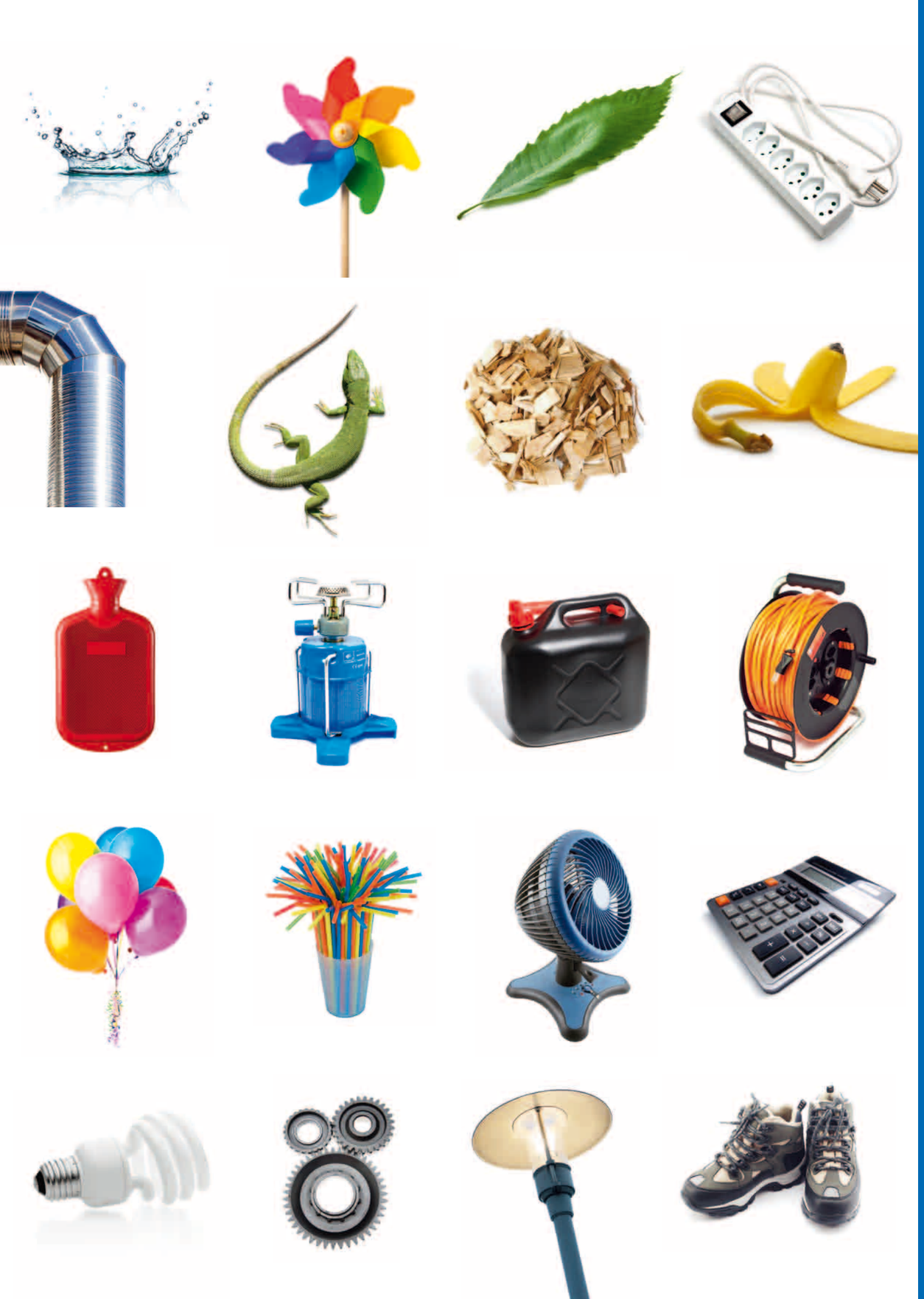


Piano Energetico Cantonale | Schede settoriali | Rapporto per la consultazione | 2010

Piano Energetico Cantonale

Schede settoriali

Rapporto per la consultazione

Bellinzona, luglio 2010

Repubblica e Cantone Ticino
Consiglio di Stato

Piano Energetico Cantonale

Schede settoriali

Rapporto per la consultazione

Bellinzona, luglio 2010

Repubblica e Cantone Ticino
Consiglio di Stato

Editore
Dipartimento del territorio (DT)
Dipartimento delle finanze e dell'economia (DFE)

Consulenti
Scuola universitaria professionale
della Svizzera Italiana (SUPSI)
Dipartimento Ambiente, Costruzioni
e Design (DACD)
Istituto di sostenibilità applicata
all'ambiente costruito (ISAAC)
Azienda elettrica cantonale (AET)

Autori
Angelo Bernasconi – DACD
Roman Rudel – ISAAC
Francesca Cellina – ISAAC
Nerio Cereghetti – ISAAC
Daniel Pahud – ISAAC
Michela Sormani – ISAAC
Giovanni Bernasconi – DT
Patrizia Baroni – DT
Francesca Trenkwald – DT
Sandro Pitozzi – DFE
Roberto Pronini – AET
Stefano Farei Campagna – AET

Redazione
Francesca Cellina – ISAAC

Concetto grafico e impaginazione
Variante SA, Bellinzona > www.variante.ch

Stampa
Salvioni arti grafiche, Bellinzona

Indice

P.	**Produzione di energia elettrica**	4
P.1	Idroelettrico	5
P.2	Eolico	17
P.3	Fotovoltaico	27
P.4	Copertura fabbisogno elettrico e commercio	39
P.	**Cogenerazione**	60
P.5	Cogenerazione (rifiuti, geotermia, gas, biomassa)	61
P.	**Produzione di energia termica**	72
P.6	Solare termico	73
P.7	Biomassa – Legname d'energia	83
P.8	Biomassa – Scarti organici	97
P.9	Geotermia e calore ambiente	107
P.10	Gas naturale	119
P.11	Combustibili e carburanti liquidi	129
D.	**Distribuzione di energia**	140
D.1	Rete elettricità	141
D.2	Rete gas	151
D.3	Teleriscaldamento	161
C.	**Usi finali**	170
C.1	Climatizzazione edifici abitativi (riscaldamento e raffreddamento)	171
C.2	Commercio e servizi	187
C.3	Apparecchiature elettriche e illuminazione privata	201
C.4	Processi produttivi	209
C.5	Illuminazione pubblica	219
C.6	Mobilità	227

P. Produzione di energia elettrica

P.1 Idroelettrico

P.2 Eolico

P.3 Fotovoltaico

P.4 Copertura fabbisogno elettrico e commercio

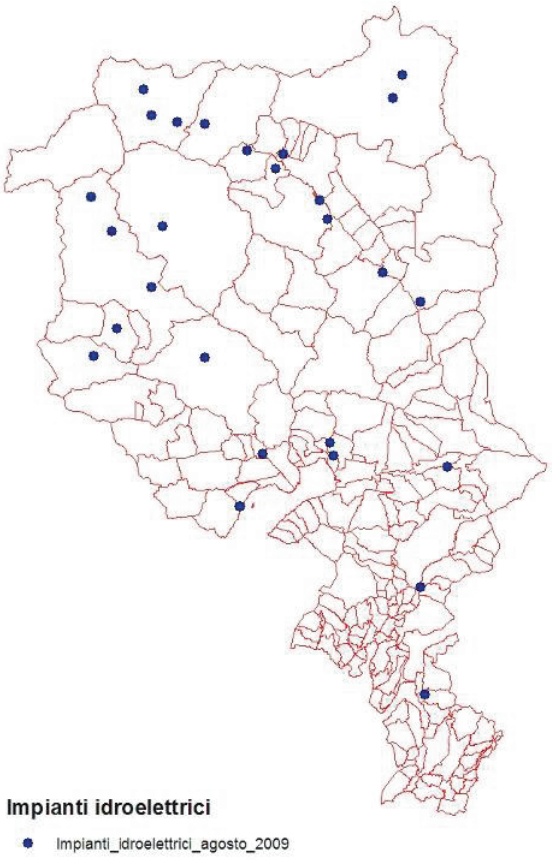
P.1 Idroelettrico

Situazione attuale

L'acqua costituisce la principale fonte energetica rinnovabile a livello cantonale, tanto che il Ticino è il terzo Cantone svizzero[1] per produzione di energia idroelettrica. Al 2009 sono in funzione 29 impianti con una potenza installata superiore a 300 kW per un totale di 1'538.7 MW ed una produzione annuale media (sugli ultimi dieci anni) di ca. 3'600 GWh. Tuttavia, tenuto conto delle concessioni in essere, di questa produzione totale solo ca. 1'550 GWh (nel 2008 1'575 GWh) sono direttamente gestiti da AET o aziende di distribuzione attive sul territorio ticinese e possono pertanto essere direttamente utilizzati per coprire il fabbisogno cantonale (cfr. scheda P.4 Copertura fabbisogno elettrico e commercio). La restante produzione è ritirata dagli azionisti degli impianti e immessa sul mercato elettrico e scambiata ai prezzi di mercato.

Inoltre, considerato il ridotto volume d'accumulo, parte di questa energia è prodotta in momenti in cui non vi è richiesta (notte e/o estate) e quindi viene venduta sul mercato internazionale ad un prezzo poco interessante, mentre in altri momenti di grande richiesta (giorno e/o inverno) la produzione non è sufficiente a coprire il fabbisogno ed è necessario importare energia.

La produzione di elettricità da fonte idroelettrica è completata da ulteriori 26 piccoli impianti di potenza installata inferiore ai 300 kW (8 sono impianti integrati in acquedotti), non attualmente monitorabile in modo puntuale, per una potenza installata complessiva di ca. 1'200 kW e una produzione annua stimata tra 5 e 6 GWh.



Forze idriche utilizzate per la produzione di energia elettrica, secondo la centrale (>300kW) e l'ente proprietario, in Ticino, Settembre 2009.
Fonte: UEn e Rendiconti AET 1996–2008]

1 Ufficio federale dell'energia UFE - Statistica degli impianti idroelettrici della Svizzera, Stato 01.01.2008

Alla continua crescita dei consumi (media negli ultimi 14 anni del 2% all'anno corrispondente a ca. 45 GWh/a) non è seguito un corrispondente aumento della capacità produttiva idroelettrica: infatti nell'ultimo decennio in Ticino l'unica variazione si è avuta con la costruzione di alcuni mini-impianti, la cui potenza totale ammonta a ca. 4 MW per una produzione annua di circa 21 GWh, e con il rinnovo del parco macchine della centrale OFIBLE di Biasca che ha permesso di aumentare la potenza installata da 280 a 345 MW rispettivamente di migliorare il rendimento delle macchine di ca. il 2% ossia un aumento della produzione annua di ca 14 GWh.

La disponibilità del Cantone di potenza idroelettrica installata di 625 MW è confrontata con un aumento continuo della potenza massima su base oraria prelevata dalla rete in Ticino, con picchi estivi che ormai uguagliano quelli tipici invernali. Basti pensare che nel 2008 il consumo massimo invernale ha raggiunto su base oraria i 482 MW e quello estivo i 450 MW (cfr. anche scheda D.1 Distribuzione – rete elettrica). Inoltre il passaggio a livello nazionale da un sistema di previsione del carico verso la rete svizzera dall'ora piena al quarto d'ora (avvenuto nel 2009), ha creato la necessità di maggiore regolazione e maggiore capacità di riserva.

Curve di carico

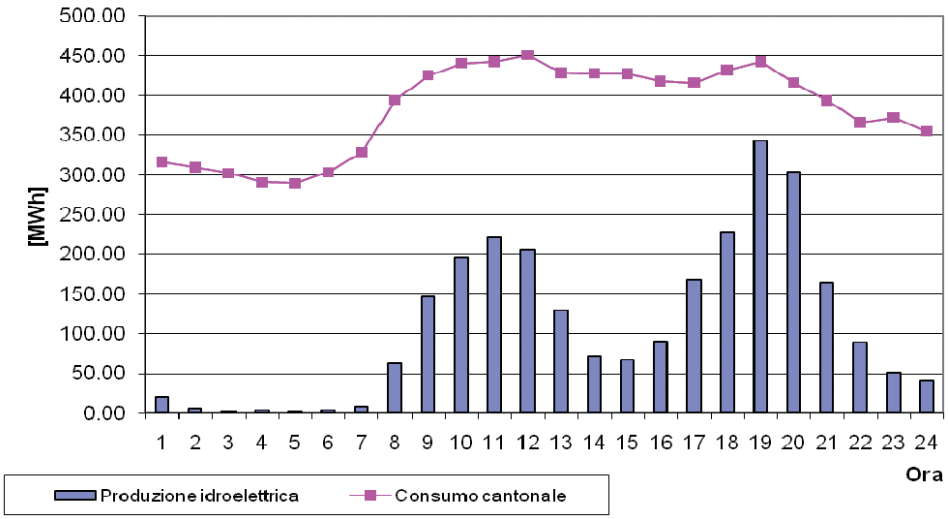
(cfr. anche scheda P.4 Copertura del fabbisogno elettrico e commercio)

Di particolare interesse è porre a confronto l'andamento della produzione idroelettrica al servizio dell'utenza ticinese con la relativa domanda (consumo), in una giornata media rappresentativa: sono qui riportate le curve di carico relative ad un giorno tipo del mese di gennaio (poca disponibilità di acqua) e del mese di maggio (molta disponibilità di acqua) del 2008. I grafici mettono a confronto l'andamento della produzione da impianti idroelettrici che possono essere utilizzati per l'approvvigionamento della rete di distribuzione cantonale (non sono inclusi i dati di produzione relativi a impianti minori, ritenuti comunque trascurabili in questa fase).

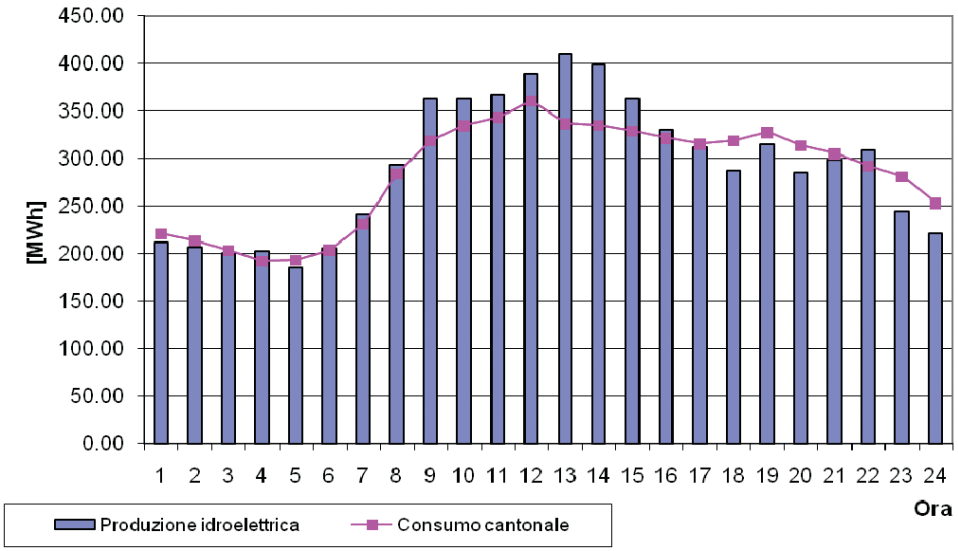
	Proprietà	Corso d'acqua utilizzato	Concessione		Numero turbine	Potenza generatore	Produzione media	Produzione per il fabbisogno TI
			Inizio	Fine		[MW]	[GWh]	[GWh]
Totale					**62**	**1'538.70**	**3'620**	**1'555**
Lucendro e Sella	ALPIQ Hydro	Reuss/Foss/Sella	1985	2024	2	60.0	99	0
Calcaccia[1]	AEC AIROLO	Calcaccia	1973	2003	2	3.7	13	13
Stalvedro	AET	Ticino	1964	illimitata	2	13.0	54	54
Ritom[1]	FFS	Ritom	1926	2005	4	44.0	146	0
Tremorgio	AET	Tremorgio	1961	illimitata	1	11.0	7	7
Ceresa I[1]	COOP. EL. FAIDO	Ceresa	1967	2006	2	2.0	11	11
Piottino	AET	Ticino	1972	illimitata	3	69.0	288	288
Piumogna	CEL Dalpe SA	Piumogna	2000	2039	1	1.0	4	4
Ticinetto	SES SA	Ticinetto	1996	2037	2	2.9	10	10
Biaschina	AET	Ticino	1959	illimitata	3	135.0	373	373
Luzzone	OFIBLE	Carassina	1962	2042	1	15.0		
Olivone	OFIBLE	Brenno	1962	2042	2	96.0		
Biasca	OFIBLE	Brenno	1962	2042	4	345.0	870	174
Morobbia	AEM BELLINZONA	Morobbia	1971	2010	2	15.0	41	41
Gordola	VERZASCA SA	Verzasca/Vogorno	1966	2045	3	105.0	215	215
Tenero	VERZASCA SA	Verzasca	1972	2045	1	4.3	12	12
Someo	SES SA	Salto/Giumaglio	1965	2044	2	9.0	25	25
Ponte Brolla	AET	Maggia	2002	illimitata	2	3.1	13	13
Robiei	OFIMA	Cavagnoli/Naret	1969	2048	5	170.0		
Bavona	OFIMA	Bavona	1969	2048	2	124.0		
Peccia	OFIMA	Maggia	1956	2035	2	48.0		
Cavergno	OFIMA	Maggia	1956	2035	4	104.0		
Verbano I e II	OFIMA	Maggia/Melezza	1956	2035	5	150.0	1405	281
Stampa	AEC MASSAGNO	Cassarate	1993	2032	2	5.0	14	14
Valmara	AIL SA	Valmara	2004	2043	1	1.0	5	5
Campo VM	CEL Campo VM SA	Rovana	2003	2042	1	1.3	7	7
Cerentino	CEL Cerentino SA	Rovana di Bosco	2005	2044	1	1.4	8	8

[1] Con permesso di continuazione o in fase di rinnovo.

Curve di carico media gennaio 2008 (mercoledì)



Curve di carico media maggio 2008 (mercoledì)



Dai grafici risulta evidente il gap di copertura del fabbisogno elettrico cantonale rispetto alla produzione idroelettrica al servizio dell'utenza indigena. Le modalità di copertura del fabbisogno ticinese, gestite dall'azienda cantonale che ha questo compito, e le potenzialità dell'utilizzo del diritto di riversione, sono presentate nella scheda P.4 Copertura del fabbisogno elettrico e commercio.

Impianti di turbinaggio-pompaggio

Gli impianti di pompaggio servono per accumulare energia a basso costo (off peak) o in esubero (impianti ad acqua fluente) trasformandola in energia pregiata (peak) da utilizzare nei momenti di massima richiesta. Un adeguato bacino di accumulazione permette la massima flessibilità di impiego del generatore con tempi di messa in servizio brevi (alcuni minuti). Questo tipo d'impianto garantisce da un lato la disponibilità immediata di energia per andare a coprire dei picchi di consumo imprevisti (energia di regolazione), dall'altro può accumulare energia sfruttando la produzione in esubero.

Il bilancio energetico complessivo è negativo in quanto l'energia richiesta per il pompaggio è superiore a quella prodotta ma lo scopo dell'impianto è quello di avere sufficiente energia per andare a coprire il fabbisogno giornaliero di punta, come pure

quello di assorbire col pompaggio eventuali eccedenze di produzione derivanti da tecnologie di produzione non constanti quali ad esempio gli impianti eolici.

Proprio in questo senso, in Svizzera l'energia idroelettrica non è considerata automaticamente elettricità rinnovabile ai fini di una certificazione. L'Ordinanza federale sulla produzione di elettricità fissa i criteri da considerare. In particolare, per le centrali che fanno uso del pompaggio la quantità di elettricità impiegata per azionare le pompe moltiplicata per il rendimento dell'83% va dedotta dalla quantità di energia immessa in rete.

In Ticino gli impianti che dispongono di pompaggio sono quelli di Robiei e Peccia (OFIMA) e Lucendro (ALPIQ). Mediamente essi consumano 155 GWh/a (il 4% dell'attuale produzione globale).

Il Cantone ha avviato la procedura relativa ad un Piano di utilizzazione cantonale (PUC) al fine di porre le basi pianificatorie per la realizzazione del progetto di centrale con bacino d'accumulo di Val d'Ambra II, che, inserendosi nella catena di produzione AET della Leventina, oltre ad offrire un volume d'accumulo superiore, permette di ottimizzare l'uso dell'acqua: l'acqua in esubero dei piccoli bacini a monte verrebbe infatti pompata durante la notte nel nuovo bacino permettendo così una regolazione dell'energia su base settimanale.

In questo senso gli impianti di pompaggio-turbinaggio risultano importanti soprattutto per l'incremento permesso della potenza installata.

Mini-hydro

Sotto questo categoria di regola sono considerati gli impianti idroelettrici aventi una potenza indicativamente fino a 1 MW, limite quest'ultimo che fino al 2008 dava la possibilità di una rimunerazione garantita, mediamente di 15 centesimi/chilowattora, per l'energia prodotta da produttori indipendenti conformemente l'articolo 7 della legge sull'energia (LEne).

Si rileva tuttavia che, in seguito alla modifica della LEne conformemente ai nuovi obiettivi della Confederazione in materia di politica energetica, la rimunerazione per l'immissione di energia da fonte rinnovabile a copertura dei costi (RIC) per i piccoli impianti idroelettrici riguarda gli impianti fino a 10 MW.

Recupero energetico negli acquedotti

Molti acquedotti presentano un elevato consumo di energia elettrica. Una centrale idroelettrica propria consente di ridurre sia l'acquisto di elettricità che le spese per l'energia, oltre che di produrre energia idroelettrica utilizzando l'acqua comunque già prelevata per il fabbisogno idrico, senza gravare quindi ulteriormente sull'ambiente.

Solo nel periodo successivo al 1990 sono state costruite in Svizzera più di 100 nuove centrali idroelettriche alimentate da acqua potabile, che producono complessivamente circa 60 GWh di energia elettrica sufficiente per circa 12'000 economie domestiche (dati UFE).

Anche in Ticino diversi impianti di approvvigionamento idrico sono stati integrati con il recupero energetico e diversi ulteriori progetti sono allo studio. Non si dispone di informazioni relative al potenziale ma tenuto conto degli impianti realizzati a tutt'oggi per una potenza installata di meno di 1 MW (impianti con una potenza installata compresa fra 10 e 200 kW) ed una produzione annua di ca 4 GWh (impianti con una produzione media compresa fra 0.05 e 1.0 GWh), è presumibile un analogo sviluppo nei prossimi 10 anni con un investimento di all'incirca 15 milioni di franchi. Benché questa modalità di produzione di elettricità non rivesta un'importanza strategica per la politica energetica cantonale in quanto la potenza e la produzione permessa restano modeste, essa è sostenuta esplicitamente dalla scheda V3 «Energia» del Piano direttore cantonale. Si tratta infatti di contributi interessanti a livello locale e messa in valore di acqua comunque già prelevata a scopo potabile.

Deflussi minimi

Impianti su corsi d'acqua

Dal 1998 al 2008 sono entrate in funzione cinque mini centrali idroelettriche che sfruttano le acque superficiali di corsi d'acqua: San Nazzaro e Prato Leventina (impianti di potenza inferiore a 300 kW) Dalpe, Campo Vallemaggia, Cerentino (potenza ca. 1 MW) per un totale di potenza installata di ca. 4 MW e una produzione media totale di 21 GWh/a.

Dal 2003 al 2009 altri 9 progetti (per una potenza lorda media complessiva di 6 MW) sono stati sottoposti alle autorità cantonali in via preliminare o nell'ambito delle procedure ufficiali per la loro realizzazione. Di questi, tre sono già stati valutati positivamente dal Cantone: uno, quello di Ossasco ha già ottenuto la concessione da parte del Parlamento e dovrebbe essere realizzato nei prossimi anni, mentre altri due sono nella fase pianificatoria. La potenza lorda media di questi tre ulteriori impianti è pari a ca. 3 MW e la produzione prevista s'aggira attorno a 14 GWh (meno dello 0.5% dell'attuale produzione di energia idroelettrica sul territorio cantonale).

Alla scadenza delle concessioni si dovranno applicare integralmente le normative in materia di mantenimento di adeguati deflussi residuali (Legge federale sulla protezione delle acque, LPAc) riducendo quindi, in parte, l'energia prodotta.

Le prime stime effettuate nell'ambito dei lavori per la LPAc indicavano una perdita di produzione tra il 12 e il 14%, calcolata sulla base dell'art. 31. In realtà, i deflussi residuali sono stabiliti in base all'idrologia naturale del corso d'acqua e il Cantone può, in alcuni casi, derogare al deflusso minimo stabilito ai sensi dell'art. 31 cpv. 1 LPAc, come pure è tenuto ad aumentarlo in caso la ponderazione degli interessi presenti lo esiga. Sulla base di uno studio riferito alle concessioni effettivamente rilasciate in tutta la Svizzera dal 1992 al 2002 conformi alla LPAc, la Confederazione stima che al momento in cui tutte le concessioni saranno conformi alla legge l'impatto dei deflussi minimi sulla produzione totale corrisponderà al 5% del totale della produzione idroelettrica nazionale[2].

Per il Ticino una stima in questo senso risulta difficile. Si tratta di valutare caso per caso le possibilità di deroga e gli interessi preponderanti contrari al prelievo. Sulla base dell'esperienza nelle concessioni fin qui rilasciate (nuove o rinnovi), comunque legate ad impianti non tra i più grossi presenti sul territorio, la perdita globale legata all'applicazione della LPAc su tutti gli impianti si situerà verosimilmente tra le due stime precedentemente proposte (tra il 5 e il 14% della produzione totale).

