo, inoltre, è il quadro giuridico in materia di politica energetica, nello specifico la promozione delle energie rinnovabili e della cogenerazione (focus ed entità della promozione). Anche i vincoli posti dalla politica climatica rivestono un'importanza cruciale (regime di CO_2, trattamento della cogenerazione).

Il potenziale economicamente realizzabile è interessante soprattutto nell'ottica dello sviluppo della cogenerazione. Visto che gli impianti di cogenerazione non hanno alcun impatto sul paesaggio o sulla natura, i concetti di potenziale sociale e potenziale ecologico non hanno alcuna rilevanza. Non va dimenticato, tuttavia, che gli impianti di cogenerazione a vettori fossili devono fare i conti con determinate resistenze a livello di protezione del clima e sicurezza dell'approvvigionamento. Qui di seguito vengono brevemente illustrati tre diversi metodi per il calcolo del potenziale tecnico e realizzabile della cogenerazione.

6.2 Determinazione del potenziale in base alla domanda di calore per il riscaldamento e di energia termica di processo

Un fattore importante per la determinazione del potenziale della cogenerazione è la domanda di calore per il riscaldamento e di energia termica di processo. L'approccio seguente utilizza i valori indicati nelle Prospettive energetiche, ma è stato sviluppato indipendentemente da esse. La tabella 3 illustra l'andamento dei consumi secondo lo scenario delle Prospettive energetiche aggiornate, alla base della strategia energetica 2050. Nello scenario «Misure politiche», la domanda di calore per il riscaldamento degli edifici si ridurrà dagli odierni 300 PJ circa a poco più di 140 PJ nel 2050. Al contrario,

[14] In letteratura si utilizzano spesso altre definizioni di potenziale (ad es. nell'excursus sulla cogenerazione nell'ambito delle Prospettive energetiche di Prognos).

l'energia termica di processo calerà in misura irrisoria dagli attuali 100 PJ a 70 PJ nel 2050. Da ciò si evince che il potenziale a lungo termine della cogenerazione risiede prevalentemente negli impianti industriali. A livello nazionale, quindi, nel 2050 il potenziale termico teorico sarà pari a 210 PJ (140 PJ + 70 PJ). Considerando un rendimento elettrico medio di un impianto di cogenerazione pari al 33 percento (un terzo elettricità, due terzi calore), per la produzione di energia elettrica si ricava un potenziale teorico di circa 105 PJ o 29 TWh.

Tabella 3: consumo energetico finale in PJ in funzione dell'utilizzo, scenari «Nessuna variazione» (NV), «Misure politiche» (MP) e «Nuova politica energetica» (NPE)

Utilizzo	2000	2010	2020			2035			2050		
			NV	MP	NPE	NV	MP	NPE	NV	MP	NPE
Calore per il riscaldamento di edifici	271	302	261	256	250	215	193	165	175	141	108
Acqua calda	45	46	48	48	45	48	46	42	48	46	39
Energia termica di processo	92	99	96	94	89	85	80	68	76	70	56
Illuminazione	25	27	24	23	21	23	20	15	23	18	11
Climatizzazione, aerazione e domotica	19	22	28	26	24	37	33	27	51	44	38
Informazione e comunicazione, mezzi d'intrattenimento	8	10	11	10	10	12	10	9	13	11	8
Motori, processi	67	74	75	71	74	76	67	64	80	68	59
Mobilità interna	239	250	230	224	207	194	174	143	177	150	116
Altro	11	13	15	14	14	16	16	15	17	17	16
Totale consumo energetico finale	**777**	**841**	**788**	**767**	**734**	**706**	**639**	**549**	**658**	**565**	**451**

Da questo potenziale termico teorico occorre dedurre il contributo previsto delle energie rinnovabili all'approvvigionamento di calore. La figura 11 illustra l'andamento delle energie rinnovabili (senza considerare le energie rinnovabili in ambito elettrico). Tolti i biocarburanti, il solare termico (per l'acqua calda) e l'idrogeno, rimane un contributo di 80 PJ. Il potenziale tecnico relativo al calore prodotto da impianti di cogenerazione è quindi pari a soli 130 PJ (210 PJ - 80 PJ). Da ciò si ricava un potenziale tecnico per la produzione di energia elettrica pari a circa 65 PJ o 18 TWh.