Si ricorda peraltro che, in seguito al lancio dell'iniziativa popolare «Acqua viva» da parte della Federazione Svizzera di Pesca (FSP), l'11 dicembre 2009 le Camere federali hanno accolto il controprogetto indiretto «Protezione e utilizzo dei corsi d'acqua» che promuove la rivitalizzazione delle acque e mira a ridurre gli effetti negativi causati dalle restituzioni delle centrali ad accumulazione (flusso discontinuo). La FSP ha così annunciato il 2 febbraio 2010 il ritiro condizionato dell'iniziativa popolare. Il controprogetto, che prevede anche la modifica della LPAc aumentando le possibilità di deroga del deflusso minimo al momento del rilascio di nuove concessioni, è sottoposto a referendum fino al 13 maggio 2010. Se il termine di referendum scadrà inutilizzato, la Confederazione procederà con le modifiche legislative e la consultazione degli ambienti interessati. L'entrata in vigore è prevista per il 2011. Il cambiamento del quadro legislativo federale in materia di garanzia di deflussi minimi nei prossimi anni potrebbe avere un impatto anche sulle stime sopra riportate, che fanno riferimento ad adeguamenti previsti nei prossimi decenni.

Attualmente la perdita di produzione imputabile al rilascio delle dotazioni in vigore ammonta al 2.5% della produzione totale.

---

2 Ufficio federale dell'energia UFE, Stratégie d'utilisation de l'énergie hydraulique en Suisse, marzo 2008

Cambiamenti climatici

Resta da considerare l'influsso dei mutamenti climatici in atto sulla futura disponibilità di acqua per la produzione idroelettrica a medio-lungo termine: difficile è in effetti valutare quali conseguenze, probabilmente positive a corto termine e solo nei bacini imbriferi in cui sono presenti dei ghiacciai, negative invece a lungo termine, vi saranno e di quale entità. Nel documento «Strategie Wasserkraftnutzung Schweiz» (UFE Marzo 2008) si prospetta a livello svizzero una possibile riduzione della produzione dovuta ai mutamenti climatici nel 2050 di ca. 2'000 GWh/a, che corrisponde a ca. il 6% del totale della produzione idroelettrica svizzera del 2006 (35'483 GWh). Ripercussioni che andranno ad influenzare pure i consumi di energia elettrica (climatizzazione negli edifici e processi produttivi-> vedi schede relative).

Potenziale

Il principale potenziale non ancora sfruttato dell'idroelettrico risiede nel rinnovo e nell'ottimizzazione di tutti gli impianti esistenti sul territorio, nella realizzazione di almeno un impianto di pompaggio-turbinaggio e nel ponderato sviluppo di piccoli-medi impianti (fino a 10MW).

Rinnovo e ottimizzazione

Impianti esistenti

In questa categoria entrano a far parte i progetti di rinnovo che, grazie all'evoluzione della tecnica che fornisce macchine più efficienti, riescono a migliorare il rendimento dell'impianto.

A questo proposito l'Ufficio federale dell'energia ha commissionato nel 2004 uno studio volto a determinare il potenziale residuo di energia idroelettrica («Ausbaupotential der Wasserkraft»). Riprendendo i dati riportati dallo studio ed applicandoli agli impianti presenti sul territorio cantonale (cfr. tabella pag. 7) si ottiene un incremento teorico della produzione del 3.7% (135GWh/a) ed un aumento di potenza del 2.6% (40.95 MW):

Gruppo	**1**	**2**	**3**	**4**	**5**	**TOTALE**
Anno turbina e generatore	fino al 1945	1946–1955	1956–1965	1966–1975	dopo il 1975	
Produzione attuale totale [GWh]	391	742	630	1'051	806	
Guadagno sulle turbine	6.0%	3.0%	2.0%	1.5%	0.8%	
Guadagno sui generatori	2.0%	1.0%	1.0%	0.5%	0.0%	
Guadagno in «disponibilità» (*)	2.0%	1.0%	0.5%	0.5%	0.5%	
Guadagno in produzione [GWh]	**39**	**37**	**22**	**26**	**10**	**135**
Potenza attuale [MW]	138.00	206.00	275.00	505.30	414.40	
Guadagno in potenza [MW]	**11.04**	**8.24**	**8.25**	**10.11**	**3.32**	**40.95**

(*) inteso come riduzione dei tempi di fermo-macchina per revisioni e manutenzioni

Naturalmente si tratta solo di una stima grossolana: indicazioni più precise possono essere date solo valutando ogni singolo caso.

Impianti di pompaggio

La realizzazione dell'impianto Val d'Ambra II è inserita nella scheda V3 Energia, adottata dal Consiglio di Stato nell'ambito dell'aggiornamento del Piano direttore. Per l'impianto di Val d'Ambra II (centrale di potenza) si hanno i seguenti dati:

		Effetti attesi	
		Produzione TI	Potenza
2015	Val d'Ambra II	+ 135 GWh/a turbinaggio - 159 GWh/a pompaggio	+ 70 MW

Il costo dell'opera dovrebbe ammontare a ca. 100 mio CHF a dipendenza delle misure di compensazione ambientale.

Allo stato attuale non si dispone di informazioni aggiornate in merito a ulteriori possibili progetti ed i relativi potenziali per la realizzazione di impianti di pompaggio salvo alcune indicazioni di massima relative al progetto che potrebbe interessare la diga esistente della Verzasca. Lo studio di massima di AET, realizzato nel corso del 2004, ha valutato la fattibilità tecnica di un nuovo impianto di pompaggio-turbinaggio con una potenza compresa fra 200 e 400 MW che permetta di sfruttare il salto fra la diga della Verzasca ed il Lago Maggiore. Da questa prime valutazioni e a dipendenza della potenza totale installata scelta, la produzione annua risultante potrebbe aggirarsi fra 500 e 1'000 GWh ed il consumo per il pompaggio tra 600 e 1300 GWh.

Esiste un potenziale per la realizzazione di altri impianti di pompaggio in Ticino. Lo dimostrano vari studi di massima con diversi gradi di approfondimento eseguiti in passato o di recente dalle varie aziende elettriche, come ad esempio quelli relativi agli impianti del Sambuco-Naret, del Lucendro e del Ritom. Lo sviluppo di questi impianti deve essere però coordinato a livello federale e cantonale in modo da poter garantire l'energia di banda necessaria per il pompaggio nonché la capacità di trasporto di energia sulla rete nel pieno rispetto delle normativa ambientali vigenti. Inoltre, una valutazione in questo senso non può prescindere dal tenere in considerazione pure gli obiettivi di riduzione delle importazioni e dell'impiego e sviluppo di energie da fonti rinnovabili insiti nella legislazione cantonale (cfr. Scheda Copertura del fabbisogno elettrico e commercio).

Mini-hydro

La scheda V3 Energia del PD afferma il principio del sostegno alla realizzazione di piccole centrali idroelettriche, con la prudenza necessaria a garantirne la compatibilità con le esigenze ambientali e economiche, e soprattutto di impianti combinati – produzione di energia elettrica e approvvigionamento d'acqua potabile – che rappresentano un'interessante opportunità a livello locale. La scheda elenca le condizioni da rispettare per poter godere del sostegno dell'autorità cantonale ed i criteri con i quali i singoli progetti devono essere valutati fin dalla fase pianificatoria. È in effetti in questa fase che devono essere poste le basi per il corretto e completo coordinamento territoriale del progetto, chiarito l'interesse pubblico e valutata la conformità dello stesso con la pianificazione di ordine superiore.

Per alcuni corsi d'acqua dal potenziale particolarmente evidente sono in corso la valutazione di fattibilità tecnica del possibile rendimento ai fini della produzione idroelettrica e valutazioni degli effetti dal profilo ambientale, che consentiranno di determinarne la reale sostenibilità finanziaria ed ambientale. Infatti, anche se fattibili tecnicamente, non tutti i progetti individuati sono interessanti dal profilo economico o sono realizzabili conformemente alle disposizioni in materia di protezione delle acque, della natura e del paesaggio.

Diverso è il discorso in relazione allo sviluppo di impianti di piccole dimensioni all'interno delle condotte degli acquedotti: poiché integrati nelle infrastrutture per la distribuzione dell'acqua potabile, questi tipi di impianto non producono di regola importanti effetti sull'ambiente, pertanto è opportuno sostenere una loro maggiore diffusione.

Visioni, scelte, obiettivi

Una politica energetica, come quella portata avanti dalla Confederazione, improntata su scenari di risparmio energetico e di tutela ambientale (riduzione delle emissioni di CO_2) determina la necessità di incrementare la produzione di elettricità per far fronte ai maggiori consumi derivanti dal passaggio dalle fonti fossili a quelle rinnovabili (termopompe, auto elettriche ecc.), alla necessità di regolazione e di compenso delle produzioni di elettricità dalle nuove fonti rinnovabili e naturalmente anche alla continua crescita della domanda. V'è dunque la necessità di accrescere anche in Ticino la produzione di energia elettrica (per compensare pure il passaggio dalle energie fossili a quelle alternative; cfr. anche scheda P.4 Copertura fabbisogno elettrico e commercio). Di capitale importanza è lo sfruttamento della forza idrica, quale fonte energetica indigena. La produzione di energia idrica è sempre più confrontata con interessi divergenti legati alla risorsa naturale «acqua»– pesca, protezione delle acque, della natura, del paesaggio, svago, ecc. – non forzatamente inconciliabili, ma che necessitano di una ponderazione globale e di un coordinamento.

Quale cantone alpino, il Ticino ha pure la possibilità di contribuire alla sicurezza dell'approvvigionamento energetico di punta cantonale e nazionale; a ciò concorre la costruzione di impianti di pompaggio-turbinaggio. In considerazione degli obiettivi anche ambientali posti dalla Legge sull'energia, oltre che delle esigenze di capacità di trasporto sulla rete nazionale, la realizzazione di questo tipo di impianti deve essere attentamente valutata nelle sue conseguenze globali. Ad ogni modo, ogni nuovo impianto deve essere alimentato nel suo consumo per il pompaggio da energia rinnovabile almeno per un quantitativo pari alla produzione non considerata rinnovabile dall'Ordinanza federale sulla produzione di elettricità.

Obiettivi di settore

Incremento della potenza e della produzione di energia idroelettrica ponderato con le esigenze di protezione ambientale.

Strumenti

1. Rinnovo e ottimizzazione

Realizzare uno studio di analisi specifica ad ogni impianto idroelettrico per valutare le potenzialità di ottimizzazione dell'impianto esistente

2. Impianti di pompaggio-turbinaggio

Realizzare almeno un impianto di pompaggio-turbinaggio a disposizione di AET, conformemente alla scheda V3 Energia del PD e al PUC in corso e agli obiettivi della scheda Copertura del fabbisogno elettrico e commercio

3. Mini-hydro

• Rimunerazione a copertura dei costi (RIC) istituita a livello federale

• Realizzare uno studio per valutare le potenzialità di recupero energetico negli impianti di approvvigionamento di acqua potabile esistenti

• Valutare e approvare i progetti di nuovi piccoli impianti idroelettrici sottoposti all'autorità cantonale in rigorosa considerazione dei criteri e delle condizioni inserite nella scheda V3 del PD.

4. Cambiamenti climatici

Realizzare uno studio che analizzi la questione in profondità

Varianti d'azione

Potenziale: 4'200 GWh – 2'000 MW installati

	Variante 0 (BAU)	Variante A	Variante B
1. Rinnovo e ottimizzazione		X	X
2. Impianti pompaggio-turbinaggio	X 135 GWh-70 MW	X 950 GWh-420 MW	X 135 GWh-70 MW
3. Mini-hydro:			
- RIC federale	X	X	X
- Studio potenzialità acquedotti		X	X
4. Studio cambiamenti climatici		X	X
Stima nel 2035[3]	**+ 135 GWh + 75 MW**	**+ 1'035 GWh + 446 MW**	**+ 210 GWh + 96 MW**
Stima nel 2050[4]	**- 390 GWh + 76 MW**	**+ 585 GWh + 471 MW**	**- 235 GWh + 120 MW**

3 Per la stima di produzione al 2035 si sono poste le seguenti ipotesi:
• rinnovo e ottimizzazione degli impianti: sulla base dello stato attuale degli impianti, si ipotizza un potenziale di incremento della produzione di 55 GWh e della potenza di 16 MW.
• applicazione integrale della LPAc solo per gli impianti giunti a scadenza di concessione entro il 2035 (cfr. Tabella p.2: -30 GWh, quale stima media tra 5 e 14%; cfr. pto Deflussi minimi)
• cambiamenti climatici: per il 2035: non si è in grado di definire un valore di variazione sulla base delle conoscenze attuali (non si considera un cambiamento)

4 Per la stima di produzione al 2050 si sono poste le seguenti ipotesi:
• rinnovo e ottimizzazione degli impianti: sulla base dello stato attuale degli impianti, si ipotizza un ulteriore potenziale di incremento (rispetto al 2035) della produzione di 75 GWh e della potenza di 23 MW
• applicazione integrale della LPAc a tutti gli impianti presenti sul territorio cantonale: -340 GWh (stima media tra 5 e 14%; cfr. pto Deflussi minimi)
• cambiamenti climatici: diminuzione a lungo termine di 220 GWh (- 6%; cfr. pto Cambiamenti climatici)

Effetti attesi

Le stime sono basate sulla produzione media pari a 3600 GWh; cfr Tabella p. 2

Potenziale: 4'200 GWh – 2'000 MW installati

	Variante 0 (BAU)	Variante A	Variante B
	+	+++	++
Produzione idroelettrica - rinnovo e ottimizzazione - nuovi impianti pompaggio-turbinaggio* - applicazione LPAc - mini-hydro - cambiamenti climatici	0 GWh/a + 135 GWh/a - 180–500 GWh/a + 35 GWh/a - 220 GWh/a	135 GWh/a + 950 GWh/a - 180–500 GWh/a + 65 GWh/a - 220 GWh/a	135 GWh/a + 135 GWh/a - 180–500 GWh/a + 60 GWh/a - 220 GWh/a
	+	+++	++
Potenza - rinnovo e ottimizzazione - nuovi impianti pompaggio-turbinaggio - mini-hydro	+ 0 MW + 70 MW + 6 MW	+ 41 MW + 420 MW + 10 MW	+ 41 MW + 70 MW + 9 MW

* L'energia necessaria per il pompaggio viene considerata quale aumento dei consumi (cfr. scheda Copertura del fabbisogno elettrico e commercio)

Emissioni di CO_2	–	++	+
	Al 2035: emissioni evitate pari a 19'150 ton CO_2 (ipotesi: sostituzione mix idroelettrico medio svizzero) Al 2050: aumento emissioni pari a 55'380 ton CO_2 (ipotesi: utilizzo di mix elettrico medio svizzero).	Al 2035: emissioni evitate pari a 146'970 ton CO_2 (ipotesi: sostituzione mix idroelettrico medio svizzero) Al 2050: emissioni evitate pari a 83'070 ton CO_2 (ipotesi: sostituzione di mix elettrico medio svizzero).	Al 2035: emissioni evitate pari a 29'820 ton CO_2 (ipotesi: sostituzione mix idroelettrico medio svizzero) Al 2050: aumento emissioni pari a 33'370 ton CO_2 (ipotesi: utilizzo di mix elettrico medio svizzero).
Investimenti (per il Cantone)	–	– – –	– –
	2035: 120 mio CHF **2050: 120 Mio CHF**	**2035: 700 mio CHF** **2050: 1.6 Miliardi CHF**	**2035: 375 Mio CHF** **2050: 1.3 Miliardi CHF**
Reddito generato sul territorio cantonale	+	+++	++
Investimenti (di terzi)	–	– – –	– –
	2035: 30 Mio CHF **2050: 40 Mio CHF**	**2035: 145 mio CHF** **2050: 240 mio CHF**	**2035: 115 mio CHF** **2050: 210 mio CHF**
Effetti sul paesaggio e su ecosistemi	–	– – –	– –
	Restituzione nuove centrali accumulazione (effetto onda di piena) Intrusione paesaggistica nuovi impianti Utilizzazione di suolo per nuovi bacini idroelettrici.		
	+		
	Applicazione LPAc sui deflussi minimi		

Indicatori di monitoraggio

- Produzione annua impianti idroelettrici [GWh/anno]
- Potenza installata impianti idroelettrici [MW]
- Numero di mini impianti idroelettrici su corsi d'acqua [num]
- Numero di mini impianti idroelettrici abbinati ad acquedotti [num]
- Impianti di pompaggio: numero, potenza installata [MW], produzione annua [GWh/anno] e consumo [GWh/anno]

Fonti dei dati

- Ufficio dell'energia
- Aziende elettriche – impianti allacciati alla rete

Responsabilità

La responsabilità di promuovere e realizzare nuovi impianti idroelettrici spetta ad AET, agli enti pubblici (in particolare piccole centrali) e ad altri operatori privati. Impianti sugli acquedotti sono realizzati dai proprietari.

Collegamenti con altre schede

P.4 Copertura del fabbisogno elettrico e commercio

P.2 Eolico

Situazione attuale

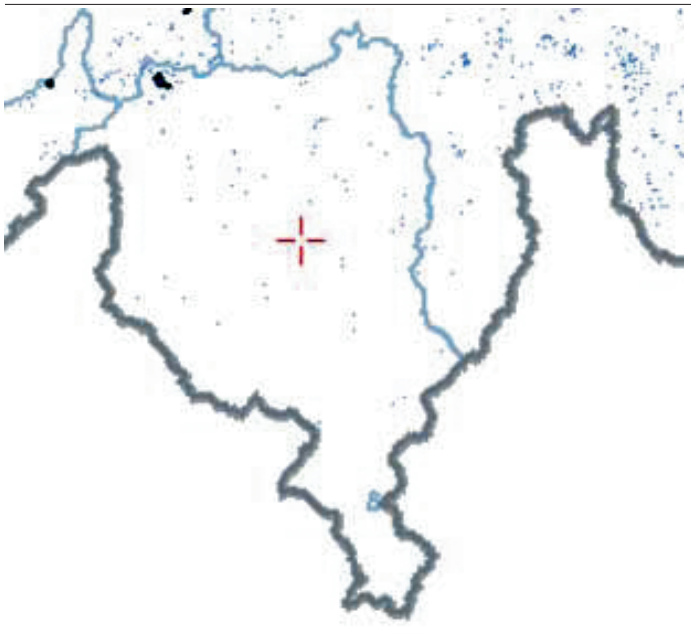
Attualmente in Ticino non è attivo alcun impianto di produzione di energia eolica, mentre a livello svizzero vi sono 15 impianti in servizio con una potenza superiore ai 100 kW, 5 tra i 10 e i 100 kW e 14 con meno di 10 kW, per una potenza installata totale pari a 17.57 MW e una produzione nel 2008 di 18 GWh.

La «Concezione per lo sviluppo dell'energia eolica» elaborata a livello federale nel 2004 ha individuato per l'intera nazione 110 siti prioritari sui quali effettuare studi di fattibilità per la realizzazione di impianti eolici. Per il Ticino, l'unico sito prioritario individuato è localizzato presso il passo del S.Gottardo. Le analisi condotte in tale ambito hanno consentito di sviluppare un articolato progetto di sviluppo di un parco eolico, giunto ora alla fase pianificatoria: il progetto attuale prevede l'installazione di 7 aero-generatori da 2 MW l'uno (14 MW complessivi), di altezza massima pari a 105 m, nel territorio del comune di Airolo. Considerando 2'000 ore di funzionamento all'anno, l'impianto potrebbe produrre complessivamente circa 28 GWh l'anno. Il costo di realizzazione degli impianti, inclusivo della costruzione delle strade d'accesso al sito, è stimato in circa 3 milioni di franchi per MW installato, quindi pari a 42 Mio CHF per la completa attuazione del progetto.

Considerati i progetti in fase di realizzazione, a livello svizzero si prevede entro il 2013 di aggiungere agli esistenti altri 108 impianti con una potenza totale di 208 MW. La produzione annua dovrebbe quindi raggiungere ca. 393 GWh. A titolo di riferimento, gli obiettivi svizzeri a lungo termine sono: 600 GWh/a per il 2025 e 4'000 GWh/a per il 2050.

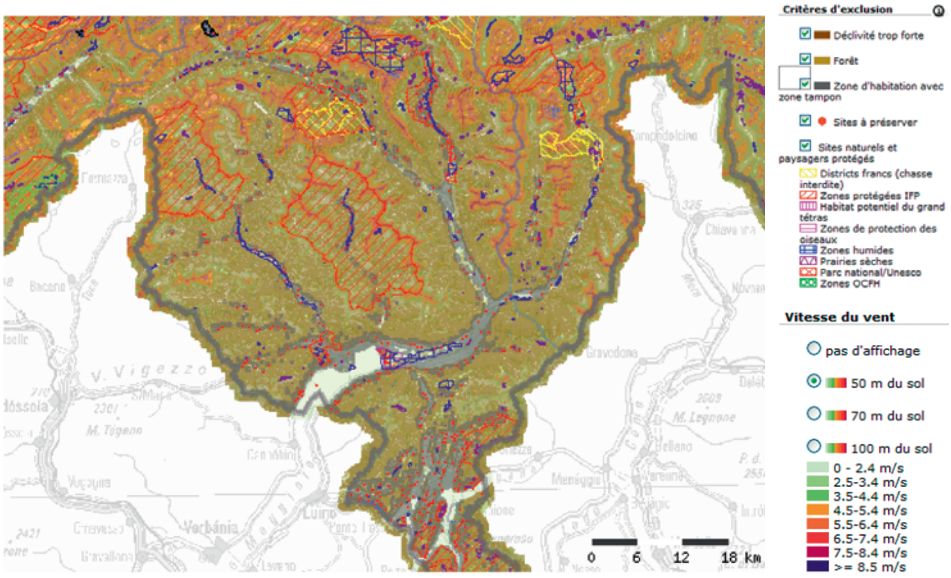
Potenziale

Non esiste ancora un catasto cantonale dei siti potenzialmente interessanti per accogliere un parco eolico. Sono invece disponibili analisi preliminari sviluppate da Suisse Éole (http://www.suisse-eole.ch/), che individuano ulteriori siti di potenziale interesse per l'installazione di impianti eolici (nella figura che segue, i siti da sottoporre ad approfondimenti sono evidenziati da un puntino azzurro mentre quelli già definiti sono riportati in colore nero).



Il parametro principale per la valutazione della fattibilità di impianti eolici è legato alla disponibilità di vento con caratteristiche di intensità e direzione costanti durante l'anno. L'intermittenza nella produzione, infatti, può provocare improvvisi abbassamenti di carico a danno della stabilità della rete elettrica; inoltre, aumenta il tempo di ritorno degli investimenti per gli impianti.

Oltre a questo parametro, entrano in gioco altri fattori che possono pregiudicare la fattibilità di un progetto. Occorre infatti considerare la topografia, l'accessibilità, la disponibilità di una rete elettrica nelle immediate vicinanze per la restituzione dell'energia prodotta, i costi e non da ultimo motivi di salvaguardia della natura. Il DATEC ha recentemente pubblicato un documento di raccomandazioni per la pianificazione di impianti eolici (Recommandations pour la planification d'installations éoliennes - Utilisation des instruments de l'aménagement du territoire et critères de sélection des sites, marzo 2010), che definisce esplicitamente i criteri con cui individuare gli ambiti territoriali da escludere, quelli idonei all'installazione di impianti eolici e quelli da sottoporre a valutazioni più approfondite. Diversi di questi fattori possono essere evidenziati nella cartografia interattiva sul sito web di Suisse Éole, ottenendo la mappa seguente:



Tenuto conto dell'insieme dei fattori che vincolano la realizzazione di impianti eolici, nel complesso si stima che il potenziale utilizzabile in Ticino si aggiri intorno ai 55 GWh di produzione annua, mediante impianti di grandi dimensioni (parchi eolici). Per stabilirlo con esattezza si dovrà procedere con una verifica di fattibilità dei progetti nei siti potenzialmente interessanti.

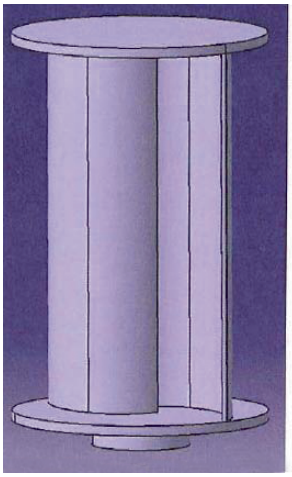
Da indagare è invece la potenzialità di sviluppo di mini (potenze comprese tra 20 e 200 kW) e micro-generatori eolici (potenze inferiori a 20 kW), che potrebbero fornire una interessante integrazione a tali valori (fino a 5 GWh/anno).

In particolare, i micro-generatori potrebbero essere interessanti per ambiti discosti (ex: baite montane) o per ambiti urbanizzati caratterizzati da condizioni di vento favorevoli e costanti nell'arco dell'anno. Per un eventuale sviluppo di impianti non connessi alla rete elettrica, si consideri che sono già oggi disponibili in commercio kit di pale ad asse orizzontale accoppiati a batterie da 12 e 24 V. Il potenziale maggiore risiede tuttavia nell'installazione di

generatori eolici in ambiti urbanizzati. Sono oggi disponibili sul mercato o in avanzata fase prototipale generatori ad asse verticale di nuova concezione (cfr. figure seguenti), espressamente pensati per essere installati in ambito urbano, per i quali i costruttori garantiscono il funzionamento anche in presenza di condizioni di vento medio-basse, pari a circa 5 m/s per il mini-eolico e a 2–3 m/s per il micro-eolico.

Fonte fotografia: iWind, Cell Power Co.

Fonte illustrazioni: Haute Ecole Arc Ingenerie, HES – Traces n. 11, June 2009



Altrettanto interessanti dal punto di vista dei potenziali sviluppi sono i generatori eolici che sfruttano il principio fisico dell'effetto tunnel (effetto Bernoulli): grazie alla loro forma, le mini-turbine WindCube® catturano il vento, generano turbolenza e ne amplificano la velocità, producendo così più energia delle tradizionali turbine ad asse orizzontale. Tali prodotti sono attualmente disponibili in moduli di forma cubica, della potenza di 50 kW, che possono essere combinati e sovrapposti, ad aumentare la potenza dell'impianto. In considerazione delle compatte dimensioni, anche questo tipo di turbina può essere collocata sui tetti di edifici in ambito urbanizzato, in particolare su edifici produttivi, commerciali o di servizi (cfr. figura).

Fonte: Green Energy Technologies

A titolo di puro riferimento, per una stima dei costi d'investimento al variare della potenza dell'impianto è possibile riferirsi alla tabella che segue [fonte: Suisse-eole http://www.suisse-eole.ch/uploads/media/marche_a_suivre_site_eolien_V01.pdf], che riporta informazioni relative a impianti realizzati in Svizzera (aggiornamento anno 2007):

Puis-sance	∅ rotor[2)]	Hauteur du mât[2)]	Coût de l'éolienne	Investissement total	Vitesse du vent à hauteur de moyeu [1)]	Production estimée	Coût de production [3)]
[kW]	[m]	[m]	[CHF]	[CHF]	[m]	[kWh/an]	[cts./kWh]
1.2	--	10	20'000.-	25'000.-	4.1	1'000	150
6 [4)]	12	18	120'000.-	140'000.-	4.2	17'000	116
30	13	25	75'000.-	100'000.-	4.4	34'000	40
110	22	30	250'000.-	350'000.-	4.6	132'000	36
330	33	50	730'000.-	1'000'000.-	5.0	450'000	30
800	60	75	1'600'000.-	2'100'000.-	5.3	1'200'000	24
2'000	82	85	4'700'000.-	5'500'000.-	5.4	3'300'000	24

[1)] Pour une vitesse moyenne du vent de 5 m/s à 50 mètres, calcul pour d'autres hauteurs de moyeu avec une rugosité de 0.1

[2)] des éoliennes d'une même puissance sont disponibles avec différentes hauteurs de mâts et différents diamètres de rotor

[3)] 10 % d'annuité, plus les frais de maintenance (5% de l'investissement).

[4)] Pour des installations conçues pour une haute efficacité pour des vents faibles.

I costi d'investimento per gli impianti di grandi dimensioni (parchi eolici) possono risultare maggiori nel caso in cui gli impianti siano localizzati in ambiti discosti e ad elevate altitudini, come ad esempio per l'impianto sul San Gottardo: frequentemente è infatti necessario realizzare le infrastrutture stradali d'accesso ai siti e in generale si riscontrano maggiori costi per l'installazione dell'impianto. Nel complesso, tali elementi possono anche duplicare i costi di realizzazione rispetto alle stime qui proposte.

Si sottolinea tuttavia come i costi siano destinati a una significativa riduzione, specie per gli impianti mini e micro eolici, i cui costi sono oggi ancora estremamente elevati, in parallelo con l'ampliamento del mercato.

Visioni, scelte, obiettivi

La produzione di elettricità da fonti eoliche raggiunge i 60 GWh/anno. Considerando un numero di ore di funzionamento degli impianti pari a circa 2'000/anno, ciò equivale ad installare impianti per 30 MW di potenza.

Al fine di definire obiettivi più ambiziosi per questo settore occorre disporre della mappatura del territorio cantonale che definisca le potenzialità di sviluppo della tecnologia eolica: i futuri aggiornamenti del PEC potranno eventualmente introdurre più audaci obiettivi di sviluppo per questa tecnologia.

Strumenti

1. Raccomandazioni federali per la pianificazione di impianti eolici (DATEC, marzo 2010).
2. Realizzazione del parco eolico sul S. Gottardo.
3. Realizzazione di un catasto dei potenziali siti per lo sviluppo di impianti eolici di grandi dimensioni (parchi eolici).
4. Valutazione delle potenzialità del mini-eolico, attraverso la realizzazione di una mappatura del territorio cantonale che delimiti le aree idonee a tale scopo.
5. Valutazione delle potenzialità del micro-eolico, attraverso la realizzazione di una mappatura del territorio cantonale che delimiti le aree idonee a tale scopo.
6. RIC federale.
7. Facilitazione nelle procedure amministrative per l'installazione di impianti micro-eolici (ad esempio, consentire la notifica in luogo della domanda di costruzione, per impianti che rispondono a determinate caratteristiche e sono localizzati esternamente ai nuclei o ad immobili di valore storico-architettonico-culturale).

Varianti d'azione

La variante A promuove la realizzazione di impianti medio – grandi (parchi eolici) e di tipo mini-eolico, la variante B promuove anche impianti di tipo micro-eolico.

Obiettivo: 60 GWh/anno – 30 MW installati

	Variante 0 (BAU)	Variante A	Variante B
1. Raccomandazioni federali	X	X	X
2. Parco eolico S. Gottardo	X	X	X
3. Catasto siti potenzialmente d'interesse per parchi eolici		X	X
4. Mappatura mini-eolico		X	X
6. RIC federale	X	X	X
7. Facilitazione procedure amministrative			X
Raggiungimento dell'obiettivo	**50/60 anni**	**45/50 anni**	**35/40 anni**
Stima GWh prodotti al 2035	**+ 28 GWh** (Impianto Gottardo)	**+ 31 GWh**	**+ 35 GWh**
Stima GWh prodotti al 2050	**+ 40 GWh**	**+ 50 GWh**	**+ 57 GWh**

Effetti attesi

Obiettivo: 60 GWh/anno – 30 MW installati

	Variante 0 (BAU)	Variante A	Variante B
Consumo di energia	Il piano d'azione non agisce sulla diminuzione dei consumi (non sono provvedimenti rivolti all'efficienza energetica)		
Utilizzo di energie rinnovabili	+	++	+++
	A regime (2060–2070), 60 GWh di energia elettrica. Stima potenza installata: 30 MW in parchi eolici. Al 2035, potenza installata di 14 MW.	A regime (2055–2060), 60 GWh di energia elettrica. Stima potenza installata: 27 MW in parchi eolici + 3 MW in impianti mini-eolici. Al 2035, potenza installata di 17 MW (14 MW impianto Gottardo + 1.5 MW altri parchi eolici + 1.5 MW impianti mini-eolici).	A regime (2045–2050), 60 GWh di energia elettrica. Stima potenza installata: 27 MW in parchi eolici + 2 MW in impianti mini-eolici +1 MW in impianti micro-eolici. Al 2035, potenza installata di 18 MW (14 MW impianto Gottardo + 2.5 MW altri parchi eolici +1 MW impianti mini-eolici + 0.5 MW impianti micro-eolici). Al 2050, potenza installata di 28.5 MW complessivi: 24 MW in parchi eolici + 3 MW in impianti mini-eolici + 1.5 MW in impianti micro-eolici.
Emissioni di CO_2 Ipotesi: la produzione di energia elettrica eolica consente di ridurre le importazioni di energia elettrica; sono considerati i fattori di emissione di CO_2 per l'energia elettrica mediamente consumata in svizzera.	+	++	+++
	A regime (2060–2070) ogni anno è evitato il consumo di 60 GWh di elettricità, equivalente a 8'520 ton CO_2 evitate ogni anno. Al 2035: riduzione delle emissioni di 3'550 ton CO_2/anno. Al 2050: riduzione delle emissioni di 5'680 ton CO_2/anno.	A regime (2055–2060) ogni anno è evitato il consumo di 60 GWh di elettricità, equivalente a 8'520 ton CO_2 evitate ogni anno. Al 2035: riduzione delle emissioni di 4'438 ton CO_2/anno.	A regime (2045–2050) ogni anno è evitato il consumo di 60 GWh di elettricità, equivalente a 8'520 ton CO_2 evitate ogni anno. Al 2035: riduzione delle emissioni di 5'077 ton CO_2/anno. Al 2050: riduzione delle emissioni di 8'122 ton CO_2/anno.
Costo (per il Cantone)			
Costo (per l'economia privata)	–	– –	– – –
	A regime, 90 Mio CHF (3 Mio CHF/MW installato, inclusi i costi per le infrastrutture di servizio). Al 2035: 42 Mio CHF (impianto Gottardo). Le stime sono da intendersi nettamente per eccesso, poiché con lo sviluppo del mercato eolico i prezzi subiranno una forte diminuzione.	Ipotizzando una struttura delle potenze installate come sopra, a regime: 91 Mio CHF (81 Mio CHF in parchi eolici, inclusi i costi per le infrastrutture di servizio + 10 Mio CHF per impianti mini-eolici, stimato un costo medio di 3'500 CHF/kW installato). Al 2035: circa 51.7 Mio CHF (46.5 Mio CHF per parchi eolici + 5.2 Mio CHF per impianti mini-eolici). Le stime sono da intendersi nettamente per eccesso, poiché con lo sviluppo del mercato eolico i prezzi subiranno una forte diminuzione.	Ipotizzando una struttura delle potenze installate come sopra, a regime (2045–2050): 95 Mio CHF (81 Mio CHF in parchi eolici, inclusi i costi per le infrastrutture di servizio + 7 Mio CHF per impianti mini-eolici, stimato un costo medio di 3'500 CHF/kW installato + 7 Mio CHF per impianti micro-eolici, stimato un costo medio di 7'000 CHF/kW installato). Al 2035: circa 57 Mio CHF (42 Mio CHF per impianto Gottardo + 8 Mio per altri parchi eolici + 3.5 Mio CHF per impianti mini-eolici, stimato un costo medio di 3'500 CHF/kW installato + 3.5 Mio CHF per impianti micro-eolici, stimato un costo medio di 7'000 CHF/kW installato).

Costo (per l'economia privata)			Al 2050: circa 93 Mio CHF (42 Mio CHF per impianto Gottardo + 30 Mio per altri parchi eolici + 10.5 Mio CHF per impianti mini-eolici, + 10.5 Mio CHF per impianti mini-eolici, stimato un costo medio di 3'500 CHF/kW installato + 10.5 Mio CHF per impianti micro-eolici, stimato un costo medio di 7'000 CHF/kW installato). Le stime sono da intendersi nettamente per eccesso, poiché con lo sviluppo del mercato eolico i prezzi subiranno una forte diminuzione.
Reddito generato sul territorio cantonale	+	++	+++
Creazione di occupazione	+	++	+++
Emissioni atmosferiche	+	++	+++
Effetti sul paesaggio	–	– –	– – –
	Gli impianti eolici saranno responsabili di intrusioni nel paesaggio, in particolare per quanto riguarda gli impianti collocati in grandi parchi eolici.		
Effetti su ecosistemi e consumo di suolo	–	– –	– – –
	I parchi eolici di medie e grandi dimensioni saranno responsabili di consumo di suolo e effetti sugli ecosistemi, in proporzione all'estensione delle nuove infrastrutture stradali funzionali agli impianti stessi.		

Indicatori di monitoraggio

- Potenza installata [MW] e produzione annua impianti eolici [GWh/anno]
- Potenza installata [MW] e produzione annua impianti mini-eolici [GWh/anno]
- Potenza installata [MW] e produzione annua impianti micro-eolici [GWh/anno]

Fonti dei dati

- Aziende di distribuzione dell'elettricità

Copertura territoriale dei dati	Aggregazione spaziale dei dati
Intero territorio cantonale	Dati puntuali relativi al singolo impianto
Copertura temporale	**Frequenza di rilevamento**
–	In continuo

Responsabilità

La responsabilità di realizzazione di impianti di dimensioni medio-grandi (parchi eolici) spetta ad AET o ad altri operatori privati. Impianti micro e mini-eolici sono invece realizzati da operatori privati.

Collegamenti con altre schede

–

P.3 Fotovoltaico

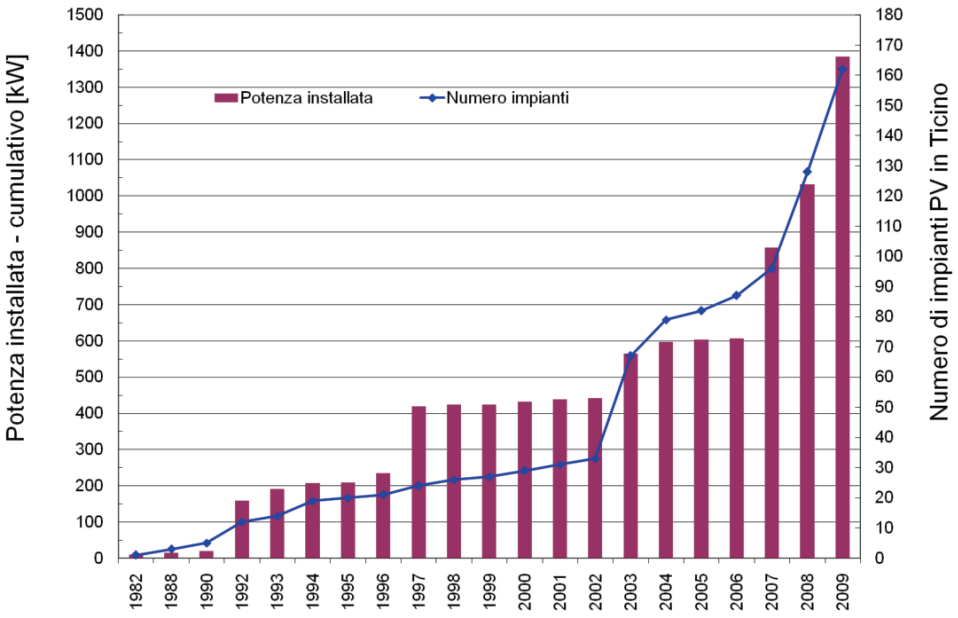
Situazione attuale (2008)

Allo stato attuale la produzione di energia elettrica da fonte fotovoltaica copre meno dello 0.05% del fabbisogno energetico del Cantone [stima ISAAC]: alla data del 31 dicembre 2008 risultano installati 140 impianti, per una potenza totale pari a poco più di 1 MW (1'019 kW) [fonte: ISAAC][1].

Nel passato il Cantone Ticino ha attivato tre cicli di incentivazione a favore di impianti solari fotovoltaici, nella forma di contributi a fondo perso volti a sostenere l'investimento iniziale:

- 2001 – messaggio 5171: 1'312'000 CHF;
- 2005 – messaggio 5703: 535'000 CHF;
- 2007 – messaggio 5872: 500'000 CHF per interventi su edifici pubblici.

Il primo ciclo ha supportato la realizzazione di un totale di 48 impianti, per una potenza complessiva installata pari a poco meno di 185 kW. Il secondo ciclo ha consentito la realizzazione di 34 impianti corrispondenti a potenza complessiva installata di 129 kW (ai quali occorre aggiungere altri 4 impianti, che al marzo 2009 risultano ancora in fase istruttoria). Non sono ancora disponibili dati statistici sul terzo ciclo di incentivazione, che si chiuderà nel 2011.

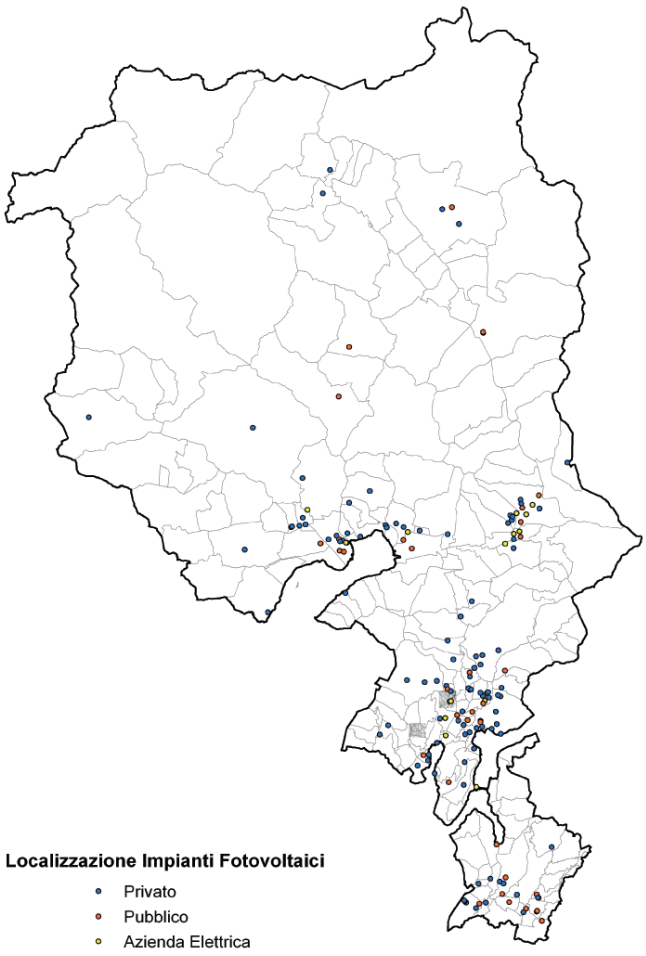


1 Sono disponibili anche i dati aggiornati al 31 dicembre 2009: 173 impianti, per una potenza elettrica installata complessivamente pari a 1'526 kW.

Ai sensi della Legge federale sull'energia, a partire dal gennaio 2009 è inoltre attivo lo strumento di rimunerazione a copertura dei costi (RIC), introdotto a livello federale per tutte le tecnologie di produzione di elettricità da fonte rinnovabile. Si tratta di un meccanismo che incentiva l'installazione di impianti alimentati a fonte rinnovabile attraverso la rimunerazione dell'elettricità prodotta a condizioni vantaggiose. Tale rimunerazione è garantita per un periodo di 25 anni e la tariffa di rimunerazione è stata tarata al fine di consentire, nel corso dei 25 anni, il rientro totale dall'investimento nonché un piccolo guadagno. Le risorse finanziarie con cui coprire tale meccanismo incentivante sono reperite presso i consumatori, ai quali vengono prelevati fino a 0.6 cts per kWh consumato, di cui 0.03 cts/kWh destinati agli impianti fotovoltaici.

L'efficacia di tale strumento, già applicato con successo in Germania, Italia e Spagna, è tuttavia fortemente limitata dal fatto che la cifra annualmente disponibile per la rimunerazione è estremamente contenuta. A titolo di riferimento, per il 2009 e il 2010 il prelievo è fissato in 0.45 cts/kWh; nel 2009 per la RIC sono stati disponibili 80 Mio CHF, per il 2010 saranno disponibili 130 Mio CHF. Delle risorse finanziarie così ottenute, rispettivamente pari a 258 e 265 Mio CHF, solo 80 e 130 Mio sono in effetti disponibili per la RIC. La differenza è utilizzata per la copertura del precedente schema d'incentivazione (regime dei 15 centesimi), per accantonamenti per rischi relativi ai progetti di geotermia di profondità e per riserve a favore delle domande di rimborso dei grandi consumatori. La cifra a

Impianti fotovoltaici installati e relativa localizzazione (aggiornamento dicembre 2009).



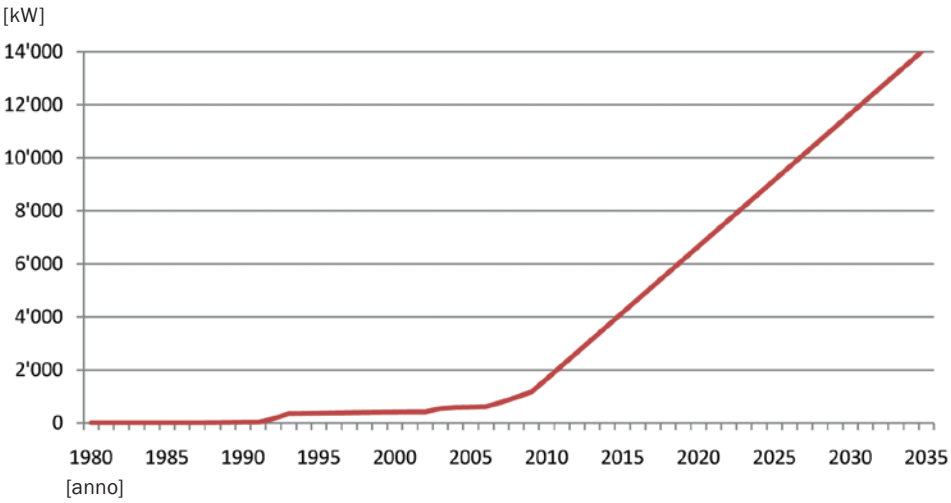
disposizione per il 2009, da ripartire sull'intera nazione e sulle diverse fonti rinnovabili, si è esaurita molto rapidamente, arrivando a precludere la possibilità di ammettere alla rimunerazione nuovi impianti fotovoltaici almeno fino al 2011. In Ticino la RIC ha consentito di installare 48 nuovi impianti fotovoltaici per una potenza complessiva di circa 370 kW. Sono inoltre stati ammessi al regime RIC altri 12 impianti, che attualmente sono in fase di progettazione/realizzazione, per una potenza complessiva di 184 kW. Vi è infine una lista d'attesa di 107 impianti (2'235 kW), di cui quattro con potenza di 100 kW e uno da 769 kW.

Sulla base di questi elementi, si può ragionevolmente ritenere che anche in futuro la RIC consentirà di installare circa 600 kW ogni tre anni, cioè circa 200 kW/anno.

Per una descrizione esaustiva delle possibilità di sviluppo della tecnologia, non bisogna dimenticare i meccanismi di mercato, che generano investimenti anche in questo settore. In particolare, occorre ricordare i finanziamenti ai grandi impianti messi a disposizione nell'ambito delle borse dell'energia solare, come ad esempio quella attivata dall'azienda elettrica di Zurigo EWZ. Hanno goduto di questi contributi ad esempio tre grandi impianti costruiti di recente in Ticino (impianto sulle scuole di Chiasso, impianto ad Acquarossa, impianto a Frasco). Considerando anche tale contributo, in assenza di ulteriori provvedimenti esterni, si può stimare che mediamente la crescita della potenza fotovoltaica installata in Ticino sia pari a circa 500 kW/anno.

Uno scenario tendenziale (business as usual), ottenuto proiettando in modo lineare tali stime, mostra che per il 2035 la potenza installata potrebbe aggirarsi intorno ai 14 MW.

Ipotesi proiezione potenza installato solare fotovoltaico [kW] Scenario business as usual



Si consideri che tale stima è estremamente semplicistica: infatti la penetrazione del fotovoltaico nel mercato elettrico permette di ridurre i costi di produzione grazie alla «curva di apprendimento», che mostra la diminuzione dei costi in funzione delle vendite cumulate, cosicché può realizzarsi una dinamica doppiamente positiva: la diminuzione dei costi provoca l'aumento delle vendite le quali a loro volta contribuiscono a ridurre i costi. Quindi è plausibile ritenere che al 2035 la potenza installata potrà essere in realtà superiore a quanto mostrato in figura (12 MW installati).

Potenziale

Per una valutazione complessiva del potenziale di sviluppo di tale tecnologia, occorre considerare che:

- la produzione annua media di elettricità da impianti fotovoltaici alle latitudini del Cantone è circa di 1'100 kWh/kW installato;
- un pannello fotovoltaico di potenza pari a 1 kW richiede mediamente una superficie di 10 m^2.

Poiché si ritiene assolutamente da preferire l'installazione di impianti fotovoltaici sull'edificato esistente (anzi, proprio uno dei punti di forza di tale tecnologia è la possibilità di essere collocata su superfici destinate ad altri usi, senza causare ulteriore consumo di suolo), si possono prendere in considerazione i dati relativi alla copertura del suolo contenuti nel Registro Edifici e Abitazioni (REA). Essi forniscono una stima della superficie al suolo complessivamente occupata dagli edifici a prevalente destinazione abitativa, in prima approssimazione assimilabile alla superficie dei tetti disponibile per l'installazione di impianti solari, pari a poco meno di 1'191 ettari. Stimando che, per motivi di ombreggiamento e orientamento, ¼ dei tetti sia adatto all'installazione degli impianti fotovoltaici, si ottiene una superficie utile potenziale pari a quasi 300 ettari, sui quali si potrebbero installare 300 MW, per produrre 330 GWh/anno.
Tale valore è da intendersi quale **forte sotto-stima**, poiché non tiene conto delle vaste superfici disponibili sui tetti degli edifici commerciali e produttivi, che non sono inclusi nel REA, né di eventuali installazioni lungo le strade (in particolare, potrebbero essere interessanti installazioni sui ripari fonici, purché lungo tronchi stradali orientati in modo tale da captare efficacemente la radiazione solare, in analogia con quanto fatto sul ponte-diga di Melide). Includendo anche gli edifici a destinazione produttiva e commerciale, **si ritiene che il potenziale possa aggirarsi intorno ai 400 GWh/anno e sia sicuramente superiore ai 350 GWh/anno.**

Visioni, scelte, obiettivi

Obiettivo

La produzione di energia elettrica da fonte fotovoltaica raggiunge i 280 GWh/anno, pari all'8.5% del fabbisogno complessivo di elettricità registrato nel 2008.

Stime di calcolo:

- fabbisogno complessivo elettricità 2008: 3'290 GWh/anno; l'8.5% di tale fabbisogno è pari a 280 GWh;
- considerata una produzione media di 1'100 kWh per kW installato, per produrre 280 GWh occorre installare una potenza fotovoltaica pari a poco più di 250 MW.

Pertanto in relazione alla potenza installata l'obiettivo può essere così espresso in termini quantitativi: installare 250 MW di impianti fotovoltaici. Ciò richiede la disponibilità di 2'500'000 m^2 di superficie, pari a 250 ettari.

Dal punto di vista della disponibilità di superficie per l'installazione di impianti fotovoltaici, l'obiettivo risulta quindi fattibile senza intaccare aree non edificate, in coerenza con gli obiettivi di contenimento del consumo di suolo delineati dal Piano Direttore.