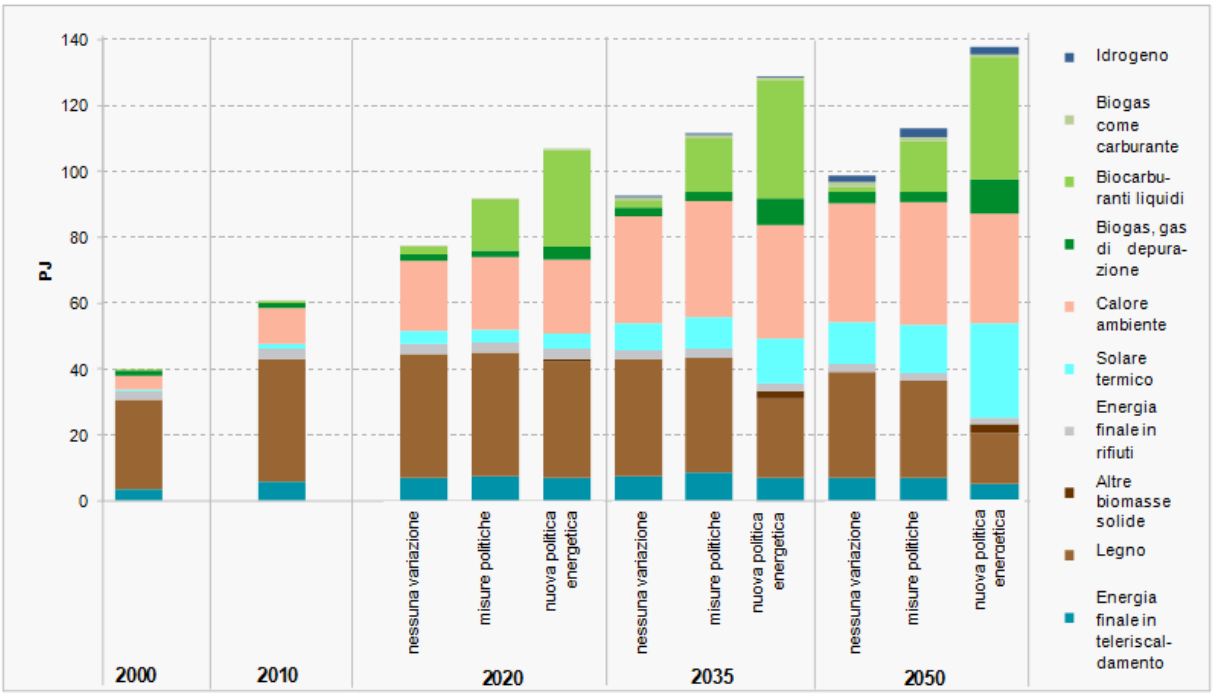

Figura 11: domanda energetica finale di fonti rinnovabili, scenari «Nessuna variazione», «Misure politiche» e «Nuova politica energetica», in PJ (fonte: Prognos, 2012)

6.3 Determinazione del potenziale in base a un'analisi GIS e a un'estrapolazione

Nel 2011 l'UFE ha incaricato lo studio tecnico Eicher+Pauli di effettuare un'analisi del potenziale tecnico e realizzabile della cogenerazione.[15] A tal fine, Eicher+Pauli ha utilizzato un tool informatico (GIS) in grado di rappresentare la densità di calore (calore per il riscaldamento di ambienti e energia termica di processo in ambito industriale) sull'intero territorio nazionale (cosiddetto approccio top-down), da cui è possibile ricavare il potenziale tecnico. Per quanto riguarda il potenziale realizzabile, invece, Eicher+Pauli ha adottato un approccio bottom-up, selezionando tre regioni pilota ed estrapolandone il valore per la Svizzera. In entrambi i metodi si è tenuto conto della concorrenza rispetto alle energie rinnovabili. Lo studio, inoltre, parte dal presupposto che i nuovi impianti di cogenerazione vengano realizzati soltanto in sostituzione delle caldaie esistenti e che il fabbisogno termico fino al 2035 si ridurrà grazie al miglior isolamento degli edifici.

La figura 14 in basso illustra il potenziale tecnico e realizzabile per la produzione di energia elettrica da impianti di cogenerazione sulla base dei due metodi di calcolo (top-down con GIS per l'intero territorio nazionale e bottom-up attraverso l'estrapolazione delle regioni pilota). Il potenziale tecnico così calcolato è pari a 10 TWh/a (top-down), mentre quello realizzabile ammonta a 6 TWh/a (bottom-up). Entrambi i valori sono realistici a condizione che i costi di produzione dell'energia elettrica non superino i 16 ct./kWh.

[15] Eicher+Pauli 2011.

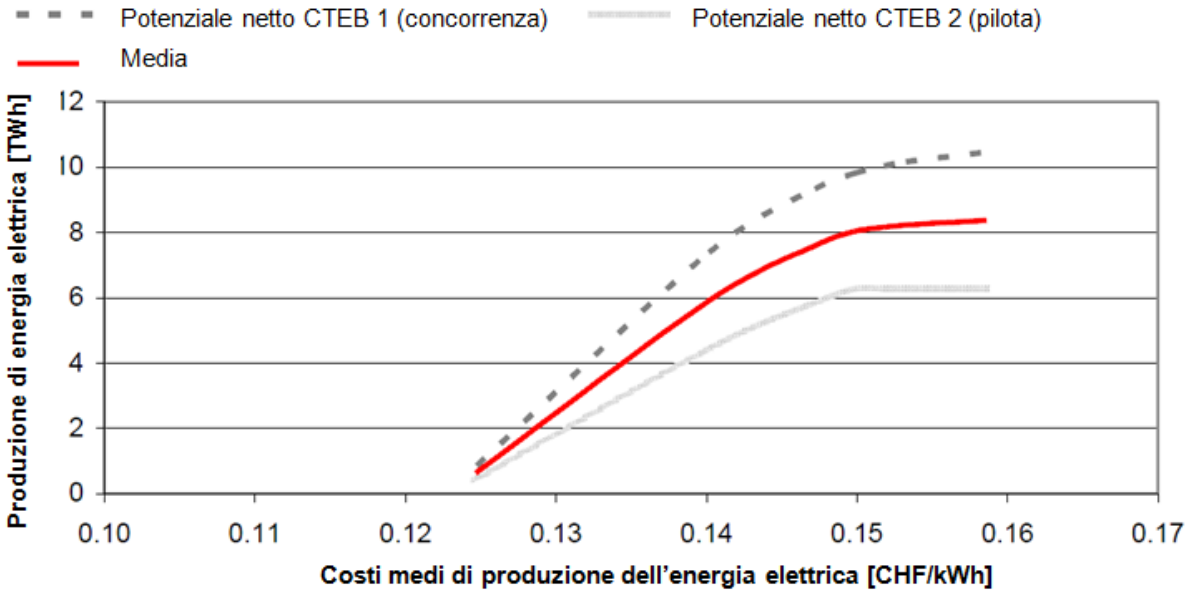

Figura 12: potenziale tecnico e realizzabile per la produzione di energia elettrica con impianti di cogenerazione. Il potenziale netto CTEB 1 (concorrenza) equivale al potenziale tecnico calcolato sulla scorta della densità di calore a livello nazionale (metodo GIS), mentre il potenziale netto CTEB 2 (pilota) corrisponde al potenziale realizzabile calcolato attraverso l'estrapolazione della densità termica in tre regioni pilota.