Strumenti

1. Realizzazione di una **mappatura solare del territorio cantonale**, con una scala di dettaglio (griglia di 50 x 50 m). In questo contesto, promozione di studi per la valutazione del potenziale di sfruttamento dell'energia solare in ambiti specifici (ex: versanti montani o dighe).
2. Emanazione di una **Direttiva per l'inserimento di impianti solari nel costruito** e istituzione di una Commissione per i casi controversi. Particolare attenzione deve essere conferita alla regolamentazione della posa degli impianti solari nei nuclei.
3. Introduzione di **facilitazioni procedurali per la posa di impianti di dimensioni inferiori ai 50 m**[2] (notifica invece di domanda di costruzione).
4. Elaborazione di Linee guida rivolte ai comuni, volte a promuovere l'aggiornamento degli **strumenti di pianificazione comunali** (Piano Regolatore e Regolamento edilizio): introduzione di vincoli in sede di PR per nuove costruzioni, demolizioni con ricostruzione, ristrutturazioni e ampliamenti; differenziazione per abitazioni a prevalente funzione residenziale, produttiva/commerciale, alberghi, case di cura e ospedali).
5. Emanazione di **sussidi a fondo perso** con cui diminuire le barriere costituite dagli elevati costi d'investimento iniziali, in analogia a quanto sinora effettuato con i cicli di incentivazione cantonali. Affinché abbiano efficacia nello sviluppo del mercato fotovoltaico, con conseguente abbassamento dei prezzi, tali sussidi devono essere emanati in modo sistematico nel corso degli anni ed essere di importo elevato, pari ad **almeno 1.5 Mio CHF/anno**. Con tale disponibilità finanziaria si potrebbero garantire contributi pari a 1'500 CHF/kW installato[2]. Ciò consentirebbe di **installare 1'000 kW (1 MW) all'anno**. Il finanziamento di tali sussidi potrebbe essere eventualmente effettuato attraverso il prelievo di **0.05 cts/kWh** sulla tariffa elettrica, a carico degli utenti finali. Considerando un consumo medio per unità domestica pari a 4'000 kWh/anno, tale prelievo avrebbe l'effetto di un incremento di 2 CHF/anno in media sulle economie domestiche cantonali, pertanto assolutamente trascurabile.
6. Rimunerazione a copertura dei costi (**RIC**) istituita a livello **federale**, finanziata attraverso il prelievo sulla tariffa elettrica di al massimo 0.6 cts/kWh (attualmente, 0.45 cts/kWh)[3] - di tale prelievo, solo il 5% è destinato agli impianti fotovoltaici (al massimo 0.03 cts/kWh).
7. Attivazione di una **tariffa incentivante a livello cantonale a copertura dei costi di immissione in rete dell'energia elettrica prodotta da fonti fotovoltaiche (RIC-TI)**. Tale tariffa è alternativa alla RIC introdotta a livello federale (uno stesso impianto non può godere contemporaneamente delle rimunerazioni federali e di quelle cantonali).

Condizioni d'accesso

In analogia con lo strumento RIC introdotto a livello federale, tale tariffa incentivante:

- è corrisposta ai soli nuovi impianti;
- è differenziata in funzione del livello d'integrazione architettonica dell'impianto e della classe di potenza installata;
- è costante per tutto il periodo di remunerazione, tuttavia ha un valore progressivamente decrescente nel tempo, per i nuovi impianti installati ogni anno.

---

2 A titolo di riferimento, si consideri che l'installazione di un impianto fotovoltaico costa mediamente 8'000 CHF/kW.

3 Nel dicembre 2009 il parlamento federale si è espresso favorevolmente rispetto alla possibilità di innalzare l'entità del prelievo fino a 0.9 cts/kWh, a partire dal 2013.

La tariffa incentivante RIC-TI si differenzia dalla RIC federale per i seguenti aspetti:

- è concessa per un periodo di 20 anni: ciò è giustificato dal fatto che la maggiore insolazione di cui gode il Cantone Ticino rispetto alla media del territorio nazionale, e di conseguenza la maggiore resa produttiva, consentono di rientrare dai costi d'investimento di realizzazione degli impianti in un numero di anni minore;
- la rimunerazione viene concessa per i nuovi impianti solo fino all'anno 2025. In linea con le previsioni relative all'andamento dei mercati internazionali, si ritiene che dopo il 2025 il mercato creato sul territorio ticinese sia tale da consentire la grid parity (il costo del kWh fotovoltaico coincide con il costo del kWh per l'utente finale). Nel caso in cui tale condizione venisse raggiunta prima del 2025, appena cio' si verificasse dovrebbe essere bloccato l'ingresso al meccanismo di rimunerazione per i nuovi impianti.

Inoltre, per evitare repentine saturazioni della cifra complessivamente disponibile per la rimunerazione, responsabili dei problemi di stop-and-go riscontrati con il provvedimento di RIC federale, sono definite le seguenti condizioni:

- possono accedere alla RIC-TI impianti di potenza massima pari a 1 MW;
- gli impianti sono articolati in tre classi dimensionali, per le quali sono fissate limitazioni sulle potenze cumulate installabili ogni anno, definite con riferimento ad una potenza massima installabile commisurata alle risorse finanziarie disponibili annualmente per la rimunerazione.

Ad esempio, **ipotizzando di tendere verso uno scenario ambizioso, con raggiungimento dell'obiettivo al 2030 (in 20 anni),** occorre installare ogni anno circa 12.5 MW di impianti fotovoltaici. Tale potenza potrebbe essere così ripartita:

Categoria impianto	Potenza impianto	Potenza max installabile per anno	Numero max impianti realizzabili per anno
I	Tra 100 kW e 1 MW	6.250 MW	6
II	Tra 10 e 100 KW inclusi	3.125 MW	31
III	Fino a 10 kW inclusi	3.125 MW	312
	Totale	**12.5 MW**	

Definizione del plafond e costi di attuazione

Questa ripartizione riflette una concezione del sistema di produzione e distribuzione dell'energia elettrica del tipo «smart-grid»: la produzione è decentralizzata e si appoggia a un mix costituito da un numero limitato di impianti di dimensioni medio-grandi (fino a 1 MW), diversi impianti di dimensioni medie (100 kW) e una nutrita serie di impianti di piccole dimensioni (fino a 10 kW).

Sulla base delle stime sopra esposte, l'attivazione di tale meccanismo incentivante deve consentire l'installazione di 12.5 MW fotovoltaici all'anno; in virtù del raggiungimento della grid parity, previsto al 2025, non sono previsti finanziamenti per nuovi impianti oltre tale anno: si saranno create le condizioni affinchè l'installazione di nuovi impianti diventi competitiva dal punto di vista economico: il mercato che si sarà creato procederà autonomamente nell'installazione di nuovi impianti. Occorre tuttavia garantire la rimunerazione per 20 anni agli impianti installati nel 2025: devono quindi essere messe a disposizione risorse finanziarie fino al 2045.

Applicando le tariffe definite in sede di RIC federale è possibile simulare l'evoluzione dell'importo finanziario necessario per alimentare la RIC-TI, anno dopo anno. Nel complesso, per l'intero periodo di validità di tale strumento (**dal 2010 al 2045**) si stima che sarebbe necessario **disporre di circa 1.5 miliardi di franchi**.
All'importo finanziario necessario per coprire la rimunerazione occorre aggiungere il costo di almeno una persona dedicata a tempo pieno alla gestione del sistema RIC-TI, che si stima possa costare ulteriori 200'000 chf/anno.

Modalità di finanziamento della tariffa incentivante

Considerata l'entità delle risorse finanziarie per tale strumento incentivante, si propone che il finanziamento sia coperto prevalentemente attraverso un incremento della tariffa elettrica a carico degli utenti finali. Un **aumento di 1.1 cts/kWh della tariffa elettrica su tutto il periodo 2010–2045** consentirebbe di finanziare l'intero meccanismo RIC-TI. Considerando un consumo medio di elettricità per utenza domestica pari a 4'000 kWh/anno, il contributo annuo richiesto alle economie domestiche produrrebbe un incremento della bolletta pari a circa 50 CHF/anno.

È possibile modulare il ruolo degli utenti finali, introducendo un contributo cantonale, o variando nel tempo l'entità del contributo: ad esempio, potrebbero essere proposti aumenti della tariffa crescenti in modo graduale, anno dopo anno, o, viceversa, gli aumenti della tariffa potrebbero scomparire negli ultimi anni, a fonte di tariffe leggermente più elevate negli anni iniziali.

Ipotizzando di tendere verso uno scenario meno ambizioso, con raggiungimento dell'obiettivo intorno al 2060 (tra 50 anni), si potrebbe diminuire l'entità dell'aumento del costo del kWh, portandolo a **0.45 cts/kWh per tutto il periodo 2010–2045**, coincidente con quello attualmente prelevato agli utenti finali per la RIC federale. L'importo finanziario complessivamente necessario a coprire la RIC-TI sarebbe ridimensionato a circa **600 milioni di franchi, per tutto il periodo 2010–2045**.

Gestione operativa

Secondo entrambe le opzioni, ogni anno l'accesso al sistema RIC-TI viene garantito ai nuovi impianti secondo le condizioni stabilite nella tabella precedente, fino a saturazione della cifra a disposizione. Ai soggetti ammessi a fruire della RIC-TI viene concesso un periodo di 9 mesi per avviare la realizzazione dell'impianto e ottemperare alle procedure di natura urbanistica ed edilizia, trascorso il quale decade il diritto di fruire della RIC-TI. Quando si arriva alla saturazione della cifra messa a disposizione per la RIC-TI, viene creata una lista d'attesa per i nuovi impianti che chiedono di accedere al sistema. L'aggiornamento delle liste d'attesa e la verifica dell'avvio della realizzazione dell'impianto vengono effettuate ogni 6 mesi.

In alternativa a tale proposta, lo sviluppo degli impianti fotovoltaici potrebbe essere principalmente affidato agli operatori del mercato elettrico (aziende di distribuzione dell'elettricità), che potrebbero investire nella realizzazione degli impianti, da installare sui tetti dei privati cittadini dietro la concessione di una sorta di affitto. L'investimento per la costruzione degli impianti potrebbe essere coperto in parte con capitale proprio delle aziende elettriche, in parte con l'aumento delle tariffe elettriche per i consumatori finali. La ricaduta sui consumatori sarebbe in questo caso inferiore a quella prevista dallo strumento RIC-TI; inoltre, concentrare la capacità produttiva nelle mani di pochi soggetti consentirebbe una più efficiente gestione degli impianti e la realizzazione di economie di scala.

Varianti d'azione

Obiettivo: 280 GWh – 250 MW

	Variante 0 (BAU)	Variante A	Variante B	Variante C
1. Mappatura solare	X	X	X	X
2. Direttiva per l'inserimento degli impianti solari nel costruito	X	X	X	X
3. Facilitazioni per la posa degli impianti solari			X	X
4. Linee guida rivolte ai comuni			X	X
5. Emanazione di sussidi a fondo perduto		X (0.05 cts/kWh)		
6. RIC federale	X (0.45 – 0.9 cts/kWh)	X (0.45 – 0.9 cts/kWh)	X (0.45 – 0.9 cts/kWh)	X (0.45 – 0.9 cts/kWh)
7. RIC-TI			X (0.45 cts/kWh)	X (1.1 cts/kWh)
Raggiungimento dell'obiettivo	**Non meno di 200 anni**	**Non meno di 100 anni**	**50 anni**	**25 anni**
Stima MW installati nel 2035	14	63	125	250
Stima produzione nel 2035 [GWh]	15	70	138	280
Stima MW installati nel 2050	21	100	200	330
Stima produzione nel 2050 [GWh]	23	110	220	360

Effetti attesi

Obiettivo: 280 GWh – 250 MW

	Variante 0 (BAU)	Variante A	Variante B	Variante C
Consumo di energia	Le varianti d'azione non agiscono sulla diminuzione dei consumi (non sono provvedimenti rivolti all'efficienza energetica).			
Percentuale di utilizzo di energie rinnovabili rispetto al fabbisogno	+	++	+++	++++
	Ogni anno aumento della produzione da fonte rinnovabile di 550'000 kWh.	Ogni anno aumento della produzione da fonte rinnovabile di 2'740'000 kWh/anno.	Ogni anno aumento della produzione da fonte rinnovabile di 5'500'000 kWh/anno.	Ogni anno aumento della produzione da fonte rinnovabile di 11'000'000 kWh/anno.
Emissioni di CO_2 Ipotesi di stima: la produzione di energia elettrica fotovoltaica consente di ridurre le importazioni di energia elettrica – sono considerati fattori di emissione di CO_2 dell'energia elettrica mediamente consumata in Svizzera	+	++	+++	++++
	Ogni anno riduzione delle emissioni di 78 ton; a regime, riduzione delle emissioni di 38'900 ton/anno. Al 2035: riduzione delle emissioni di 1'944 ton/anno. Al 2050: riduzione delle emissioni di 3'111 ton/anno.	Ogni anno riduzione delle emissioni di 389 ton; a regime, riduzione delle emissioni di 38'900 ton/anno. Al 2035: riduzione delle emissioni di 9'727 ton/anno. Al 2050: riduzione delle emissioni di 15'563 ton/anno.	Ogni anno riduzione delle emissioni di 778 ton; a regime, riduzione delle emissioni di 38'900 ton/anno. Al 2035: riduzione delle emissioni di 19'454 ton/anno. Al 2050: riduzione delle emissioni di 31'126 ton/anno.	Ogni anno riduzione delle emissioni di 1'555 ton; a regime, riduzione delle emissioni di 38'900 ton/anno] Al 2035: riduzione delle emissioni di 38'875 ton/anno. Al 2050: riduzione delle emissioni di 51'120 ton/anno.
Costo (per il Cantone)	–	–	–	–
Costo (per l'economia privata)	–	– –	– – –	– – – –
		Per i soli sussidi, 52 Mio CHF in 35 anni.	Per la sola RIC-TI, 600 Mio CHF in 35 anni.	Per la sola RIC-TI, 1.5 Mld CHF in 35 anni.
Reddito generato sul territorio cantonale	+	++	+++	++++
	Investimenti per 4 Mio CHF/anno.	Investimenti per 12 Mio CHF/anno.	Investimenti per 40 Mio CHF/anno.	Investimenti per 96 Mio CHF/anno.
Creazione di occupazione	+	++	+++	++++
Emissioni atmosferiche	+	++	+++	++++
Effetti sul paesaggio	Il piano d'azione avrà effetti trascurabili sul paesaggio, poiché gli impianti saranno installati nel rispetto dei criteri impartiti dalla direttiva per l'inserimento nel costruito.			
Effetti su ecosistemi e consumo di suolo	Il piano d'azione non avrà effetti sugli ecosistemi né sul consumo di suolo, poiché gli impianti saranno inseriti nell'edificato.			

Indicatori di monitoraggio

- Numero di impianti fotovoltaici allacciati alla rete elettrica [num]
- Potenza totale[5] di impianti fotovoltaici allacciati alla rete elettrica [kW]
- Numero di impianti fotovoltaici che beneficiano del sistema incentivante RIC-TI [num]
- Potenza totale degli impianti fotovoltaici che beneficiano del sistema incentivante RIC-TI [kW]

Fonti dei dati

I dati sono raccolti «dal basso», attraverso le aziende elettriche operanti sul territorio cantonale[6], e «dall'alto», attraverso elenchi a livello nazionale.

- Swissgrid – impianti allacciati alla rete e relativa potenza installata [dal 2009]
- EWZ – impianti cui sono stati erogati contributi
- Naturemade – impianti cui sono stati erogati contributi
- ISAAC – banca dati incentivi cantonali erogati e impianti allacciati alla rete e relativa potenza installata (fino al 2008)
- Aziende elettriche – impianti allacciati alla rete

Copertura territoriale dei dati	Aggregazione spaziale dei dati
Intero Cantone	Dati puntuali – sono noti i mappali catastali
Copertura temporale	**Frequenza di rilevamento**
Dati disponibili dal 1982	Annuale (disponibili dati al 1 gennaio)

Responsabilità

- RIC-TI: la responsabilità di impostazione e gestione della tariffa di rimunerazione è demandata dal Cantone al centro di competenza «rete elettrica»;

Aggiornamento pianificazione comunale: la responsabilità di attuazione è demandata ai Comuni.

Collegamenti ad altre schede

P.6 Solare termico

5 Il numero totale di impianti e la relativa potenza installata non sono disponibili con certezza: ai fini della valutazione dell'efficacia degli strumenti attivati conviene pertanto confrontare le variazioni di tali indicatori tra un anno e il successivo, piuttosto che considerarne il solo valore assoluto cumulato nel tempo.

6 A questo scopo occorre che il PEC imponga alle aziende elettriche una collaborazione del seguente tipo: ogni volta che viene allacciato alla rete elettrica un impianto fotovoltaico, i dati caratteristici (indirizzo e/o mappale catastale, potenza, produzione annua e data di entrata in funzione) sono comunicati al soggetto cantonale di riferimento per il monitoraggio dati (referente per l'aggiornamento del «portale dell'energia»).

P.4 Copertura fabbisogno elettrico e commercio

P.4

Situazione attuale

La scheda Copertura del fabbisogno elettrico e commercio mette in evidenza le esigenze e le necessità in relazione alla copertura del fabbisogno elettrico cantonale, tenendo conto in particolare della produzione di energia elettrica da fonti indigene e i relativi obiettivi per il futuro. Essa fa quindi diretto riferimento alle schede contenenti obiettivi di produzione di elettricità, che in parte dipendono dall'azione dei privati.

L'autorità cantonale deve garantire l'approvvigionamento sicuro ed a prezzi competitivi di energia elettrica conformemente ai principi di politica energetica federali e cantonali (cfr. cap. 4 e 5 del PEC), come pure la valorizzazione dell'energia idroelettrica, e per questi compiti si avvale dell'Azienda elettrica ticinese (AET). Considerata la necessità di tenere conto delle scelte che si prenderanno negli altri settori, in particolare quelli relativi alla produzione di energia elettrica (cfr. P.1, P.2, P.3), e del relativo sfasamento temporale tra la realizzazione di tutti gli obiettivi di produzione indigena al servizio della domanda cantonale ed il consumo effettivo, la presente scheda propone un primo bilancio energetico per quanto riguarda l'energia elettrica, evidenziando le necessità di approvvigionamento attuali ed in proiezione, illustrando le modalità di copertura del fabbisogno alla luce della situazione attuale e delle scelte già ora consolidate. In considerazione dell'indirizzo di promuovere la valorizzazione dell'energia idroelettrica, da una parte, e dell'insufficiente produzione di energia elettrica a disposizione di AET per rapporto al fabbisogno cantonale, la scheda tratta pure il tema delle importazioni di energia elettrica. La difficoltà di coprire il fabbisogno completamente in Ticino (ma anche in Svizzera) è infatti legata a innumerevoli fattori, tra cui l'attuazione delle riversioni nonché la lentezza dei tempi realizzativi.

Il ruolo di AET

L'attuazione e il coordinamento delle scelte di politica energetica cantonale sono compito affidato all'azienda elettrica ticinese AET dalla specifica legge (Legge istituente l'Azienda elettrica ticinese, del 25 giugno 1958). Tramite la produzione e il commercio di energia, il suo ruolo nell'attuazione della politica cantonale in materia energetica, anche definita tramite il presente documento, è quindi centrale e strategico. L'azienda agisce tenuto conto delle norme e dei principi della Legge cantonale sull'energia, avente lo scopo di favorire un approvvigionamento energetico del Cantone sufficiente, sicuro, economico e compatibile con le esigenze di protezione dell'ambiente. Con particolare riferimento alla copertura del fabbisogno elettrico cantonale, la legge sull'energia promuove segnatamente l'impiego e lo sviluppo delle fonti energetiche rinnovabili oltre che la riduzione della dipendenza dalle fonti energetiche importate.
AET concorre quindi alla produzione e alla commercializzazione di energia elettrica, di gas naturale e di nuove energie rinnovabili; promuove l'uso razionale dell'energia e il contenimento dei consumi, la differenziazione nell'uso dei vettori energetici, nonché le ricerche e le sperimentazioni in materia di energie alternative. In materia di altre energie, segnatamente di gas naturale, essa collabora con gli Enti pubblici, parapubblici e privati che si prefiggono lo stesso scopo e concorre con essi alla realizzazione e alla gestione dei relativi impianti.
Fatta questa premessa, AET continua a garantire l'adempimento dei suoi obblighi costituzionali, principalmente in 3 modi:

- Con gli «asset» attualmente a disposizione di AET, ovverosia:
  - produzioni proprie (impianti idroelettrici);
  - produzioni in compartecipazione (nucleare e idroelettrico);
  - contratti di acquisto strategici a lungo termine da fonti diverse;

- Con l'acquisizione di nuove capacità produttive (nuove centrali proprie, ammodernamento e potenziamento di centrali esistenti, riversioni, partecipazioni, contratti a lungo termine)
- Con acquisti sul mercato a medio e corto termine.

Oltre a ciò AET nella sua politica persegue l'utilizzo dell'energia elettrica prodotta da centrali termoelettriche quale energia di transizione solo fino al conseguimento delle prime grandi riversioni, e mira a garantire un'immissione in rete di almeno il 70% di energia omologata.

Su un totale di potenza installata in tutti gli impianti idroelettrici presenti sul territorio ticinese di 1'539 MW ed una produzione annuale media di ca. 3'600 GWh, solo ca. 1'550 GWh sono direttamente gestiti da AET o aziende elettriche di distribuzione attive sul territorio, e possono pertanto essere direttamente utilizzati per coprire il fabbisogno cantonale.
La natura stessa del proprio portafoglio impone ad AET di operare sui mercati elettrici internazionali. In effetti la maggior parte delle produzioni di AET sono di provenienza idroelettrica ticinese, il che comporta un'alta dipendenza dai fattori meteorologici. Oltretutto il mercato elettrico svizzero è fortemente illiquido e gestito da pochissimi attori (soprattutto Alpiq, Axpo, BKW).
Alla luce di questa situazione, per ridurre i rischi e la dipendenza dai pochi attori presenti, come pure per garantire l'approvvigionamento del portafoglio di vendita, allorquando gli asset a disposizione di AET non sono sufficienti, e valorizzare al meglio gli esuberi della produzione durante i mesi estivi e durante le ore della giornata dove il prezzo dell'energia è più elevato, AET ricerca costantemente le migliori opportunità offerte da mercati esterni alla Svizzera, e si può pertanto definire un operatore di mercato «asset trading».
Inoltre, per garantire una gestione razionale ed economica delle acque, le attività commerciali di AET si concentrano anche sull'ottimizzazione delle proprie produzioni sui mercati.

Portafogli AET

Composizione del portafoglio «asset» di AET

Gli «asset» di AET sono suddivisi nelle seguenti categorie:

1. **«Produzioni proprie»**: sono tutte le centrali idroelettriche e fotovoltaiche gestite da AET sul territorio cantonale.
2. **«Partecipazioni idro»**: sono le partecipazioni idrauliche di AET. Comprende la quota spettante al Cantone nelle «Partnerwerke» ticinesi e la sottopartecipazione di AET in Mattmark.
3. **«Partecipazioni nucleari»**: sono le partecipazioni nucleari di AET. Comprende l'energia proveniente dalla produzione delle partecipate nucleari di AET (Francia e Svizzera).
4. **«Partecipazioni termiche convenzionali»**: sono le partecipazioni in impianti di produzione con combustibili di origine fossile. Comprende la partecipazione nella centrale a carbone di Lünen che entrerà in produzione a partire da ottobre 2012 (Cfr. Messaggio no. 6091 del 9 luglio 2008).
5. **«Contratti lungo termine»**: Sono tutti i contratti di approvvigionamento strategici di AET. Comprende sia contratti svizzeri che esteri con particolare riferimento alla Germania e alla Francia.

---

1 L'attività denominata «asset trading» o «asset backed» è l'attività principale del commercio di energia. Si tratta del commercio fisico di energia che permette ad AET di gestire gli acquisti e le vendite sul mercato nazionale e internazionale con lo scopo di coprire i manchi e garantire l'approvvigionamento di energia elettrica del Cantone conformemente al mandato istituzionale soprattutto durante i mesi invernali, di ottimizzare l'energia dei propri impianti produttivi soprattutto durante i mesi estivi, ed infine di valorizzare gli asset e le attività non ticinesi (Merchant Line, contratti strategici esteri e AET Italia).

Composizione del portafoglio «sales» di AET

Le attività di «sales» di AET sono suddivise nelle seguenti categorie:

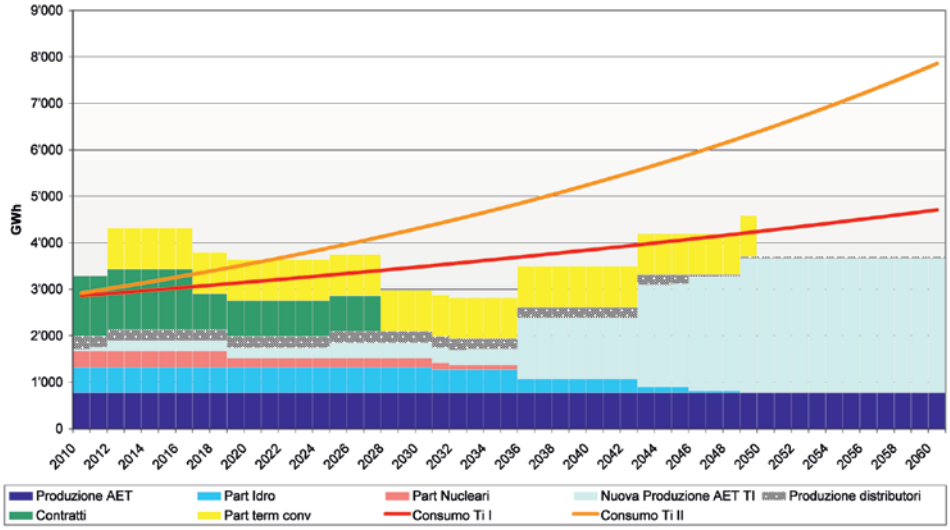
1. **«Distributori Ticino»**: sono tutte le vendite previste ai distributori ticinesi, i quali però, dopo la liberalizzazione del mercato, non sono più obbligati a rifornirsi da AET;
2. **«Altri clienti Ticino»**: sono le vendite previste a clienti ticinesi;
3. **«Clienti CH (fuori Ticino)»**: sono le vendite previste a clienti privati svizzeri. Si tratta di un'attività nuova e frutto della liberalizzazione del mercato elettrico per grandi utilizzatori. La destinazione dell'energia è svizzera.

Caratteristiche e tendenze

Per la copertura del fabbisogno cantonale, alcune aziende elettriche di distribuzione fanno capo a produzioni proprie, alle quali bisogna aggiungere le produzioni degli auto produttori.