6.4 Rappresentazione del potenziale mediante le curve dei costi marginali

In uno studio PSI del 2001, la domanda di calore dell'intero patrimonio immobiliare svizzero è stata suddivisa in diverse categorie di grandezza e il potenziale in termini di produzione elettrica è stato rappresentato attraverso una curva dei costi marginali. La figura 13 illustra il fabbisogno di calore in funzione delle dimensioni dell'immobile. Si distingue tra edifici di nuova realizzazione e ristrutturazioni.

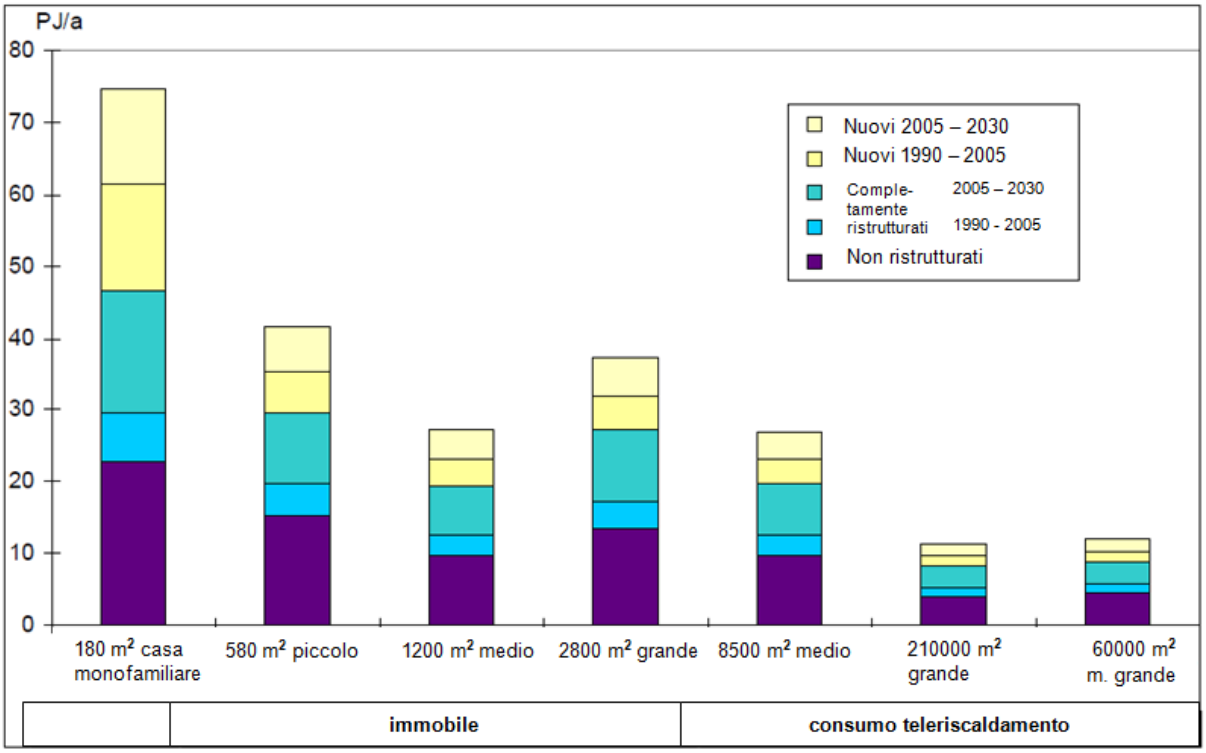

Figura 13: fabbisogno di calore per il riscaldamento di edifici a livello nazionale nelle differenti categorie di immobili. Classificazione conforme alle Prospettive energetiche UFE 2035 del 1996.[16]

Sulla base di queste categorie di immobili, il PSI ha tracciato una curva dei costi marginali relativi alla produzione di energia elettrica. La figura 14 evidenzia il potenziale tecnico (curve tratteggiate di colore marrone) e quello realizzabile (curve in grassetto di colore blu) degli impianti di cogenerazione in due diversi scenari (costi elevati/ridotti per gli impianti di cogenerazione). A livello di potenziale realizzabile, si riconosce chiaramente l'incremento dei costi marginali a mano a mano che aumenta il potenziale sfruttato. Lo studio ipotizza un potenziale tecnico di circa 17 TWh_e e un potenziale massimo realizzabile di 11.5 TWh_e in caso di aumento del prezzo dell'elettricità fino a 30 ct./kWh. In funzione dello scenario, a fronte di un costo di produzione dell'energia elettrica di 15 ct./kWh è possibile realizzare un potenziale compreso tra gli 8 e i 10 TWh_e, fermo restando che 3 TWh_e s'intendono già realizzati.

[16] PSI 2001.

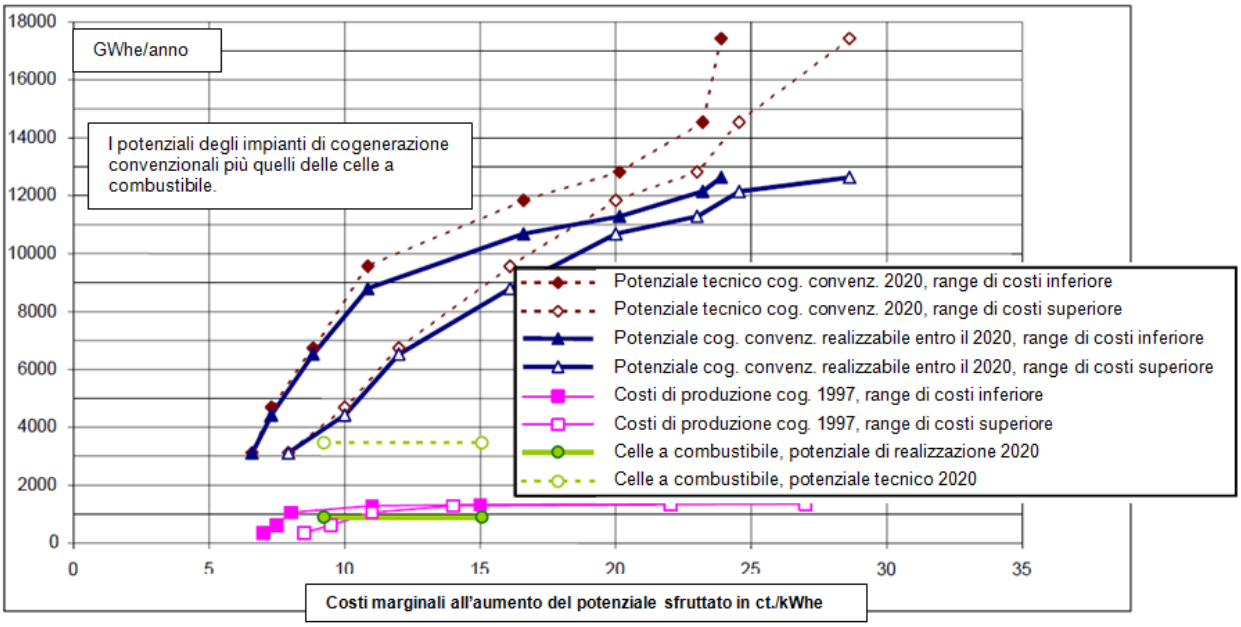

Figura 14: curva dei costi marginali relativa alla produzione elettrica degli impianti di cogenerazione, con una stima inferiore e una superiore dei costi e i potenziali tecnici e realizzabili entro il 2020 (fonte: PSI 2001)