I certificati di origine derivanti dalla produzione idraulica e solare sono gestiti da AET in un portafoglio separato. AET mette a disposizione in prima istanza questi certificati ai distributori ticinesi per coprire le loro vendite di energia rinnovabile ai consumatori finali (nel 2008 ca. 10 GWh). La quota non richiesta dal mercato ticinese viene valorizzata su altri mercati in Svizzera ed Europa. Il grafico seguente mette a confronto le curve di carico del fabbisogno ticinese (con una previsione di aumento del consumo ticinese di 1 e rispettivamente 2 % annui) con l'energia a disposizione del Cantone (AET + produzione distributori) a partire dal 2010. La copertura della fascia di consumo «di banda» da parte delle partecipazioni nucleari e dei contratti a lungo termine permette, al momento, di valorizzare la più pregiata produzione idroelettrica «di punta» propria anche sul mercato extracantonale.

Approvvigionamento e consumi in Ticino
Fonte: AET – 2009



Di seguito[2] è riportata una ripartizione percentuale delle fonti di produzione a disposizione per la copertura del fabbisogno attuale di energia elettrica cantonale (dati 2008[3]) con una previsione al 2035 e al 2050 nel caso in cui non venissero intraprese nuove misure volte ad aumentare la produzione e a contenere i consumi, se non quelle attualmente già decise:

2008					
	Inverno [GWh]	Estate [GWh]	Totale [GWh]	2035 [GWh]	2050 [GWh]
Produzioni proprie AET[4]	319	517	836	885	2'690
Partecipazioni idroelettriche AET	172	258	430	701	201
Cogenerazione AET (ICTR)	0	0	0	100	100
Partecipazioni nucleari AET	175	178	353	50	0
Partecipazioni termiche convenzionali AET	0	0	0	900	0
Contratti da fonti non omologabili AET	439	438	877	0	0
Contratti da fonti rinnovabili AET	212	211	423	0	0
Produzioni idro distributori	130	227	319	265	212
Produzioni idro autoproduttori	8	12	21	24	17
Produzioni impianti minori[5]	3	5	8	9	10
Piccoli impianti di cogenerazione	2	2	4	4	4
Totale	**1'459**	**1'848**	**3'270**	**2'938**	**3'234**
Consumo cantonale[6]	**1'589**	**1'353**	**2'942**	**4'100**	**5'300**

Ricordando che il 2008 è stato un anno molto particolare, caratterizzato da un inverno secco e da un'estate molto umida, il totale dell'energia elettrica a disposizione di AET e dei distributori è allo stato attuale leggermente superiore al fabbisogno cantonale. Ciò non toglie che in determinati momenti della giornata o dell'anno (ad es. in inverno), il consumo sia ben superiore alla produzione disponibile e l'evoluzione futura della tendenza generale dei consumi e delle disponibilità di approvvigionamento da fuori Cantone (cfr. anche cap. 3 del rapporto PEC) impone una visione che permetta di anticipare i problemi in questo campo.
Senza adeguate contromisure il consumo nel 2035 potrebbe essere compreso in una forchetta tra i 3'600 – 4'600 GWh/a, mentre nel 2050 raggiungerebbe i 4'200 – 6'400 GWh/a (vedi grafico precedente).
Il grafico e la tabella mettono pure in evidenza come le scadenze di diversi contratti di fornitura di energia elettrica, temporalmente più vicine del recupero dell'intera produzione idroelettrica indigena (cfr. più sotto, pto «Le riversioni») determinino un gap tra fabbisogno cantonale e disponibilità di AET, che deve essere gestito tramite le scelte di politica energetica.

---

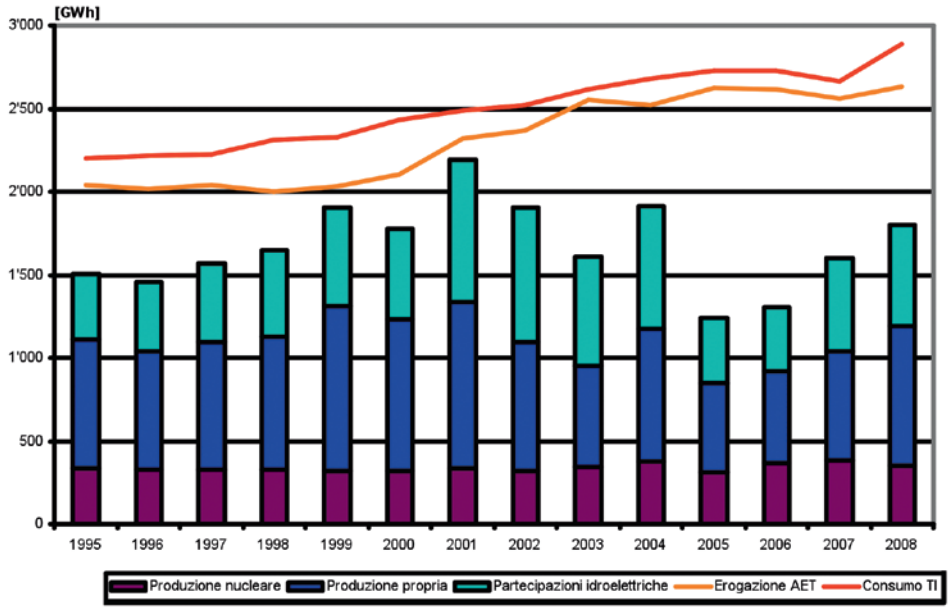
2 La tabella tiene già in considerazione l'applicazione dell'aumento del deflusso minimo vitale (DMV) sulle concessioni scadute (-9% in media) e l'influsso negativo dovuto ai mutamenti climatici a partire dal 2050 (-6%).
3 La produzione idroelettrica in Ticino durante il 2008 è stata pari al 104% della media pluriennale (DFE – Ufficio dell'energia)
4 Idroelettrico (incluso compenso OFIMA), fotovoltaico, eolico
5 Minihydro (<300kW), acquedotti, fotovoltaico
6 Inclusa quota pompaggio TI, FFS escluse

L'ampiezza di tale ammanco verrà determinata pure dalla riuscita dell'attuazione degli ulteriori obiettivi inseriti nelle altre schede settoriali, sia in riferimento al contenimento dei consumi, sia in riferimento all'incremento della produzione di energia elettrica di cui alle relative schede specifiche (fotovoltaico, eolico, idroelettrico, cogenerazione, cfr. anche più sotto), che dipendono però molto anche dall'azione dell'economia privata.

La centralità del ruolo di AET nell'ambito dell'approvvigionamento economico e sicuro del Paese impone nondimeno che all'Azienda cantonale sia garantita una disponibilità adeguata di energia per attuare i compiti ad essa affidati.

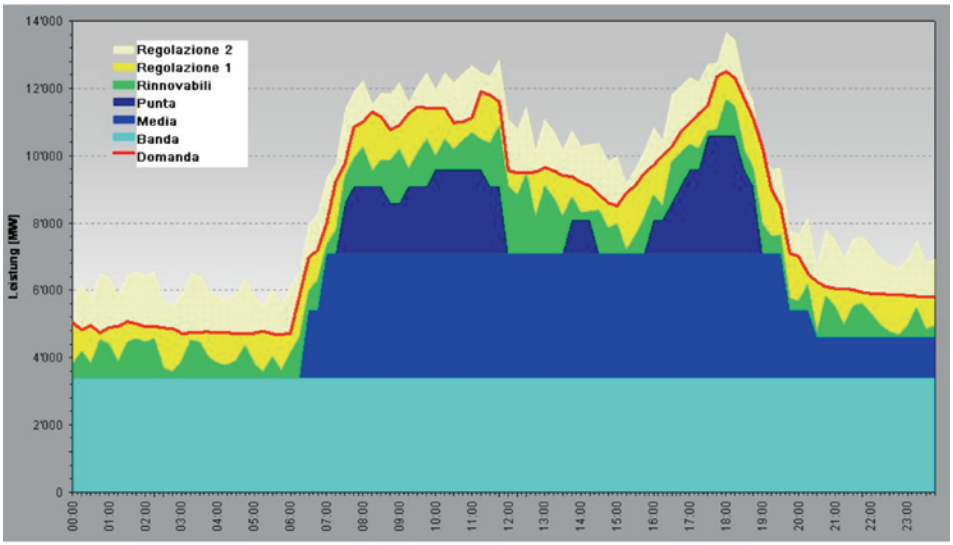
Nel grafico seguente è illustrata l'erogazione a copertura del fabbisogno da parte di AET dal 1995 al 2008 con la produzione disponibile (senza i contratti a lungo termine). La differenza tra l'erogazione AET (linea arancione) ed il consumo cantonale (linea rossa) è coperta dalla produzione propria delle aziende distributrici.

Fonte: AET – 2009



A titolo indicativo si illustra di seguito, per una giornata tipo invernale, la copertura del fabbisogno in Svizzera.

Fonte: Dati Swissgrid, elaborazione AET



Regolazione primaria: garantisce mediante un regolatore di turbine l'equilibrio fra produzione e consumo in una rete. È una funzione decentralizzata svolta in automatico dal regolatore di turbine e destinata ad influenzare la potenza attiva del generatore in funzione dello scarto di frequenza nell'ambito di un'area sincrona.

Regolazione secondaria: regolazione attuata da un dispositivo automatico decentralizzato che regola la produzione in una zona di regolazione in base alla riserva di regolazione secondaria e armonizza il flusso di carico oltrepassante i confini della zona di regolazione con il programma di scambio e rettifica perdite di potenza produttiva conseguenti a guasti di centrali elettriche in una zona di regolazione; riporta la frequenza al suo valore preimpostato se essa denota un notevole scarto ad esempio in seguito alla disfunzione di una grande unità di produzione in una determinata zona di regolazione, sgravando la potenza assorbita dalla regolazione primaria e ripristinando la riserva di regolazione primaria.

Regolazione terziaria: ogni modifica automatica (DATCR), manuale o richiesta mediante il programma previsionale (SATCR) dei punti di lavoro delle unità di produzione al fine di garantire il ripristino tempestivo della riserva di regolazione secondaria.

Energia di banda: è l'energia prodotta da centrali che per ragioni tecniche non possono essere accese o spente in modo repentino, e per questo motivo producono in maniera continua (ad esempio centrali a carbone o nucleari).

Energia media: è l'energia prodotta da centrali a gas, che permettono accensioni o spegnimenti pianificati giornalmente, ad esempio dalle 06.00 alle 22.00.

Energia di punta: è quell'energia prodotta da centrali, in genere idroelettriche, che possono essere attivate a cortissimo termine (pochi minuti) per coprire i momenti di massima richiesta.

Gestione dei portafogli

A lungo termine, l'attività del «Trading & Portfolio Management» è fatta da una parte in relazione agli esuberi e ai manchi di energia derivanti dalla differenza tra «Attivi produttivi» e «Vendite strategiche» in Ticino o Svizzera («Asset»-«Sales»):

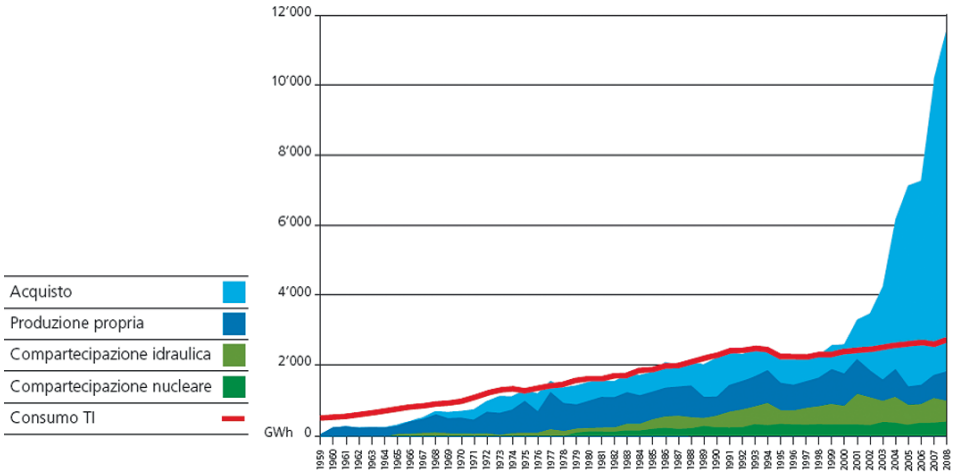
1. se la differenza «Asset»-«Sales» è positiva significa che ci si trova confrontati con esuberi (situazione prevalentemente estiva in Ticino), quindi la gestione del portafoglio ha come scopo di cominciare a ridurre gli esuberi vendendo in anticipo nei mercati più attrattivi con contratti fisici a termine almeno parte di questa energia;
2. se la differenza «Asset»-«Sales» è negativa significa che ci si trova confrontati con manchi di energia (situazione prettamente invernale in Ticino), quindi la gestione del portafoglio ha come scopo di iniziare a ridurre il fabbisogno acquistando in anticipo (con contratti fisici a termine) almeno parte di questa energia in Svizzera o importandola dall'estero, per ridurre il rischio di doversi approvvigionare a prezzi troppo alti con energia spot sulla borsa Swissix oppure OTC[7] giorno per giorno.

Dall'altra in funzione dell'ottimizzazione delle attività che AET detiene all'estero, come la Merchant Line, AET Italia e il contratto con EDF, dove si hanno comunque degli esuberi o dei manchi di energia che devono essere coperti attraverso la vendita o l'acquisto di energia elettrica.

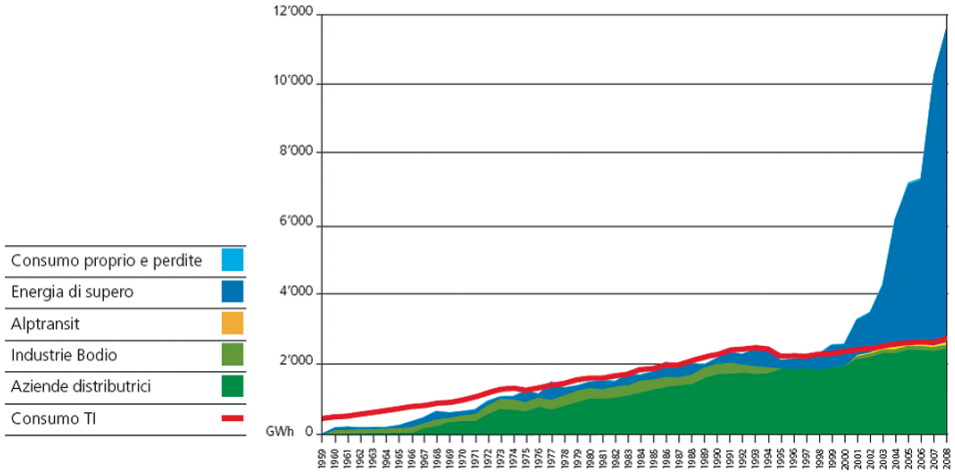
Questa situazione ha fatto in modo che negli ultimi anni, al normale profilo di AET in Svizzera, si sia aggiunto anche il profilo relativo a questi nuovi asset, che hanno modificato in maniera importante l'attività di AET anche in termini di volumi trattati, come evidenziato dai grafici seguenti:

7 »Over The Counter» (OTC): ovvero energia trattata non sul mercato borsistico ma su piattaforme di brokeraggio oppure bilateralmente.

Produzione e prelievo AET
Fonte: Rendiconto AET – 2008



Erogazione
Fonte: Rendiconto AET – 2008



Tutte queste operazioni si rendono necessarie in quanto le vendite in Ticino hanno dei prezzi fissi ed il rischio di approvvigionarsi a corto termine con dei prezzi dell'energia non conosciuti è quindi molto elevato.

Il fatto di essere presenti su più mercati rappresenta un indubbio vantaggio dal punto di vista dell'ottimizzazione ma anche da quello della liquidità. Infatti, dei quattro mercati sui quali AET è attiva sul lungo termine, quello Svizzero è il meno liquido per cui è praticamente impossibile acquistare così tanta energia in un colpo solo e per un periodo così lungo.

La presenza su diversi mercati e la professionalità del Trading permettono ad AET di superare le limitazioni fisiche dell'import dell'energia in Svizzera attraverso la sottoscrizione di contratti fisici di location Swap (ad es. la vendita in Germania e l'acquisto in Svizzera del medesimo quantitativo di energia con la stessa controparte o anche con controparti diverse), pagando o incassando uno «spread» (differenza tra prezzo di vendita e di acquisto) conosciuto. Tali location Swap, visto che possono essere fatti anche con 3–4 anni di anticipo rispetto al «settlement» (reale fornitura fisica), devono essere gestiti nel tempo attraverso la strategia di «Hedging dinamico». Ciò presuppone una continua presenza sul mercato, per cui il trading deve essere pronto a cambiare strategia al variare delle condizioni di mercato. Questo modo di operare, proprio per i cambiamenti di strategia, ha lo «svantaggio»

di generare grossi volumi di energia in termini monetari e fisici, ma permette di affrontare il mercato in modo attivo e non di subirlo in modo del tutto passivo.

Le aste di capacità[8] possono perfettamente completarsi, ma anche sostituirsi, al location SWAP anche se come strumento di gestione del portafoglio permettono di coprire uno spazio temporale più corto.

L'acquisto di una capacità di transito attraverso l'asta permette di assicurarsi il diritto di transito da una nazione all'altra, al costo pattuito, per un periodo determinato variabile (giorno, mese e anno), per tipologia di prodotto ben definita (banda, picco, fuori picco e ore singole) e per un quantitativo di energia che varia in base all'offerta che è stata fatta per partecipare all'asta.

Lo svantaggio sul lungo termine delle aste di capacità risiede nel fatto che per acquistare una capacità annuale di transito per il 2011 tra la Germania e la Svizzera, ma anche tra altre nazioni, bisogna aspettare almeno il mese di novembre del 2010.

La soluzione migliore per portare energia ad esempio dalla Germania alla Svizzera è quindi un mix di location SWAP e aste di transito.

La gestione a corto termine è il secondo passo per bilanciare il portafoglio e ciò avviene il giorno precedente la fornitura fisica dell'energia. Se in un ottica di gestione del portafoglio a lungo termine le differenze tra erogazione e prelievo del portafoglio di AET non devono essere necessariamente azzerate (se non per motivi legati alla gestione del rischio), nella gestione a corto termine del portafoglio esse devono per contro essere azzerate. Questa operazione è necessaria in quanto AET deve comunicare ai gestori di rete per ogni singolo 1/4h del giorno successivo, le proprie posizioni azzerate (erogazione = prelievo).

Siccome però il consumo previsto e la produzione disponibile divergono sempre dalle previsioni, il trading ha anche il compito di vendere a cortissimo termine (gestione del portafoglio «intra day») la produzione eccessiva e di comperare dell'energia supplementare.

Conclusione

Lo scopo principale della gestione del portafoglio è di garantire l'approvvigionamento del Cantone Ticino sfruttando la diversificazione dei prodotti, dei mercati e le competenze acquisite da AET nel corso degli anni, ma anche di trovare le migliori soluzioni per vendere gli esuberi soprattutto durante l'estate.

Per questa ragione la gestione del portafoglio deve determinare con anticipo le discrepanze tra la domanda e l'offerta di energia attraverso degli scenari futuri plausibili e dare ordine al trading di acquistare o vendere energia nei periodi in cui AET ha un manco o un eccesso di energia. La gestione del portafoglio deve poter prevedere anche degli scenari diversi da quello considerato «normale» in quanto il rischio maggiore per l'attività di AET è quello meteorologico (siccità ma anche temperature anomale per la stagione).

Potenziale di approvvigionamento tramite produzione elettrica da fonte indigena al servizio del consumo cantonale

Tra gli scopi della Legge sull'energia figura l'incremento della produzione di energia sul territorio cantonale al servizio del fabbisogno indigeno. Questo obiettivo può essere perseguito mediante la promozione della produzione di energia elettrica, in particolare da fonte rinnovabile, e dal recupero della forza idroelettrica attualmente sfruttata per l'approvvigionamento fuori Cantone.

Un ulteriore incremento dell'energia a diretta disposizione del fabbisogno cantonale è ottenibile tramite la riduzione delle perdite sulle reti di trasporto, come specificato nella scheda D.1 «Distribuzione - Rete elettrica».

---

8 Per evitare che si formino degli Stati esclusivamente produttori, circondati da Stati consumatori, sono stati creati dei colli di bottiglia che limitano gli scambi energetici tra Stati confinanti. Per poter transitare con una certa capacità di energia è necessario aggiudicarsi un'asta di capacità alla frontiera.

Il potenziale di incremento della produzione di energia elettrica nel Cantone Ticino è descritto nelle rispettive schede (cfr. P.1, P.2, P.3, P.5, D.1) ed è riassunto nella seguente Tabella:

		Situazione 2008		Potenziale	
Produzione indigena	**Scheda**	**[MW]**	**[GWh/a]**	**[MW]**	**[GWh/a]**
idroelettrico	P.1	549.50	1'575.0	2'000.00	4'200.0
eolico	P.2	0.00	0.0	30.00	60.0
fotovoltaico	P.3	1.02	1.0	330.00	360.00
cogenerazione	P.5	0.84	4.0	38.84	255.0
pompaggio	P.4	43.60	–57.0	640.00	–1'406.0
perdite di rete di distribuzione	D.1	–	–160.0	–	–100.0
Totale		**595**	**1'363**	**3'039**	**3'369**

Le riversioni

La possibilità di sviluppo di nuovi impianti di medie-grandi dimensioni è limitata e, se perseguita senza la necessaria prudenza, comporterebbe notevoli alterazioni alle componenti ambientali (paesaggio, ecosistemi). Al fine di aumentare il quantitativo di produzione elettrica in gestione diretta da parte del Cantone, attraverso AET, si rileva l'opportunità di sfruttare la facoltà di esercitare alla fine della concessione il diritto di riversione degli impianti idroelettrici ai sensi della Legge cantonale sull'utilizzazione delle acque (LUA). La scelta lungimirante di utilizzare in proprio le acque, che ha portato nel 1958 alla creazione dell'AET, garantirebbe al Cantone la gestione della produzione e quindi una minore dipendenza dal mercato elettrico svizzero ed europeo. In particolare, disporre della proprietà degli impianti favorirebbe gli investimenti per l'ottimizzazione degli impianti di produzione, cosa che ora dipende dalla volontà degli attuali proprietari, che si scontrano con una durata limitata delle concessioni, mentre il tempo di ritorno degli investimenti è decisamente superiore.

Con la creazione di AET in passato è stata effettuata la riversione degli impianti del Tremorgio, del Piottino e della Biaschina (negli anni 1958–1960) e più recentemente quello di Ponte Brolla (2002). L'obiettivo del Consiglio di Stato così come allora è quello di effettuare le riversioni degli impianti attualmente non gestiti da AET, man mano che le concessioni giungeranno a scadenza (cfr. grafico p. 42 «Approvigionamento e consumi in Ticino»).

Nell'ottica di una politica di riversione, AET procede da anni ad un accantonamento da destinare al riscatto degli impianti idroelettrici giunti a fine concessione. Per quanto concerne le modalità di finanziamento occorre rilevare che gli istituti di credito per questo tipo d'investimento sono disponibili a finanziare il capitale di terzi per un importo pari all'80 % del capitale necessario.

Ad oggi è però impossibile stimare l'investimento necessario in quanto, in particolare per gli impianti più importanti, i termini di scadenza sono molto lontani nel tempo (OFIMA I – 2035, OFIBLE – 2042, OFIMA II – 2048) per cui il valore di riscatto, generalmente costituito solo dal valore residuo delle cosiddette «parti asciutte», è ancora soggetto a mutamenti dovuti agli investimenti di rinnovo che saranno effettuati nei prossimi anni. In effetti i previsti rinnovi di Bavona, Robiei muteranno in modo importante il valore residuo delle parti asciutte.

Per avere sufficienti riserve per acquisire grossi impianti in Ticino a fine anni 2035 – 2045, sarà necessario già da subito procedere a degli accantonamenti straordinari importanti dell'ordine di circa 5 milioni annui.

Entro il 2040 ciò permetterebbe di disporre di un capitale di 150 Mio – 200 Mio, che equivarrebbe alla somma necessaria di capitale proprio (20 %) per acquisire impianti idroelettrici tramite riversione per un valore stimato di circa 1 miliardo di franchi.

Il principale potenziale di aumento dell'energia elettrica indigena a disposizione dell'utenza ticinese risiede quindi nelle riversioni degli impianti di proprietà di aziende fuori cantone e che attualmente ne ritirano l'energia, oltre che nell'ottimizzazione degli impianti idroelettrici esistenti e nella costruzione di nuovi impianti di produzione elettrica (cfr. schede idroelettrico, eolico, biomassa, cogenerazione, fotovoltaico).

				Effetti attesi massimi[9]		
		Produzione	Quota TI attuale	Quota TI	Produzione TI	Potenza
2005	Ritom[10]	146 GWh/a	0%	55%	+80 GWh/a	+24 MW
2024	Lucendro	99 GWh/a	0%	45%	+45 GWh/a	+27 MW
2035	OFIMA I	964 GWh/a	20%	100%	+771 GWh/a	+242 MW
2042	OFIBLE	870 GWh/a	20%	100%	+696 GWh/a	+417 MW
2048	OFIMA II	441 GWh/a	20%	100%	+353 GWh/a	+236 MW
Totale					**+1'945 GWh/a**	**+946 MW**

Potenziale di approvvigionamento tramite importazioni di energia elettrica

Obiettivo della LEne è pure quello di diminuire la dipendenza dalle fonti energetiche importate. Ciò si traduce, come visto sopra, nella promozione della produzione indigena al servizio del fabbisogno cantonale. Considerata l'attuazione di tutti gli obiettivi espressi nelle schede interessate e la riversione di tutti gli impianti (cfr. Tabella p. 10 e p. 12), il potenziale di produzione elettrica da fonte indigena a disposizione del fabbisogno cantonale passerebbe da 1'403 GWh/a a ca. 5'500 GWh/a (composizione sistema elettrico a regime). Le prospettive incerte circa i tempi e il grado di attuazione di tali obiettivi impongono nondimeno di prevedere fonti di importazioni (**contratti** e/o **partecipazioni**) che garantiscano ad AET lo svolgimento dei suoi compiti, nel rispetto del principio della diversificazione delle fonti di approvvigionamento, almeno per il periodo di transizione.