Relativamente allo studio PSI, va considerato che i costi del combustibile (gas naturale e olio da riscaldamento) sono praticamente raddoppiati dal 2001, mentre i costi d'investimento per gli impianti di cogenerazione sono rimasti pressoché invariati. A ciò vanno aggiunti oggi i costi del CO_2. Supponendo che il prezzo del gas sia rincarato di 3 ct./kWh dal 2001 (e di un valore analogo anche i costi di produzione energetica degli impianti di cogenerazione), il potenziale realizzabile risulta compreso tra 7 e 9 TWh_e (spostamento della curva dei costi marginali di 3 ct./kWh verso destra).

6.5 Discussione

I tre studi sono confrontabili tra loro con alcune riserve (ipotesi e metodologie differenti, diversi orizzonti temporali per il potenziale realizzabile ecc.). Da essi, tuttavia, emerge comunque un determinato range di valori in cui dovrebbero oscillare i potenziali alle ipotesi citate.

In base alle stime dell'UFE, il *potenziale teorico* relativo all'energia elettrica prodotta da impianti di cogenerazione, derivante dalla domanda complessiva di calore per il riscaldamento e di energia termica di processo, è pari a 105 PJ (29 TWh_e). Un valore analogo di 33.5 TWh_e può essere desunto dallo studio a cura di Eicher+Pauli.

Per quanto concerne il *potenziale tecnico* (ossia al netto del calore prodotto con energie rinnovabili), le analisi dell'UFE e quelle del PSI ne forniscono una stima, indicando valori rispettivamente di 18 TWh_e (UFE) e 17 TWh_e (PSI).

Nell'analisi del *potenziale realizzabile*, invece, si notano gli orizzonti temporali e le metodologie differenti dei tre studi. Lo studio Eicher+Pauli calcola un range di 6-10 TWh_e per un orizzonte temporale fino al 2035. Lo studio PSI, invece, ha determinato un range di 7-9 TWh_e per il potenziale realizzabile

entro il 2020 partendo dai costi marginali degli impianti di cogenerazione e basandosi su una curva dei costi marginali corretta in funzione dei prezzi odierni del gas.

Tabella 4: panoramica dei potenziali nei tre studi analizzati

	UFE Orizzonte 2050	**Eicher+Pauli** Orizzonte 2035	**PSI** Orizzonte 2020
Potenziale teorico	29 TWh_e	33.5 TWh_e	
Potenziale tecnico (al netto del contributo delle rinnovabili)	18 TWh_e	10 TWh_e	17 TWh_e
Potenziale realizzabile	-	6-10 TWh_e	7-9 TWh_e

In sintesi, si può affermare che sia l'analisi a cura dell'UFE sia le stime precedenti del PSI evidenziano un potenziale tecnico per l'energia elettrica prodotta da impianti di cogenerazione compreso tra 17 e 18 TWh_e. A seconda dell'orizzonte temporale e degli assunti economici (e delle misure di promozione) considerati, si ricava un potenziale massimo realizzabile pari a 10 TWh_e.

Per sfruttare appieno tale potenziale, occorre realizzare ulteriori reti di teleriscaldamento, a condizione che il calore venga totalmente recuperato. Se si considerano soltanto gli impianti di cogenerazione di stabilimenti industriali e immobili di grandi dimensioni (come ospedali, centri commerciali ecc.), per i quali non sono necessarie nuove reti di teleriscaldamento, il potenziale è decisamente inferiore.

7. Vantaggi e svantaggi degli impianti di cogenerazione a vettori fossili

Gli impianti di cogenerazione a vettori fossili possiedono i seguenti **vantaggi**:

- *Elevato sfruttamento del combustibile grazie alla produzione contemporanea di elettricità e calore*
  Una caratteristica fondamentale della cogenerazione è la possibilità di incrementare significativamente l'indice di sfruttamento del combustibile, rispetto alla produzione disgiunta di elettricità e calore, grazie all'accoppiamento termo-energetico.
- *Produzione di energia termica ed elettrica decentralizzata, vicina al consumatore*
  In genere gli impianti di cogenerazione sono situati in prossimità del bacino di utenza, per cui producono elettricità e calore vicini al consumatore. Ciò consente di contenere le perdite derivanti dal trasporto dell'energia.
- *Possibilità di produrre energia elettrica in maniera adeguata al fabbisogno*
  Gli impianti sono configurati in maniera tale da consentire, in caso di fabbisogno calorico elevato, una produzione elettrica regolabile. In altre parole, sono in grado di generare elettricità nei periodi invernali in cui la produzione idroelettrica e solare è minore.
- *Elevato grado di accettazione e brevi tempi di realizzazione*
  Visto che gli impianti di cogenerazione non hanno un impatto visibile a livello naturale e paesaggistico, essi godono di un elevato consenso sociale.
- *Tecnologia affidabile e all'avanguardia*
  La tecnologia dei motori a scoppio e quella delle turbine a gas e a vapore è affidabile e all'avanguardia, benché siano ancora possibili alcuni miglioramenti a livello di efficienza e di emissioni di inquinanti, ad es. nei motori Stirling e nelle celle a combustibile.
- *Possibilità di utilizzare vettori energetici fossili e rinnovabili*
  In linea di principio, gli impianti di cogenerazione consentono di impiegare fonti energetiche sia fossili che rinnovabili.

Tra gli **svantaggi** si annoverano i seguenti punti:

- *Maggiori emissioni di CO_2*
  Gli impianti di cogenerazione vengono perlopiù alimentati a combustibili fossili, il che comporta maggiori emissioni di CO_2.
- *Emissioni nocive (NOx e CO)*
  In tutti i processi di combustione ad alte temperature si sprigionano sostanze nocive (in particolare ossidi d'azoto (NOx) e monossido di carbonio (CO)) e particolato.
- *Necessarie utenze a cui cedere il calore (ed eventualmente reti di teleriscaldamento)*
  Affinché l'elevato indice teorico di sfruttamento del combustibile sia anche raggiungibile nella pratica, è indispensabile disporre del fabbisogno termico necessario. Nella migliore delle ipotesi, tale fabbisogno è quanto più uniforme possibile. Avendo utenze decentralizzate, occorrono sistemi di teleriscaldamento che consentano la distribuzione del calore. La realizzazione di nuovi sistemi di teleriscaldamento è estremamente costosa e presuppone una vita utile elevata.

- *In seguito al maggior numero di ristrutturazioni immobiliari, il fabbisogno termico è tendenzialmente in calo*

  In seguito al crescente numero di ristrutturazioni immobiliari, in futuro si prevede un netto calo del fabbisogno termico negli edifici.

- *Spesso gli impianti di piccola taglia non riescono a essere redditizi*

  Costi di produzione energetica proporzionalmente elevati negli impianti di piccola taglia, con in più la dipendenza dalla volatilità dei prezzi dei combustibili fossili.

- *Gli impianti di cogenerazione a vettori fossili sono in concorrenza con alcune energie rinnovabili, il che è controproducente dal punto di vista della politica climatica.*

8. Bibliografia

Awtec, 2012. GuD- versus WKK-Strategie, Ersatz von Öl- und Gasheizungen durch effizientere Technologien, im Auftrag BKW.

UFAM/UFE(2010). Vollzugsweisung Klimaschutzprojekte in der Schweiz 2010.

UFAM, 2012. La politica climatica della Svizzera dopo il 2012: basi della futura politica climatica della Svizzera. Link: http://www.bafu.admin.ch/klima/00493/06577/index.html?lang=it (stato: 29.03.2012)

UFE, 2006. Grosswärmepumpen – energetische und planerische Analyse von zehn Anlagen, Hubacher Engineering

UFE / Prognos, 2007. Die Energieperspektiven 2035 – Band 5. Analyse und Bewertung des Elektrizitätsangebotes. Berna: UFE.