Contratti di acquisto a lungo termine da fonti diverse

Tramite un'operazione puramente commerciale, è possibile garantire la fornitura di energia elettrica, da fonte rinnovabile o non, tramite la sottoscrizione di contratti a lungo termine.

Se da un lato i contratti presentano il vantaggio di poter garantire costantemente a prezzo fisso una determinata fornitura indipendentemente dalle condizioni meteorologiche o di mercato, dall'altro l'energia acquistata ha lo svantaggio di costare di più rispetto al prezzo di mercato, in quanto si deve pagare una garanzia per la fornitura a lungo termine. Inoltre generalmente la durata del contratto è limitata ad un massimo di 10 anni.

9 Senza considerare le riduzioni dovute all'applicazione della LPac e ai mutamenti climatici.

10 La situazione del Ritom è particolare in quanto la riversione dell'impianto non dipende unicamente dalla volontà cantonale (art. 12 LUFI).

Partecipazioni

La partecipazione, rispetto al contratto, è molto più interessante in quanto finanziando la realizzazione di un impianto, si acquista il diritto di usufruire direttamente di una quota di produzione corrispondente al proprio investimento. Si ha quindi accesso diretto all'energia al costo di produzione e per una durata corrispondente alla durata di vita dell'impianto (in genere si calcola 40 anni).

Chiaramente lo svantaggio è che ci si deve assumere pure i rischi dell'investimento; se quindi per vari motivi l'impianto non può funzionare, conseguentemente si perde la produzione.

Le partecipazioni sono inoltre più difficili da conseguire, dato che in genere le grosse centrali sono realizzate da pochi attori del settore che sono molto restii a dare la possibilità alle piccole/medie aziende di partecipare, in quanto è economicamente più vantaggioso averle come clienti che come partner.

Partecipazioni termiche

Centrali a carbone

Si tratta di centrali termoelettriche con turbine a vapore nelle quali l'acqua, che circola in un circuito chiuso, passa dallo stato liquido a quello gassoso per effetto dell'energia termica fornita dalla combustione del carbone. Considerato il tempo necessario per raggiungere il punto di funzionamento a regime, queste centrali sono destinate ad un uso in continuo e quindi esclusivamente alla produzione di energia di banda.

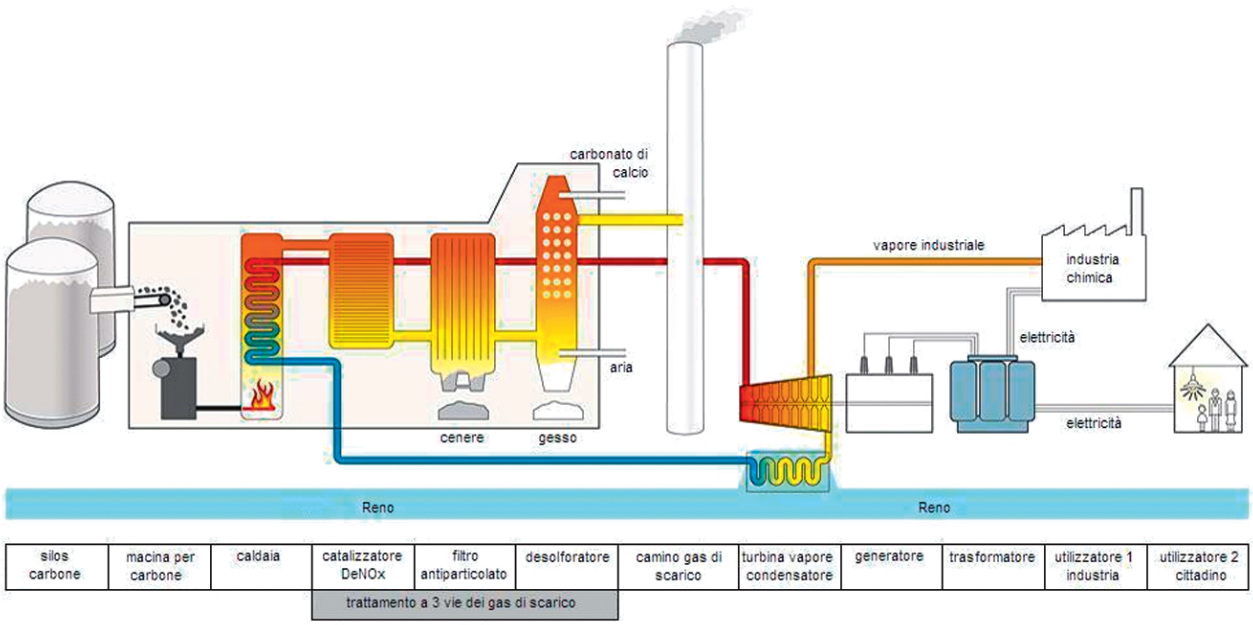
Rispetto alle vecchie centrali a carbone, già nel processo progettuale e pianificatorio di un nuovo impianto, gli aspetti ambientali occupano un ruolo prioritario, e rappresentano i fattori di valutazione principali a partire dalla scelta del sito. Così ad esempio i luoghi prescelti vengono valutati in base alla disponibilità di vie di trasporto con il minor impatto ambientale (ferrovia, trasporto fluviale) per il trasporto del combustibile e dei residui prodotti, quali in particolare ceneri e gesso. Per contenere le emissioni si adottano tecnologie d'impianto particolarmente performanti («best available technology»), con rendimenti elettrici oltre il 45%, quindi ben oltre quelli delle vecchie centrali (30–35%). Questo permette di consumare meno combustibile per la stessa produzione ottenendo conseguentemente un'importante riduzione della quantità di emissioni per kWh prodotto. L'installazione di impianti di trattamento dei gas di scarico e la gestione ottimale dei processi permettono di contenere ulteriormente le emissioni nocive (in particolare CO_2, SO_2, NO_x e polveri fini).

Per ridurre al minimo l'emissione di polvere, tutti gli impianti di trasporto del carbone vengono generalmente incapsulati, così come la centrale stessa.

Alla corretta gestione dei residui del processo viene pure dato particolare rilievo. La cenere viene riciclata nell'industria del cemento, mentre l'altro tipico prodotto dell'impianto di trattamento dei fumi, il gesso, viene utilizzato nell'edilizia oppure nuovamente nell'industria del cemento.

La taglia tipica di una centrale a carbone si aggira sui 750–800 MW, a causa della forte regressione dei costi in funzione della taglia.

Applicando alle centrali impianti in grado di sfruttare gli scarti termici (come vapore per uso industriale o reti di teleriscaldamento) l'efficienza delle centrali a carbone può essere ulteriormente aumentata. Nella figura seguente è visibile lo schema tipo di funzionamento di una centrale a carbone.



Lo svantaggio principale del carbone è la relativamente alta emissione di CO_2 per unità di energia prodotta. Per gestire questo aspetto nei paesi dell'UE è stato introdotto un sistema di commercio dei certificati CO_2: il cosiddetto Emission Trading System (ETS). Per ogni impianto vengono stabiliti nei piani di allocazione nazionali (NAP) i limiti di emissioni ammessi. Attraverso i certificati CO_2, viene applicato artificialmente un maggior prezzo alla produzione a base di carbone, che va a finanziare la produzione da fonti rinnovabili, generalmente molto più costose ed il cui sviluppo richiede tempi lunghi. L'Unione Europea sta cercando soluzioni tecniche in grado di ovviare al problema del CO_2, finanziando diversi progetti pilota di ricerca e sviluppo, avviati per potere catturare ed accumulare l'anidride carbonica evitando così di rilasciarla nell'atmosfera (i cosiddetti CCS – Carbon Capture and Storage Plant), e quindi contribuire in modo significativo alla riduzione delle emissioni di gas responsabili del riscaldamento atmosferico. Si prevede di poter disporre di una tecnologia matura per essere applicata su scala industriale nel giro di 10–15 anni.

I vantaggi principali delle centrali a carbone sono legati al prezzo marginaledi produzione più basso, che le pone nella migliore posizione nella «curva di merito»[11]. Inoltre il combustibile è meno soggetto alle oscillazioni del mercato a breve termine e agli influssi del mercato del petrolio e sarà disponibile per lungo tempo (le riserve conosciute superano di un multiplo quelle di petrolio e gas). I giacimenti di carbone sono meglio distribuiti da un punto di vista geopolitico; il rischio di un uso come arma strategica è quindi più ridotto e ne consegue un minor rischio di carenze d'approvvigionamento o di pressioni sul prezzo. Il carbone è facilmente stoccabile e possono quindi esser fatte grosse riserve per frenare le variazioni di prezzo.

In data 9 luglio 2008 il Consiglio di Stato ha trasmesso al Gran Consiglio il Messaggio n. 6091 relativo alla partecipazione di AET ad una società per la realizzazione di una centrale termoelettrica in Germania.

11 Su un mercato concorrenziale, a fissare i prezzi dell'energia elettrica è la centrale che produce l'energia elettrica in un momento dato ai costi marginali più alti, ovvero il produttore che si posiziona all'estremità superiore della curva di offerta (anche detta «curva di merito» nel mercato elettrico).

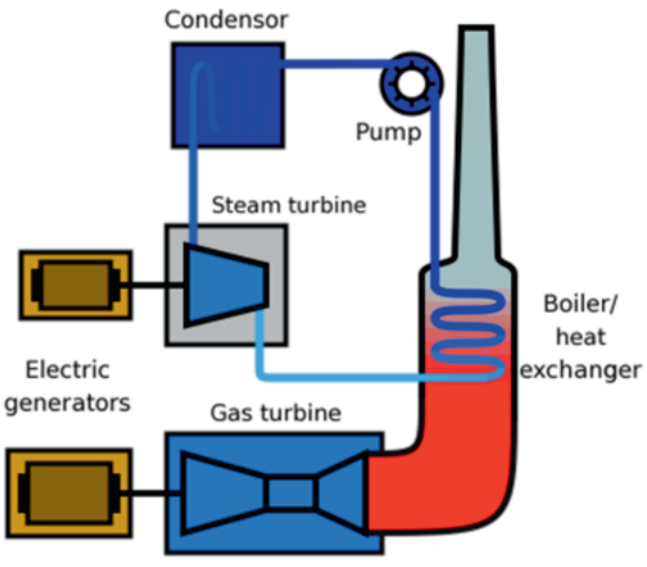
Nel rendiconto AET 2006 veniva indicato il raggiungimento di accordi per la partecipazione all'iniziativa di Trianel European Energy Trading GmbH, società che raggruppa oltre 40 aziende municipalizzate di taglio simile o inferiore ad AET. Questa società intende realizzare un impianto a carbone (tramite la società Trianel Power-Projektgesellschaft Kohlekraftwerk mbH & Co. KG), in applicazione della politica adottata dalla Germania di uscita progressiva dal nucleare. AET intende partecipare, con un «pool» di distributori elettrici tedeschi piccoli e medi, alla costruzione di una centrale a carbone in Germania, allo scopo di assicurarsi energia di banda a lungo termine, segnatamente in previsione del venire meno della produzione nucleare nei prossimi decenni (cfr. grafico Approvvigionamento e consumi in Ticino, più sopra) e assicurando una propria produzione di energia di banda, in sostituzione di contratti pluriennali di non lontana scadenza.

Tale scelta permette di assicurarsi un approvvigionamento diversificato, attraverso partecipazioni in centrali di produzione, per non dover dipendere eccessivamente dagli acquisti sul mercato a prezzi variabili.

Con la decisione del Gran Consiglio del 23 marzo 2010, AET è stata autorizzata a partecipare alla realizzazione della prima centrale di Lünen con una quota corrispondente a 118 MW di potenza e una produzione annua di 900 GWh e ai relativi diritti di prelievo di questa energia. Non si tratta quindi di una pura operazione finanziaria bensì di una partecipazione industriale, nella forma della Partnertwerke.

Centrali a gas

Si tratta di impianti generalmente a ciclo aperto, di taglia compresa tra i 100 e i 400 MW, nei quali l'aria viene aspirata dall'atmosfera, compressa e quindi immessa nella turbina dove si miscela con il combustibile (gas). A differenza delle centrali termiche a vapore, non vi è trasferimento di calore ma è direttamente l'energia termica prodotta dal processo di combustione a movimentare la turbina e a generare quindi la corrente. Questo genere di impianti ha un rendimento pari a ca. il 35%. Per migliorare la resa, oggi vengono principalmente realizzati impianti a gas a ciclo combinato (vedi figura), dove il calore di scarto generato dalla turbina a gas viene riutilizzato per movimentare una seconda turbina a vapore. In questo modo si riesce a raggiungere un rendimento pari a ca. il 60% e, in abbinamento ad una rete di teleriscaldamento (cogenerazione, vedi scheda P.5) fino all'85%.



Grazie alla capacità di potersi avviare ed andare a regime in tempi ridotti, le centrali a gas sono molto flessibili e possono essere utilizzate sia nella produzione di energia di banda che di media (vedi grafico a pag. 44).

I principali svantaggi del vettore gas sono nuovamente di tipo ambientale, logistico e economico.

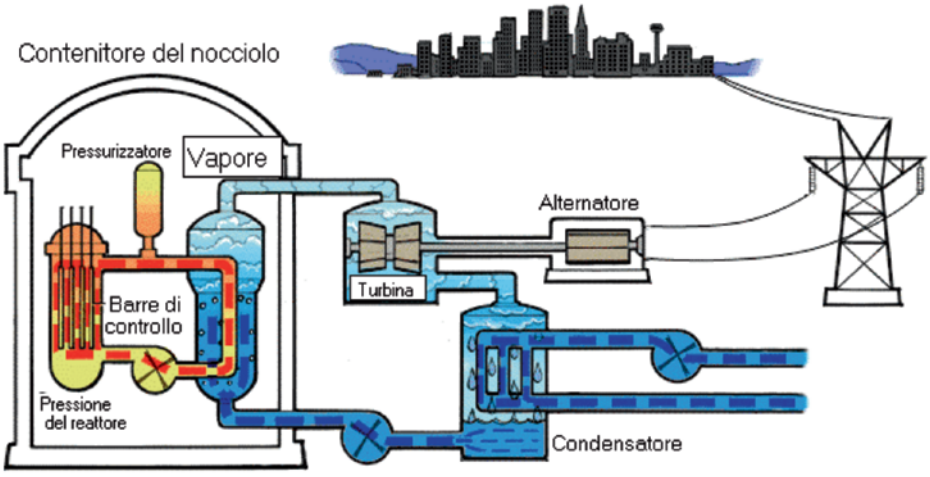
Le emissioni di gas ad effetto serra sono infatti importanti anche se inferiori rispetto ad una centrale a carbone. Le caratteristiche geopolitiche instabili dei principali paesi fornitori di gas (vedi scheda P.10), condizionano il prezzo del vettore, il quale subisce delle rapide variazioni analogamente a quanto accade col prezzo del petrolio. A differenza del carbone, il gas non può essere stoccato in quantità tali da poter limitare queste oscillazioni.

La limitata disponibilità sul lungo periodo del gas, la necessità di realizzare grandi opere per il suo trasporto (vedi scheda D.2) o di dover dipendere dalla capacità di gasdotti esistenti, che possono creare dei colli di bottiglia, condizionano lo sviluppo di grandi centrali.

Dal profilo economico le centrali a gas hanno, rispetto alle centrali a carbone, dei costi fissi inferiori mentre i costi variabili sono superiori. Il prezzo di produzione è estremamente volatile in quanto in generale le centrali entrano in esercizio solo se la differenza tra il prezzo del gas e quello del petrolio risulta a favore del suo utilizzo.

Centrali nucleari

Una centrale nucleare sfrutta il calore prodotto da una fissione nucleare a catena controllata per generare vapore ad alta temperatura e pressione, il quale va ad alimentare delle turbine a vapore connesse ad alternatori producendo in tal modo elettricità (vedi schema di principio). Considerato il tempo d'avviamento, analogamente alle centrali a carbone queste centrali sono destinate ad un uso in continuo e quindi esclusivamente alla produzione di energia di banda.



Come nel caso delle centrali termoelettriche a combustibili fossili, anche le centrali nucleari hanno il grosso vantaggio di poter produrre enormi quantità di energia con un singolo impianto, favorendo pertanto un prezzo di produzione più vantaggioso. La potenza degli impianti più moderni è tipicamente compresa tra i 600 e i 1600 MW.

Il rendimento è però relativamente basso, ca. il 30–35%, in quanto una gran parte del processo è dissipato sotto forma di calore. Anche in questo caso si può recuperare il calore per scopi industriali o reti di teleriscaldamento, migliorando di fatto l'efficienza della centrale.

Se da un lato durante l'esercizio una centrale nucleare ha il vantaggio di non gravare sull'ambiente con emissioni di gas ad effetto serra, dall'altro presenta la grossa problematica della sicurezza, in generale garantita da norme di controllo estremamente severe, e dello smaltimento delle scorie radioattive.

Il procedimento di fissione nucleare produce materiali residui ad elevata radioattività che rimangono estremamente pericolosi per periodi lunghissimi (fino a tempi dell'ordine del milione di anni). Si tratta di vari elementi radioattivi leggeri prodotti dalla fissione, e di combustibile esaurito che vengono estratti dal reattore. Questo materiale, emettendo delle radiazioni penetranti, è molto radiotossico e richiede dunque severe precauzioni nel trattamento e nello smaltimento.

Il fabbisogno energetico nazionale è coperto in misura del 40% con produzione nucleare. Nel prossimo futuro alcune centrali nucleari giungeranno alla fine del loro ciclo produttivo e dovranno essere quindi smantellate.

Il 21 marzo 2003 le Camere federali hanno adottato la legge federale sull'energia nucleare (LENu). Dopo che il 4 settembre 2003 il termine per la presentazione del referendum era scaduto inutilizzato, la LENu e l'ordinanza sull'energia nucleare (OENu) sono state poste in vigore il 1° febbraio 2005.

In particolare nella LENu il Parlamento ha deciso per il mantenimento dell'opzione dell'energia nucleare in Svizzera.

A seguito di ciò ed in previsione della sostituzione degli impianti esistenti sono stati sottoposti all'attenzione dell'ufficio federale dell'energia 3 progetti per nuove centrali nucleari.

Il 9 giugno 2008, la Kernkraftwerk Niederamt AG, una società di progetto di Alpiq, ha presentato all'Ufficio federale dell'energia una domanda di autorizzazione di massima per una centrale nucleare con una potenza massima di 1'600 MW. La nuova centrale nucleare dovrà sorgere a Niederamt, nel Cantone Soletta, presso la centrale nucleare di Gösgen.

Il 4 dicembre 2008, la Axpo Holding AG e la BKW FMB Energie AG, e più precisamente le società «Ersatz Kernkraftwerk Beznau AG» e «Ersatz Kernkraftwerk Mühleberg AG», hanno presentato all'Ufficio federale dell'energia una domanda di autorizzazione di massima per la sostituzione delle centrali nucleari di Beznau I e II e di Mühleberg. Le nuove centrali nucleari, ciascuna con una potenza massima di 1'600 MW, dovranno essere costruite negli attuali siti di Beznau (Cantone Argovia) e Mühleberg (Cantone Berna).

Partecipazioni rinnovabili extracantonali

Per le quantità d'energia prodotta, le partecipazioni rinnovabili interessanti sono limitate ai parchi eolici di grandi dimensioni e agli impianti idroelettrici. Il potenziale idroelettrico in Europa è praticamente già sfruttato (impianti di grossa e media taglia), ed è quindi molto difficile ottenere partecipazioni a nuove concessioni significative fuori Cantone (Svizzera e Paesi confinanti). Per gli impianti esistenti gli attuali proprietari hanno ancora tutto l'interesse per mantenere attive le proprie quote, rispettivamente al termine delle concessioni le autorità locali cercano di riappropriarsi delle proprie acque a favore delle regioni (principio delle riversioni).

Parchi eolici On shore / Off shore

Sono in costruzioni o in progettazione in Europa parchi eolici di grande potenza di regola con tagli di 400 MW e oltre, principalmente in mare aperto (Off shore) in quanto molti dei siti sulla terraferma (On shore) sono già stati aggiudicati oppure sono soggetti ad opposizioni crescenti da parte delle autorità locali.

In Svizzera non ci sono possibilità di sviluppare grandi parchi eolici causa la poca disponibilità di siti adeguati e per i conflitti ambientali che questi generano (vedi anche scheda P.2).

Grazie alle favorevoli condizioni di vento, la maggior parte degli impianti off shore realizzati o in progetto è ubicata nei mari del nord. La loro tecnologia è però ancora in evoluzione e presenta diversi rischi. La durata nel tempo di questi impianti, soggetti a forte sollecitazioni ambientali, è ancora da dimostrare, senza dimenticare che l'accessibilità sul mare non è sempre garantita causa le condizioni meteorologiche spesso avverse.

Il costo di produzione di questi parchi eolici risulta al momento superiore rispetto alle altre tecnologie e si finanzia solamente attraverso i sussidi europei. Di conseguenza nei primi 15 anni d'esercizio dell'impianto l'energia prodotta è ritirata dai gruppi di bilancio nazionali, per cui l'investimento risulta essere un puro investimento finanziario.

La struttura societaria per la realizzazione e la gestione di questi parchi è spesso molto complessa e suddivisa tra diverse società, le quali si suddividono pure competenze, responsabilità e rischi (forniture elettromeccaniche, gestione impianto, manutenzione, trasporto in mare, ...).

Il futuro dell'approvvigionamento elettrico cantonale

La legge cantonale sull'energia impone un approvvigionamento di energia del Cantone sicuro, economico e sostenibile dal punto di vista ambientale.

Il principio della riduzione della dipendenza da fonti energetiche importate implica lo sviluppo della valorizzazione delle fonti energetiche indigene. Si affronta questo tema nelle diverse schede relative alla produzione di energia (fotovoltaico, eolico, cogenerazione, idroelettrico); oltre alla realizzazione di nuovi impianti già discussa nelle relative schede è da considerare pure l'importante potenziale, per il fabbisogno cantonale, rappresentato dalla riversione di impianti idroelettrici esistenti, che non implica peraltro aggravio sull'ambiente per la loro realizzazione.

Un ulteriore importante potenziale indigeno è dato dalla costruzione di un numero limitato di impianti idroelettrici di pompaggio-turbinaggio (cfr. scheda idroelettrico), con particolare riferimento all'incremento di potenza installata a disposizione del Cantone per uso interno. I motivi sono essenzialmente due: da una parte per concorrere alla sicurezza dell'approvvigionamento nazionale, dall'altra per poter realizzare gli obiettivi di commercio dell'energia insiti nella legislazione cantonale che sottintendono un uso razionale della forza idrica nella valorizzazione della più pregiata energia di punta rispetto all'energia di banda.

L'acqua, malgrado il rischio meteorologico, è l'unico vettore energetico che può essere accumulato. Per questo motivo si cerca di valorizzarla ulteriormente attraverso l'accumulo ed il pompaggio, ovvero immagazzinando l'energia nei bacini nei momenti di bassa richiesta per poi sfruttarla nei momenti di maggior consumo (punta), acquistando conseguentemente sui mercati energia a minor prezzo. La possibilità di pompare acqua durante le ore meno interessanti per poi turbinarla nei momenti di maggior consumo contribuisce inoltre a diminuire il costo del rischio meteorologico in quanto il pompaggio consente di portare un certo quantitativo di acqua nel bacino che in assenza di afflussi e precipitazioni non si avrebbe. L'utilizzo dell'acqua accumulata per produrre energia elettrica per coprire la fascia di banda è irrazionale ed economicamente poco sensato, salvo quando questa risulta in esubero, come in primavera con lo scioglimento delle nevi, o nei momenti di forti precipitazioni. In questo caso la produzione notturna risulta essere un'alternativa migliore allo sfioro dei bacini, e quindi allo spreco dell'acqua.

Un altro importante ruolo svolto dagli impianti di pompaggio-turbinaggio di nuova concezione (tempi di reazione corti, pari a pochi minuti) è quello di compensare improvvisi ammanchi o surplus di produzione degli impianti eolici, come pure di regolare la rete (primaria, secondaria, terziaria) sul mercato svizzero.

Oltre ad incrementare, per quanto possibile, la produzione indigena da fonte rinnovabile, considerato che il Cantone deve comunque far capo ad importazioni, una riflessione si impone infine sulla provenienza dell'energia, prevalentemente di banda, acquistata sul mercato svizzero ed estero. La realizzazione degli impianti idroelettrici di pompaggio-turbinaggio implica un aumentato fabbisogno di energia per il pompaggio, che, conseguentemente, farà crescere i consumi cantonali. Per motivi di razionalità energetica, l'energia utilizzata per questo scopo è in parte di origine idrica (cfr. anche scheda idroelettrico), ma prevalentemente è energia di banda importata. Si dovrà quindi tenere nuovamente in considerazione i principi legislativi in merito all'utilizzazione di fonti energetiche rinnovabili: anche le importazioni di energia da fuori Cantone ne sono soggette, in particolare se queste ultime crescono in seguito alla realizzazione di nuovi impianti a favore dell'economia cantonale.

Nella tabella seguente sono riassunti i valori della produzione e del fabbisogno di elettricità nel 2035 e nel 2050, realizzando la riversione degli impianti idroelettrici, che attualmente non forniscono energia al mercato ticinese, e tutti gli obiettivi settoriali delle varie schede relativi al piano d'azione «BAU» (tendenza attuale, cfr. Cap. 7 PEC). Per il dato dei consumi si è fatto riferimento al valore riportato nel rapporto, al quale sono stati però dedotti i consumi relativi ai trasporti FFS (i quali sono coperti con produzioni proprie) e alla quota di energia di pompaggio non a carico del Cantone. Le caselle a sfondo scuro sono state lasciate vuote in quanto alla scadenza contrattuale si imporrà una scelta che deve essere definita nell'ambito del piano energetico cantonale.