UFE, 2010. Anschlussbedingungen für Produzenten von Strom aus erneuerbaren Energien - Anpassung der Empfehlungen. Link: http://www.bfe.admin.ch/themen/00612/00616/ index.html?lang=de&dossier_id=00794 (stato: 29.03.2012)

UFE, 2011a. Schweizerische Elektrizitätsstatistik 2010, Berna: UFE.

UFE, 2001b. Basi per la strategia energetica del Consiglio federale; primavera 2011 (riassunto in italiano). Aggiornamento delle Prospettive energetiche 2035, Berna: UFE.

UFE, 2001c. Evoluzione dei prezzi dell'energia elettrica in Svizzera. Rapporto del Consiglio federale in adempimento del postulato 08.3280 Stähelin del 4 giugno 2008. Link: http://www.bfe.admin.ch/themen/00612/00613/04787/ index.html?lang=it&dossier_id=05069 (stato: 29.03.2012)

UFE, 2001d. Thermische Stromproduktion inklusive Wärmekraftkopplung (WKK) in der Schweiz (edizione 2010). Link: http://www.bfe.admin.ch/themen/00526/00541/00543/index.html?lang=de&dossier_id=00774 (stato: 29.03.2012)

UFE, 2012a. Hubacher Consulting: Proseguimento del monitoraggio sul campo di impianti a pompa di calore tramite misurazioni, analisi del comportamento a lungo termine e determinazione dell'efficienza per il modello statistico delle pompe di calore.

UFE, 2012b. Prezzo di mercato secondo l'art. 3j, cpv. 2 OEn. Link: http://www.bfe.admin.ch/themen/00612/02073/ index.html?lang=de&dossier_id=03136 (stato: 29.03.2012)

BGR, 2010. Annual Report. Reserves, Resources and Availability of Energy Resources 2010. Link: http://www.bgr.bund.de/EN/Themen/Energie/Produkte/annual_report_2010-summary_en.html (stato: 29.03.2012)

BMWI, 2011 Der Weg zur Energie der Zukunft – sicher, bezahlbar und umweltfreundlich. http://www.bmwi.de/BMWi/Navigation/energie,did=405004.html (stato: 29.03.2012)

Ministero federale dell'economia e della tecnologia, 2011 Zwischenüberprüfung zum Gesetz zur Förderung der Kraft

Consentec GmbH, 2010. Wirtschaftlichkeit dezentraler Einspeisung auf die elektrischen Netze der Schweiz, UFE, link:

http://www.bfe.admin.ch/forschungewg/02544/02810/index.html?lang=de&dossier_id=04386 (stato: 25.08.2012)

Dettli R. / Baur M. / D. Philippen D. / Kernen M., 2007. Potenzial erneuerbarer Energien in grösseren fossilen Feuerungen, link: http://www.econcept.ch/uploads/media/720_zf.pdf (stato: 29.03.2012)

Eicher+Pauli, 2011. Ausbau von WKK in der Schweiz. WKK-Standortevaluation auf Basis einer GIS-Analyse, Schlussbericht.

Erdmann, Georg, 2010. Technologische und energiepolitische Bewertung der Perspektiven von Kraft-Wärme-Kopplung in Deutschland, TU Berlin.

Hubacher Engineering, 2006. Grosswärmepumpen – energetische und planerische Analyse von zehn Anlagen.

Kaufmann, U. / Gutzwiller, St., 2010. Thermische Stromproduktion inklusive Wärmekraftkopplung (WKK) in der Schweiz, edizione 2009, Berna: UFE.

PSI, 2001. Perspektiven der zukünftigen Strom und Wärmeversorgung für die Schweiz.