	2008		2035		2050	
Fabbisogno	[GWh]	%	[GWh]	%	[GWh]	%
Consumi globali in Ticino	3'290		3'304		3'251	
Consumo FFS	-120		-150		-180	
Consumo per pompaggio (quota non TI)	-228		-123		0	
Totale fabbisogno elettrico cantonale	**2'942**		**3'031**		**3'071**	
Approvvigionamento						
Produzioni indigene rinnovabili	1'576	48.2%	1'908	62.1%	3'178	96.8%
Produzioni indigene non rinnovabili	4	0.1%	4	0.1%	4	0.1%
Partecipazioni rinnovabili extracantonali	37	1.1%	54	1.8%		0.0%
Partecipazioni nucleari	353	10.8%	102	3.3%		0.0%
Partecipazioni termiche convenzionali	0	0.0%	900	29.3%		0.0%
Contratti da fonti non omologabili	877	26.8%		0.0%		0.0%
Contratti da fonti rinnovabili	423	12.9%		0.0%		0.0%
Scarti termici	0	0.0%	104	3.4%	100	3.0%
Totale	**3'270**		**3'072**		**3'282**	
Di cui rinnovabile		**62.3%**		**65.6%**		**98.4%**

Consumo FFS: i dati relativi al consumo sono stati stimati in quanto mancano indicazioni precise.
Consumo per pompaggio: è intesa la quota non a carico del Cantone, che diminuisce nel 2035 fino a scomparire nel 2050 con la riversione completa degli impianti idroelettrici.
Approvvigionamento: è intesa l'energia, direttamente gestita da AET o aziende elettriche di distribuzione attive sul territorio, che può pertanto essere direttamente utilizzata per coprire il fabbisogno cantonale.
Produzioni indigene rinnovabili: include l'idroelettrico (solo quota AET e aziende di distribuzione attive in Ticino, considerati l'aumento dei deflussi minimi con l'applicazione della LPac al momento della scadenza delle concessioni e i mutamenti climatici), il fotovoltaico, l'eolico, legname, scarti organici e geotermia di profondità.
Produzioni indigene non rinnovabili: è la produzione derivante da impianti alimentati da gas naturale.
Scarti termici: è la produzione derivante dal termovalorizzatore di Giubiasco, la cui energia è considerata rinnovabile al 50%.

Con la tendenza attuale, allo scadere delle partecipazioni nucleari e dei contratti, la produzione cantonale nel 2035 e nel 2050 risulta a bilancio leggermente superiore al fabbisogno cantonale. In realtà però le sole produzioni cantonali non sono sufficienti a garantire interamente la copertura del fabbisogno a dei prezzi fissi. Da una parte per la scarsità di acqua nei mesi invernali in coincidenza con i maggiori consumi, dall'altra per il fatto che una copertura fortemente rinnovabile significa essere dipendenti da fattori meteorologici che sono difficilmente prevedibili anche su un periodo relativamente corto di 2–3 mesi. A titolo di esempio nel 2005, causa siccità, le centrali idroelettriche ticinesi hanno prodotto complessivamente ca. il 30% in meno della produzione media pluriennale, quindi ca. 1'000 GWh in meno. Bisogna inoltre aggiungere che la disponibilità oraria dei vettori energetici rinnovabili (acqua fluente, sole e vento) non corrisponde quasi mai al profilo del fabbisogno in quanto non possono essere direttamente accumulati per essere utilizzati nei momenti di maggior consumo. Aumentando quindi la quota di energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili, occorre aumentare il surplus d'approvvigionamento rispetto il fabbisogno, per poter disporre di un'adeguata riserva sufficiente a coprire nel modo più razionale e sostenibile dal profilo economico l'andamento giornaliero della domanda di energia elettrica. In secondo luogo, disporre di un maggiore approvvigionamento fornisce più opportunità di valorizzare le proprie produzioni sul mercato elettrico, a diretto vantaggio delle entrate cantonali. Non da ultimo, un adeguato surplus consente di cautelarsi da eventuali sotto-stime dell'evoluzione della domanda di consumo.

L'esperienza accumulata negli anni attraverso l'azienda cantonale ed il confronto con la strategia energetica seguita da altri Cantoni (vedi ad es. tabelle seguenti), portano a definire che in generale si dovrà garantire un surplus d'approvvigionamento pari ad almeno il 30% del fabbisogno del corrispettivo piano d'azione, tramite un mix bilanciato di

- produzioni indigene
- partecipazioni alla realizzazione di nuovi impianti in Svizzera ed all'estero, a fonte rinnovabile o non (a dipendenza del piano d'azione)
- sottoscrizione di contratti a lungo termine

	Zurigo (EWZ) - Dati 2008		
	[GWh]	% del fabbisogno	% dell'approvvigionamento
Fabbisogno totale	**3'534**	**100%**	**62%**
Approvvigionamento	**5'709**	**162%**	**100%**
EWZ-Idroelettrico	1'507	43%	26%
Partnerwerke-Idroelettrico	893	25%	16%
Partnerwerke-Nucleare	2'224	63%	39%
Altri[12]	1'085	31%	19%

	Berna (EWB) - Dati 2008		
	[GWh]	% del fabbisogno	% dell'approvvigionamento
Fabbisogno totale	**1'274**	**100%**	**79%**
Approvvigionamento	**5'709**	**127%**	**100%**
Produzione propria	114	43%	26%
Partnerwerke-Idroelettrico	520	41%	32%
Partnerwerke-Idroelettrico	714	56%	44%
Altri[13]	267	21%	17%

È compito del piano energetico definire, tramite le scelte in materia di politica energetica, i piani d'azione volti ad incrementare la potenza e la produzione di energia elettrica a disposizione dell'azienda elettrica cantonale e dell'economia cantonale. A dipendenza delle scelte effettuate si dovranno proporre le opzioni più confacenti ed in linea con gli indirizzi e gli obiettivi della politica energetica (cfr. Cap. 6 PEC) alfine di garantire un approvvigionamento sicuro ed affidabile, economicamente sostenibile e ponderato con le esigenze di protezione ambientale e di politica climatica.

12 Termovalorizzatore, piccoli produttori e terzi.
13 Piccoli produttori e terzi.

Indicatori di monitoraggio

- Produzione elettrica annua a disposizione del fabbisogno cantonale [GWh/anno]
- Potenza elettrica installata a disposizione del fabbisogno cantonale [MW]

Collegamenti con altre schede

P.1 Idroelettrico
P.3 Fotovoltaico
P.2 Eolico
P.5 Cogenerazione
P.9 Geotermia e calore ambiente

P. Cogenerazione

P.5 Cogenerazione

P.5 Cogenerazione (rifiuti, geotermia, gas, biomassa)

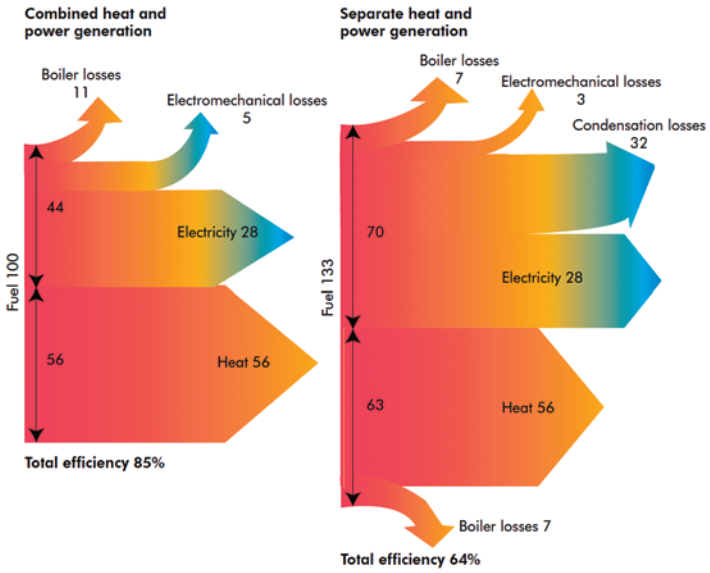
Situazione attuale

Per impianto di cogenerazione si intende un impianto che produce contemporaneamente elettricità e calore: rientrano in questa categoria quindi centrali elettriche che nel contempo generano calore, così come impianti di riscaldamento che producono contemporaneamente anche energia elettrica. Questo tipo di impianti permette pertanto di fornire al consumatore due dei più importanti tipi di energia, sfruttando in maniera ottimale l'energia primaria contenuta nei vettori energetici. La forma di cogenerazione più diffusa è comunque quella basata sulla produzione di elettricità mediante centrali termoelettriche; il recupero di calore è possibile in diverse modalità tecniche:

- spillamento di vapore da turbine di bassa pressione (con diminuzione della produzione elettrica);
- presa diretta del vapore da turbine di alta pressione (impianti che forniscono calore tutto l'anno);
- recupero di calore dal condensatore negli impianti ORC (Organic Rankine Cycle);
- recupero di calore dal raffreddamento e dai fumi di combustione nel caso di motori a combustione interna.

L'efficienza dei grandi impianti di produzione di elettricità da fonte termoelettrica può arrivare fino al 60%, con impianti a gas a ciclo combinato; con la cogenerazione invece si arriva a rendimenti complessivi fino all'85%, sempre con impianti a gas a ciclo combinato, poiché viene sfruttato interamente il potenziale energetico contenuto nei combustibili, ed è possibile evitare la combustione in piccoli impianti termici a fine della sola produzione del calore, che sono caratterizzati da rendimenti molto bassi. Ciò consente un risparmio nei costi e nei consumi di combustibile e la riduzione dell'impatto ambientale e climatico a parità di energia elettrica e termica prodotta.
A titolo esemplificativo, si può considerare il diagramma che segue tratto da «Energy technology perspectives 2008» [IEA, 2008], che mostra la maggiore efficienza dei sistemi cogenerativi, rispetto alla produzione separata di energia elettrica e termica: nel caso specifico riportato in figura, la cogenerazione richiede 100 unità di combustibile e, con un rendimento complessivo dell'85%, fornisce 28 unità di elettricità e 56 unità di calore. Per produrre la stessa quantità di energia mediante sistemi separati, occorre fornire 133 unità di combustibile, con un rendimento complessivo pari al 64%.

Fonte: Alakangas and Flyktman, 2001

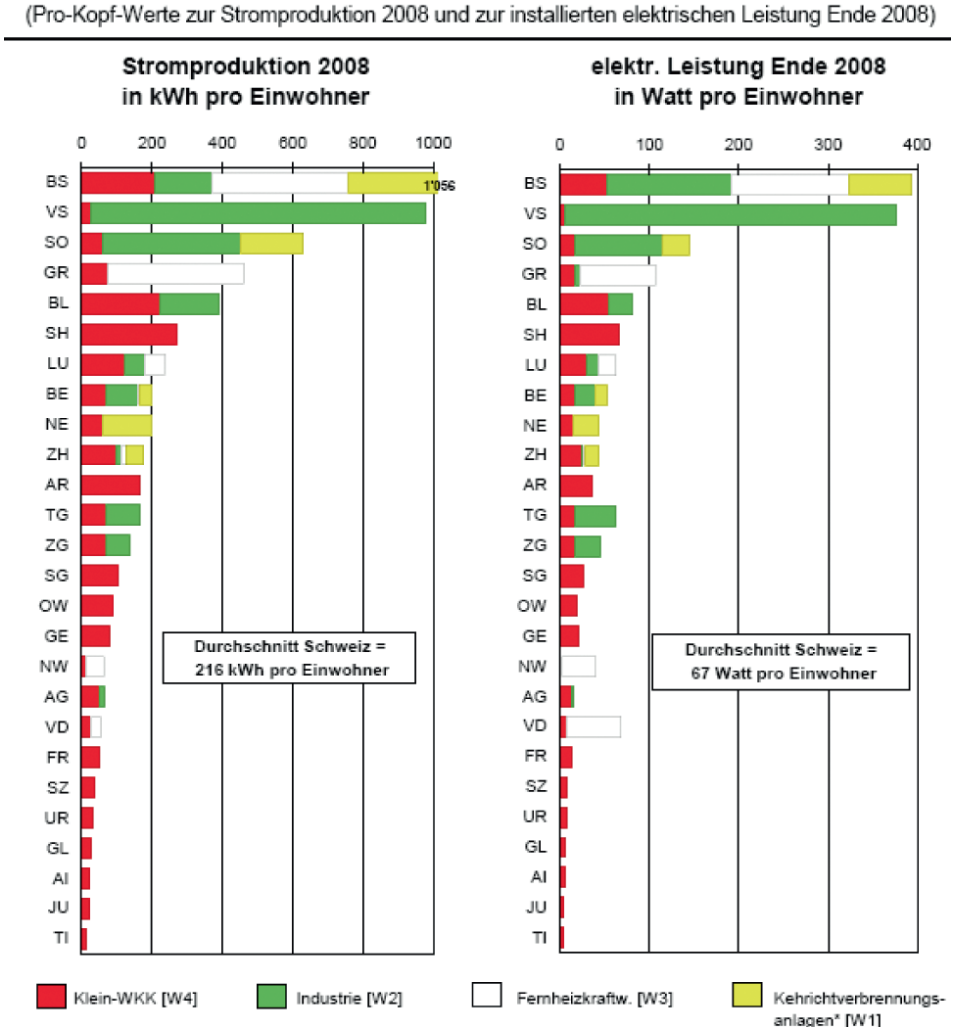


Poiché consiste in una modalità di conversione dell'energia primaria, la cogenerazione può essere effettuata mediante differenti vettori energetici. I più utilizzati a livello europeo sono attualmente il gas, in particolare in impianti a ciclo combinato caratterizzati da elevato rendimento, i rifiuti solidi urbani, gli scarti vegetali-biogas e la legna, in impianti di dimensioni medio-piccole. Sono inoltre allo stadio prototipale gli impianti di cogenerazione che sfruttano il calore di profondità del sotto-suolo (cfr. scheda Geotermia e calore ambiente).

In Ticino sono presenti sette impianti di cogenerazione, che si stima producano annualmente circa 3.5 GWh di energia elettrica: per il momento dunque questa modalità di produzione dell'energia non è diffusa, poiché contribuisce per lo 0.1% alla produzione di elettricità sul territorio cantonale. Si segnala in proposito che AET ha comunque conseguito esperienza nella gestione di impianti a cogenerazione, essendo proprietaria, attraverso la società AET CoGen, di un impianto a cogenerazione alimentato a gas localizzato in Italia (Gavirate), di potenza elettrica installata pari a 16.7 MW e in grado di alimentare una rete di teleriscaldamento con una potenza termica di circa 2 MW.

I dati per l'intera Svizzera mostrano un maggiore sviluppo: nel 2008 gli impianti di cogenerazione raggiungevano una potenza elettrica installata pari a 519 MW e una produzione di 1.7 GWh di elettricità (ca. 2.5% della produzione totale d'energia elettrica).

Kantonale Kennziffern zu Wärmekraftkopplungsanlagen
Fonte: Thermische Stromproduktion inklusive Wärmekraftkopplung (WKK) in der Schweiz, UFE 2009



Wärmekraftkopplung (WKK) in der Schweiz - Jahr 2008
Fonte: Thermische Stromproduktion inklusive Wärmekraftkopplung (WKK) in der Schweiz, UFE 2009

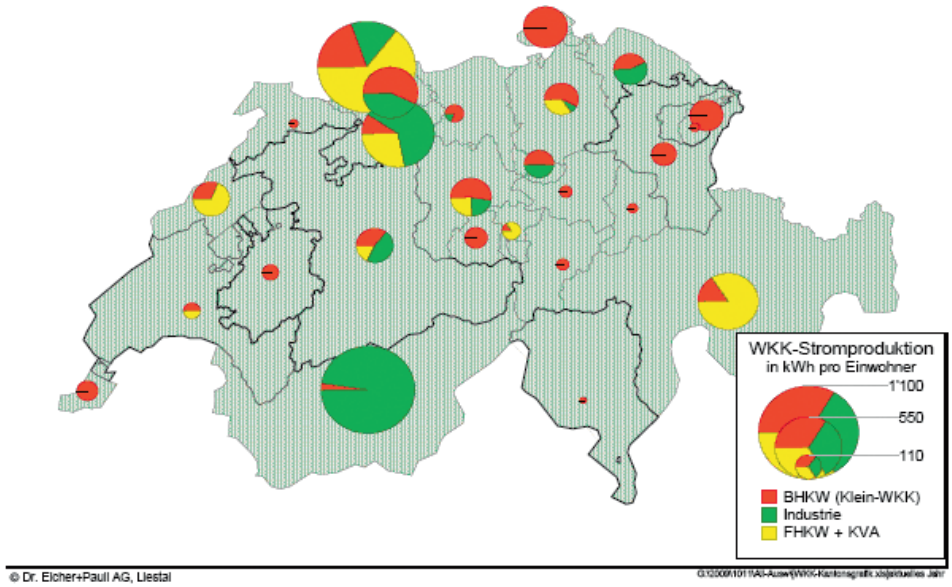


Bild 4.4 **Kantonale Verteilung der WKK-Stromproduktion pro Einwohner** (siehe Anhang B.2)
BHKW = Blockheizkraftwerke; FHKW = Fernheizkraftwerke (u.a.); KVA = Kehrichtverbrennungsanlagen mit WKK

Potenziale

Il potenziale di risparmio energetico derivante dall'impiego sistematico degli impianti di cogenerazione è notevole ed è particolarmente interessante per gli ambiti urbanizzati in cui vi è contestuale esigenza di elettricità e calore, sia per riscaldamento che per processi produttivi. In generale, l'Ufficio federale dell'energia stima che, se il fabbisogno termico del parco immobiliare fosse garantito attraverso sistemi di teleriscaldamento e pompe di calore, complessivamente si potrebbero ridurre del 50% il fabbisogno di energia primaria e le emissioni di CO_2 derivanti dal riscaldamento degli ambienti e dalla produzione di acqua calda; inoltre, circa il 30% del fabbisogno di elettricità a livello nazionale potrebbe essere fornito da impianti di cogenerazione.

In effetti non vi sono limitazioni a priori per lo sviluppo della cogenerazione, che indica semplicemente una particolare modalità di conversione dell'energia primaria: il fattore limitante il suo sviluppo, e dunque il potenziale, è piuttosto correlato alla disponibilità di reti con cui distribuire il calore, che devono essere progettate di pari passo con l'impianto di cogenerazione (cfr. scheda Teleriscaldamento), e dipendono fortemente dalla presenza di utenze disponibili a sfruttare il calore, e alla possibilità di reperire sul territorio cantonale i diversi vettori energetici con cui alimentare gli impianti.

Vi è un elevato potenziale di sfruttamento dell'energia termica prodotta dal **termovalorizzatore ICTR di Giubiasco**: attraverso la realizzazione di una rete di teleriscaldamento nel Bellinzonese, sarebbe possibile sfruttare una potenza termica di 10 MW, tale da produrre 43 GWh/anno di energia, con cui alimentare fino a 4'000 utenze (abitazioni, industrie, serre agricole e edifici pubblici). La produzione di elettricità sarebbe ottenuta attraverso un impianto di potenza pari a 14 MW, che consente di immettere in rete 104 GWh/anno, e un rendimento complessivo (termico + elettrico) di conversione dell'energia primaria pari al 50%, superiore a quello che si otterrebbe se si producessero separatamente elettricità e calore. Con il Messaggio 6200 del 2009 «Misure di sostegno all'occupazione e all'economia», il Consiglio di Stato ha previsto di sostenere la rete della rete di teleriscaldamento, che trasforma così il termovalorizzatore di rifiuti in impianto di cogenerazione.

Per quanto riguarda gli altri vettori energetici, possono essere effettuate le considerazioni che seguono. Il potenziale di realizzazione di centrali di cogenerazione

alimentate a **legna** è limitato dalla disponibilità di legname o scarti di biomassa con cui alimentare gli impianti. Tenendo conto del livello di sfruttamento dei boschi compatibile con l'attuale dotazione delle infrastrutture forestali e della loro prevista evoluzione, è possibile realizzare un solo impianto di cogenerazione alimentato a legna, della potenza di circa 1 MWel (cfr. scheda «P.7 Biomassa – Legname d'energia»). Realizzando due impianti di questo tipo si potrebbero produrre complessivamente 12 GWh_{el} e 60 GWh_{th}.

Il potenziale di produzione energetica da **biogas** prodotto da biomassa organica è stimabile in circa 10 GWh elettrici e 5 GWh termici (cfr. stime scheda «P.8 Biomassa – scarti organici»).

Il potenziale di realizzazione di impianti **geotermici di profondità** è invece limitato dalla mancata esperienza operativa nel settore: è pertanto ragionevole ritenere che non vi siano possibilità di realizzazione di più di un impianto. Si ritiene che tale impianto possa raggiungere le dimensioni dell'impianto pilota di Basilea (produzione di 20 GWh_{el} e 80 GWh_{th}).

Infine, lo sviluppo della cogenerazione a **gas** è attualmente limitato dalla disponibilità del vettore gas: nelle zone in cui non è disponibile il gasdotto, è preclusa la realizzazione di tali impianti. Nell'ottica di un potenziamento della rete di trasporto e distribuzione del gas (cfr. schede «P.10 gas naturale» e «D.2 Rete di distribuzione del gas»), in particolare con l'estensione al Sopraceneri, è invece plausibile lo sviluppo di tre/quattro impianti cogenerativi a ciclo combinato di medie dimensioni, fino a 20 MW di potenza installata, per coprire la transizione verso un sistema basato sulle fonti rinnovabili. Nel caso venissero realizzati quattro impianti, da utilizzare per produrre energia elettrica di semi-banda (ipotesi di funzionamento: circa 6'000 ore/anno) sarebbe possibile produrre fino a 108 GWh/anno di energia elettrica e 160 GWh/anno di energia termica. Si può ipotizzare che di tale quantitativo di energia termica, circa 80 GWh siano utilizzati a scopo di riscaldamento delle abitazioni e circa 80 GWh siano utilizzati nell'ambito di processi produttivi.

Non sono ad oggi definibili in termini quantitativi le potenzialità di sviluppo di quella che è definita «micro-cogenerazione», cioè la produzione di elettricità a partire da impianti di combustione per la produzione di calore, quali le caldaie per il riscaldamento degli edifici a destinazione prevalentemente residenziale: a livello europeo sono tuttavia in corso diverse sperimentazioni su vasta scala, che chiariranno l'efficacia e le effettive possibilità di sviluppo di tali impianti (cfr. strumento n. 7).

Nel complesso, si prospetta il seguente potenziale di sviluppo della cogenerazione:

	Produzione energia elettrica [GWh_{el}]	Produzione energia termica [GWh_{th}]
Rifiuti	100[11]	43
Biomassa – Legna	12	70
Biomassa – Scarti organici	10	5
Geotermia di profondità	20	80
Gas naturale	108	160 (80 per abitazioni + 80 per processi produttivi)
Impianti già esistenti	4	2
Totale	**circa 255**	**360**

11 L'impianto ICTR è entrato in funzione nell'autunno 2009: dal 2010 saranno prodotti 100 GWh/anno di energia elettrica.

Visioni, scelte, obiettivi

La produzione di elettricità mediante impianti di cogenerazione copre l'8% circa del fabbisogno complessivo di elettricità del 2008 (**255 GWhel**) e fornisce **360 GWh di energia termica**, secondo le proporzioni delineate dalla precedente tabella relativa al potenziale.

In generale, è importante fare in modo che la produzione termica sia adeguatamente sfruttata, al fine di evitare le dissipazioni di calore nei periodi in cui il fabbisogno termico per riscaldamento è ridotto. Pertanto occorre localizzare in contesti adeguati gli impianti di cogenerazione (nei pressi di utenze residenziali o assimilate o produttive), o progettare gli impianti in modo flessibile, così che d'estate la quota di produzione di calore possa diminuire (copertura del fabbisogno termico per processi produttivi e produzione di acqua calda sanitaria), a favore di quella di produzione di elettricità. In questo contesto, gli impianti a ciclo combinato sono ottimali, in quanto lo spillamento di vapore dalla turbina di bassa pressione è modulabile in funzione delle esigenze di produzione di energia termica.

Strumenti

1. **RIC federale** per l'immissione in rete dell'elettricità prodotta da impianti alimentati a:
   - biomassa – legna
   - biomassa – scarti organici
   - geotermia
2. **Impianto di cogenerazione alimentato a rifiuti**: si tratta unicamente di realizzare la rete di teleriscaldamento, da collegare all'impianto di termovalorizzazione dei rifiuti. AET e ad ACR (Azienda Cantonale dei Rifiuti) sviluppano il progetto di massima per la distribuzione del calore nel Bellinzonese. Il Cantone eroga parte dell'importo finanziario necessario per la realizzazione di tale rete (10 Mio CHF).
3. **Impianto di cogenerazione alimentato a legna (cippato)** [cfr. scheda «P.7 Biomassa - Legname d'energia»]: il Cantone garantisce il supporto amministrativo, favorendo lo snellimento delle procedure di approvazione, nel rispetto dei diritti di partecipazione popolare e dell'esame dell'impatto ambientale. Di fondamentale importanza per poter raggiungere l'obiettivo di realizzazione di un simile impianto è senz'altro la localizzazione dello stesso, che deve essere collocato nei pressi di:
   - connessione alla rete elettrica;
   - ambito urbanizzato che possa utilizzare il calore prodotto dall'impianto. Per non sprecare il calore prodotto nei mesi estivi (l'impianto funziona a pieno regime durante tutto l'anno in quanto la produzione di elettricità è l'obiettivo che ne guida l'esercizio), l'ideale è offrire il calore ad impianti produttivi, che hanno esigenze termiche costanti nel corso dell'anno. La centrale di co-generazione potrebbe quindi agevolmente essere localizzata in una area industriale, vendendo il calore alle industrie situate nei pressi; in alternativa, il calore in esubero prodotto in estate potrebbe essere utilizzato a fini di raffrescamento degli edifici, in accoppiata con macchine frigorifere ad assorbimento: ciò consentirebbe di realizzare un impianto di **tri-generazione: elettricità, calore e raffrescamento**;
   - ferrovia, in modo che il trasporto della legna possa avvenire per la massima parte del percorso su ferro, con contenimento dei costi esterni sull'ambiente.

A titolo prioritario dunque, con il coinvolgimento dei Comuni, il Cantone effettua uno **studio per la valutazione e il confronto di alternative di localizzazione dell'impianto**, tenendo conto in maniera esplicita dei costi indiretti sull'ambiente, oltre che della redditività economico-finanziaria.
A livello di dimensionamento, si ritiene di dover **accordare la priorità alla realizzazione di un impianto di piccola-media dimensione (0.5/1 MWel) per la produzione contemporanea di elettricità e calore (co-generazione) o eventualmente per la tri-generazione (elettricità, calore e raffrescamento)**, che consente tra l'altro di aumentare l'efficienza di sfruttamento dell'energia primaria contenuta nella legna.
La realizzazione di tale impianto è prerogativa di AET, che quindi deve farsi carico dell'investimento e della gestione dell'impianto.

4. **Impianto di cogenerazione alimentato a biomassa vegetale** – biogas: quali possibili materie prime per questo tipo di impianto vi sono gli scarti vegetali e gli scarti prodotti da industria, commercio e da mense ed eventualmente letame e colaticcio (a dipendenza del quantitativo a disposizione e del potere calorifico – vedi Piano di gestione dei rifiuti organici).
5. **Impianto di cogenerazione alimentato dal calore geotermico di profondità**: la realizzazione di questo impianto dipende dai risultati degli studi geologici volti ad individuare le aree idonee e non è quindi né prioritaria né certa [vedi scheda «P.9 Calore ambiente e geotermia»].
6. **Impianto di cogenerazione alimentato a gas naturale**: realizzazione di quattro centrali a gas di medie dimensioni (potenza fino a 20 MW complessivi), per il periodo di transizione verso le fonti rinnovabili. Ipotizzando una potenza installata per centrale di 15 MW, un funzionamento per 6'000 ore/anno e un rendimento complessivo dell'impianto pari al 75%, di cui il 30% elettrico e il 45% termico, una centrale potrebbe produrre ogni anno rispettivamente 27 GWh elettrici e 40 GWh termici. Nel complesso, quattro centrali potrebbero produrre 108 GWh elettrici e 160 GWh termici.
7. Esecuzione di uno studio per l'approfondimento delle conoscenze e **valutazione fattibilità della micro cogenerazione (impianti non superiori ai 200–300 kW)**.
   A differenza degli impianti di cogenerazione su larga scala, che hanno come obiettivo primario la generazione di energia elettrica, e vedono nel l'energia termica un utile sotto-prodotto, con i sistemi di micro cogenerazione l'obiettivo primario è la produzione di calore e l'elettricità è intesa quale sotto-prodotto. In Germania è stato lanciato un progetto che mira ad installare migliaia di mini-centrali termoelettriche a gas, che consentono di riscaldare le case di milioni di tedeschi e contemporaneamente di creare una sorta di network virtuale di produzione dell'elettricità, capace di operare come un tradizionale impianto di grandi dimensioni. Il progetto è della Lichtblick, una società di Amburgo specializzata nella fornitura di energia «verde», in partnership con la Volkswagen, che fornirà i motori a metano per la realizzazione degli impianti.
   Nel contesto del Cantone Ticino occorre dunque effettuare uno studio che permetta l'approfondimento delle conoscenze sulla microcogenerazione e valuti pro e contro di un eventuale utilizzo su vasta scala.

P.5

Varianti d'azione

Le tre varianti A, B e C consentono indicativamente di raggiungere l'obiettivo nello stesso periodo (tra circa 40 anni), in virtù della presenza degli impianti di cogenerazione a gas: in presenza di limitazioni sulla diffusione dei vettori energetici rinnovabili, lo sviluppo di impianti a biogas, legna o geotermia di profondità non influisce in termini significativi sulla produzione di elettricità. Le tre varianti sono tuttavia significativamente differenti in relazione al costo d'investimento, a carico di privati.

Obiettivo: 255 GWh/anno (produzione energia elettrica) 360 GWh/anno (produzione energia termica)

	Variante 0 (BAU)	Variante A	Variante B	Variante C
1. RIC federale	X	X	X	X
2. Cogenerazione a rifiuti (ICTR)	X (10 Mio CHF)	X (10 mio CHF)	X (10 mio CHF)	X (10 mio CHF)
3. Cogenerazione a legna (cippato)		X		X
4. Cogenerazione a biomassa – scarti organici	X (5 GWh_{el} 2.5 GWh_{th})	X	X	X
5. Cogenerazione con geotermia di profondità			X	X
6. Cogenerazione con gas naturale		X	X	X
7. Valutazione fattibilità micro-cogenerazione			X	X
Raggiungimento dell'obiettivo	**Obiettivo non raggiunto: a regime 113 GWh_{el} e 47 GWh_{th} (25 anni)**	**Obiettivo non raggiunto: a regime 243 GWh_{el} 283 GWh_{th} (30 anni)**	**Obiettivo non raggiunto: a regime 242 GWh_{el} 290 GWh_{th} (30 anni)**	**Obiettivo raggiunto in 40 anni**
Stima GWh prodotti al 2035	**+ 113 GWh_{el} + 47 GWh_{th}**	**+ 216 GWh_{el} + 243 GWh_{th}**	**+ 195 GWh_{el} + 170 GWh_{th}**	**+ 207 GWh_{el} + 240 GWh_{th}**
Stima GWh prodotti al 2050	**+ 113 GWh_{el} + 47 GWh_{th}**	**+ 243 GWh_{el} + 283 GWh_{th}**	**+ 242 GWh_{el} + 290 GWh_{th}**	**+ 254 GWh_{el} + 360 GWh_{th}**

Effetti attesi

Obiettivo: 255 GWh/anno (produzione energia elettrica)
360 GWh/anno (produzione energia termica)

	Variante 0 (BAU)	Variante A	Variante B	Variante C
Consumo di energia	Il piano d'azione non agisce sulla diminuzione dei consumi (non sono provvedimenti rivolti all'efficienza energetica).			
Utilizzo di energie rinnovabili rispetto al fabbisogno	+	++	+++	++++
	A regime (2035), 52 GWh di energia elettrica e 22 GWh di energia termica derivanti dalla termovalorizzazione dei rifiuti (conteggiati quale energia rinnovabile solo per il 50%) + 5 GWh el e 2.5 GWh th derivanti dalla biomassa - scarti organici.	A regime (2040), 76 GWh di energia elettrica e 89 GWh di energia termica derivanti dalla termovalorizzazione dei rifiuti, dalla biomassa – scarti organici e dalla biomassa vegetale-legna.	A regime (2040), 82 GWh di energia elettrica e 107 GWh di energia termica derivanti dalla termovalorizzazione dei rifiuti, dalla biomassa – scarti organici e dalla geotermia di profondità.	A regime (2050), 142 GWh di energia elettrica e 178 GWh di energia termica derivanti dalla termovalorizzazione dei rifiuti, dalla biomassa – scarti organici, dal legname d'energia e dalla geotermia di profondità.
Emissioni di CO_2 Ipotesi: l'energia termica sostituisce integralmente impianti di combustione alimentati a olio.	+	++	+++	++++
	A regime (2035) ogni anno produzione di 71'120 ton CO_2 (stima emissioni ICTR); sono tuttavia evitate 11'400 ton CO_2 derivanti dalla sostituzione di impianti termici alimentati a olio per complessivi 43 GWh_{th}. Lo stesso valore rimane invariato al 2050.	A regime (2040) ogni anno produzione di 71'120 ton CO_2 (stima emissioni ICTR); sono inoltre prodotti 108 GWh_{el} mediante impianti a gas, equivalenti a 21'367 ton CO_2; sono tuttavia evitate 62'300 ton CO_2 derivanti dalla sostituzione di impianti termici alimentati a olio per complessivi 235 GWh_{th}. Infine, sono evitate 3'124 ton CO_2 derivanti dalla produzione di energia elettrica con legna e biogas (22 GWh/anno). Lo stesso valore rimane invariato al 2050.	A regime (2040) ogni anno produzione di 71'120 ton CO_2 (stima emissioni ICTR); sono inoltre prodotti 108 GWh_{el} mediante impianti a gas, equivalenti a 21'367 ton CO_2; sono tuttavia evitate 64'951 ton CO_2 derivanti dalla sostituzione di impianti termici alimentati a olio per complessivi 245 GWh_{th}. Infine, sono evitate 1'420 ton CO_2 derivanti dalla produzione di energia elettrica con biogas e geotermia di profondità (10 GWh/anno). Al 2050 sono evitate ulteriori 2'840 ton CO_2, derivanti dalla produzione di energia elettrica con geotermia di profondità (20 GWh/anno). Al 2035 produzione di 71'120 ton CO_2 (stima emissioni ICTR); sono inoltre prodotti 81 GWh_{el} mediante impianti a gas, equivalenti a 16'025 ton CO_2; sono tuttavia evitate 33'138 ton CO_2 derivanti dalla sostituzione di impianti termici alimentati a olio per complessivi 125 GW.	A regime (2050) ogni anno produzione di 71'120 ton CO_2 (stima emissioni ICTR); sono inoltre prodotti 108 GWh_{el} mediante impianti a gas, equivalenti a 21'367 ton CO_2; sono tuttavia evitate 83'509 ton CO_2 derivanti dalla sostituzione di impianti termici alimentati a olio per complessivi 315 GWh_{th}. Infine, sono evitate 5'964 ton CO_2 derivanti dalla produzione di energia elettrica con legna, biogas e geotermia di profondità (42 GWh/anno). Al 2035 produzione di 71'120 ton CO_2 (stima emissioni ICTR); sono inoltre prodotti 81 GWh_{el} mediante impianti a gas, equivalenti a 16'025 ton CO_2; sono tuttavia evitate 27'690 ton CO_2 derivanti dalla sostituzione di impianti termici alimentati a olio per complessivi 195 GWh_{th}.

Cogenerazione | **Cogenerazione (rifiuti, geotermia, gas, biomassa)**

P.5

Costo (per il Cantone)	–	–	–	–
	Almeno 10 Mio CHF	Almeno 10 Mio CHF	Almeno 10 Mio CHF	Almeno 10 Mio CHF
Costo (per l'economia privata)	–	– –	– – –	– – – –
		Costo impianto a biogas + costo impianti gas naturale.	Costo impianto a legna + costo impianto a biogas + costo impianti gas naturale.	Costo impianto a legna + costo impianto a biogas + costo impianti gas naturale + costo impianto di geotermia di profondità.
Reddito generato sul territorio cantonale	+	++	+++	++++
Creazione di occupazione	+	++	+++	++++
Emissioni atmosferiche	+	++	+++	++++
	(Nell'ipotesi che il calore prodotto mediante cogenerazione sia recuperato e distribuito alle utenze finali in sostituzione di singoli impianti di combustione).			
Effetti sul paesaggio	–			
	Gli impianti di cogenerazione sono responsabili di intrusione nel paesaggio, in termini tuttavia non superiori agli impianti termoelettrici o ad altri impianti centralizzati di produzione dell'elettricità.			
Effetti su ecosistemi e consumo di suolo	–			
	Gli impianti di cogenerazione sono responsabili di consumo di suolo e effetti sugli ecosistemi, in termini tuttavia non superiori agli impianti termoelettrici o ad altri impianti centralizzati di produzione dell'elettricità.			

Indicatori di monitoraggio

- Elettricità annua prodotta dagli impianti di cogenerazione [GWh/anno]
- Energia termica prodotta dagli impianti di cogenerazione e venduta alle utenze allacciate alla rete di tele-riscaldamento [GWh/anno]

Fonti dei dati

- Azienda Cantonale Rifiuti
- AET
- Aziende private che realizzano gli impianti di cogenerazione e le reti di teleriscaldamento

Copertura territoriale dei dati	Aggregazione spaziale dei dati
Intero territorio cantonale	Dati relativi ai singoli impianti e alle singole reti di teleriscaldamento
Copertura temporale	**Frequenza di rilevamento**
–	Annuale

Responsabilità

Gli impianti di co-generazione verranno realizzati da imprenditori pubblici o privati.

Collegamenti ad altre schede

P.10 Gas naturale
P.7 Biomassa – Legname d'energia
P.9 Geotermia e calore ambiente
D.2 Rete di distribuzione del gas
D.3 Teleriscaldamento

P. Produzione di energia termica

P.6 **Solare termico**

P.7 **Biomassa – Legname d'energia**

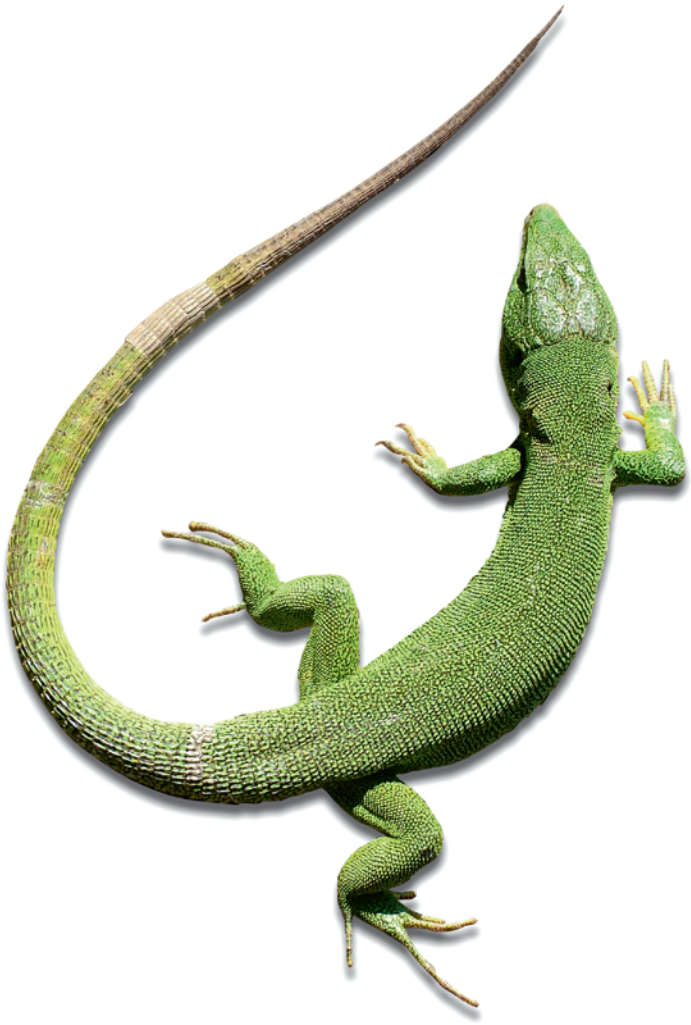
P.8 **Biomassa – scarti organici**

P.9 **Calore ambientale e geotermia**

P.10 **Gas naturale**

P.11 **Combustibili e carburanti liquidi**

P.6 Solare termico



P.6

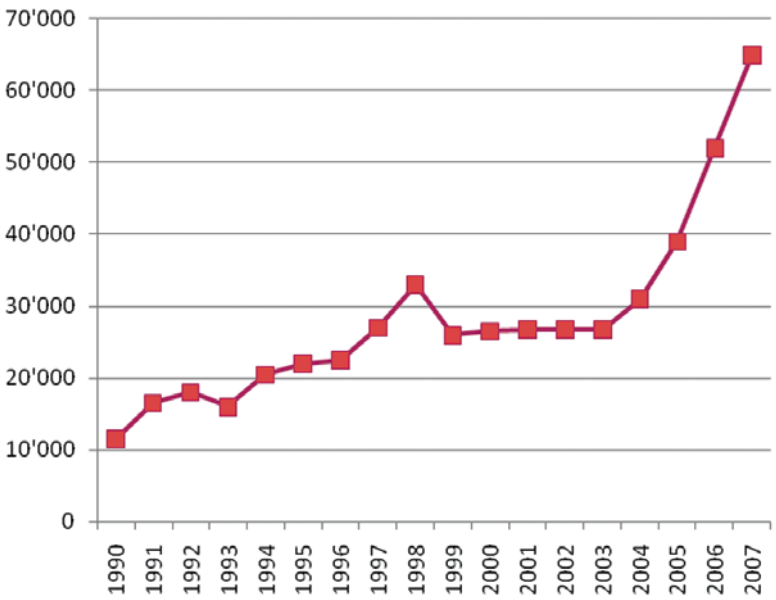
Situazione attuale

La tecnologia solare termica consente di produrre calore sfruttando la radiazione solare. Il calore prodotto può essere utilizzato per contribuire al fabbisogno di acqua calda sanitaria e di riscaldamento degli edifici. Vi sono inoltre interessanti prospettive per l'utilizzo dell'energia solare termica nell'ambito di processi produttivi o del raffrescamento di edifici (solar cooling).

A titolo indicativo, considerando abitazioni mono e bi-famigliari, 1 m² di collettori solari termici per persona consente di soddisfare fino al 70% del fabbisogno termico per acqua calda sanitaria. Circa 15 m² di collettori per abitazione forniscono fino al 50% del fabbisogno termico per riscaldamento, purché l'edificio sia caratterizzato da un buon isolamento termico.

Prerogativa per l'utilizzo di collettori solari termici a fini di riscaldamento degli spazi è in effetti l'isolamento dell'edificio – e per questo motivo una pianificazione razionale delle risorse energetiche impone di destinare risorse e provvedimenti in via prioritaria all'isolamento dell'edificio.

Vendite collettori solari, dal 1990
totale Confederazione (m²)
Fonte: Swissolar



Il Cantone Ticino ha attivato due cicli di incentivazione a favore dell'installazione di impianti solari termici:

- 2005 – messaggio 5703: 850'000 CHF;
- 2009 – messaggio 6200: 3'000'000 CHF (in corso).

Il messaggio 5703 del 2005 ha consentito l'installazione di 202 impianti solari termici, per un totale di 3'417 m² di collettori solari. Con il messaggio 6200 del 2009 si prevede invece la realizzazione di 12'000 m² di collettori, che possono indurre investimenti per circa 13 MIO CHF.

Ad oggi non sono disponibili tuttavia raccolte dati sistematiche circa l'ammontare degli impianti solari termici installati. Poiché è conveniente utilizzare in loco il calore prodotto dagli impianti solari termici, infatti, non vi sono organismi sovra-ordinati che registrino la quantità di calore prodotta né la numerosità degli impianti atti a produrlo, come succede invece per il solare fotovoltaico.

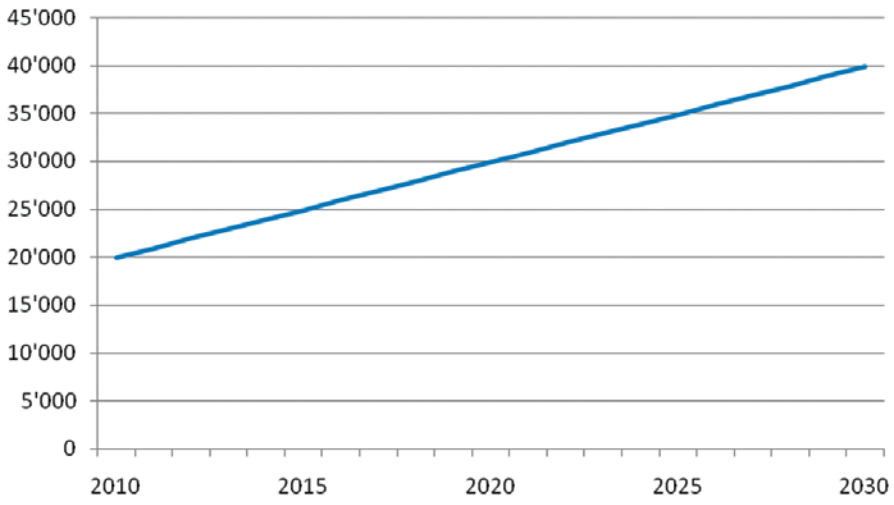
A titolo puramente indicativo, sono disponibili i dati del Censimento degli Edifici del 2000, che riportano il numero di edifici che utilizzano il solare termico quale fonte di riscaldamento principale: secondo tale fonte, su tutto il territorio cantonale nel 2000 si contavano 234 edifici che sfruttavano l'energia solare per il riscaldamento, pari allo 0.26% del totale degli edifici censiti. Ipotizzando una

superficie media dei collettori pari a 10 m², si può stimare che al 2000 sul territorio cantonale fossero installati 2'340 m² di collettori solari (si tratta di una stima per difetto, in quanto non include gli impianti per la sola produzione di acqua calda sanitaria). A questi si aggiungono almeno 3'417 m² installati dopo il 2005, attraverso gli incentivi cantonali; si ritiene inoltre ragionevole che tra il 2000 e il 2005 siano stati installati collettori per un totale di circa 1'000 m², corrispondenti a una media annuale di 40 impianti da 5 m² ciascuno. Si può dunque stimare che ad oggi siano installati sul territorio cantonale almeno 8'000 m². Poiché la popolazione totale residente al 31 dicembre 2008 è pari a 332'776 [fonte: USTAT], ciò corrisponde a una dotazione di poco inferiore a 0.025 m² per persona. Considerando che gli incentivi in corso di erogazione a seguito del Messaggio 6200 del 2009 consentiranno di installare altri 12'000 m² di collettori solari, si può ragionevolmente ritenere che entro la fine del 2010 saranno installati in Ticino 20'000 m² di collettori (2 ettari), equivalenti a una dotazione di 0.06 m² pro capite.

Al fine di disporre in futuro di un adeguato supporto conoscitivo, evitando così di dover ricorrere a stime, potranno essere raccolte e strutturate le informazioni progettuali riportate nelle domande di costruzione e nelle notifiche, nonché quelle contenute nelle dichiarazioni di fine lavoro.

Per effettuare proiezioni di sviluppo della tecnologia solare termica nel futuro è possibile riferirsi, in prima approssimazione, ancora ai dati pubblicati da Swissolar, relativi alla Confederazione (cfr. figura pagina precedente). Tali dati mostrano una forte crescita nella superficie di collettori installata, a partire dal 2004, in corrispondenza con lo stanziamento di incentivi (sussidi a fondo perso) da parte della maggioranza dei Cantoni. Considerando il periodo 1991–2003, durante il quale si può ritenere che i sussidi erogati complessivamente sul territorio nazionale abbiano avuto un ruolo trascurabile nella promozione del solare termico, si è registrato un incremento medio di 23'700 m²/anno di nuovi collettori installati. In assenza di specifiche politiche incentivanti (scenario «Business as usual»), per il futuro è ragionevole ritenere che nel Cantone Ticino si registrino andamenti analoghi a quelli verificatisi negli scorsi anni a livello medio nazionale Considerando il rapporto tra la popolazione cantonale e quella nazionale (4.2% secondo il Censimento Federale del 2000), si può stimare che mediamente in futuro saranno installati sul territorio cantonale 1'000 m² di collettori solari ogni anno.

Partendo dai 20'000 m² stimati per la fine del 2010, una semplice proiezione lineare consente di stimare che al 2035 saranno installati circa 45'000 m² di collettori solari (4.5 ettari). A titolo di riferimento, si consideri che tale dotazione consentirebbe di soddisfare fino all'8.5% dell'attuale fabbisogno cantonale di acqua calda sanitaria (calcolo basato su una popolazione residente di 332'776 abitanti).



Proiezione della superficie installata di pannelli solari in Cantone Ticino (m²) all'anno 2030 - previsione di crescita tendenziale
Fonte: stime ISAAC

P.6

Potenziale

Il potenziale di sviluppo è molto più elevato di quanto ottenibile secondo lo scenario Business as usual: per determinarne una stima quantitativa si può fare riferimento alla superficie disponibile per l'installazione di impianti solari. Ripetendo i ragionamenti proposti per la scheda fotovoltaico, che prendono in considerazione la sola superficie già edificata, si può stimare che siano disponibili fino a 1'191 ettari di superficie coperta (tetti), di edifici a completa o parziale destinazione residenziale o assimilabile, quelli per cui ha più senso installare collettori solari. Stimando che, per motivi di ombreggiamento e orientamento, solo 1/4 dei tetti sia adatto all'installazione degli impianti solari, si ottiene una superficie utile potenziale pari a quasi 300 ettari.

Poiché 1 m^2 di collettore è sufficiente a soddisfare il 70% del fabbisogno termico di acqua calda sanitaria per una persona, utilizzando in maniera sistematica i tetti adeguatamente orientati sarebbe possibile coprire senza difficoltà il 70% del fabbisogno termico per l'acqua calda sanitaria della popolazione residente sul territorio cantonale (al 31 dicembre 2008, circa 332'776 persone), corrispondente a 196 GWh/anno: a questo scopo ad oggi sarebbero infatti sufficienti poco più di 33 ettari, pari all'11% dell'intero spazio disponibile sui tetti residenziali. Considerando una crescita della popolazione residente fino a 350'000 abitanti nell'arco dei prossimi 20/30 anni, occorrerebbe uno spazio pari a circa 35 ettari, cioè l'11.7% della superficie attualmente disponibile sui tetti (nel caso in cui all'incremento di popolazione si accompagnasse un incremento della superficie edificata, tale rapporto risulterebbe ancora più favorevole alla diffusione del solare termico).

Si noti che non vi sarebbero, in generale, conflitti con la diffusione del solare fotovoltaico (cfr. scheda «P.3 Fotovoltaico»): oltre che sugli stabili a destinazione residenziale, i grandi impianti fotovoltaici potrebbero essere installati anche sugli stabili produttivi/commerciali.

Visioni, scelte, obiettivi

La produzione di calore da fonte solare termica copre il 50% del fabbisogno di calore per la produzione di acqua calda sanitaria registrato nel 2008[1].

Come detto sopra, disponendo di 332'000 m2, cioè 33,2 ettari, si garantirebbe il 70% del fabbisogno di calore per acqua calda sanitaria per l'intera popolazione residente.

Riscaldando linearmente tale valore, è possibile stimare che per coprire il 50% di fabbisogno di acqua calda sanitaria occorrano circa 235'000 m^2 di collettori solari, cioè **23.5 ettari** (0.71 m^2 per persona). Considerando che la superficie favorevolmente orientata disponibile sui tetti delle abitazioni residenziali è complessivamente pari a circa 300 ettari, per raggiungere tale obiettivo occorre poco meno dell'**8%** della superficie dei tetti degli edifici residenziali adeguatamente orientati, corrispondente al **2%** circa della superficie complessiva dei tetti degli edifici residenziali attualmente esistenti sul territorio cantonale.

Considerando un consumo di acqua calda sanitaria di 50 l/ persona*giorno e una media di differenza di temperatura tra l'acqua da riscaldare e quella riscaldata pari a 40 °C (55°C in uscita, 15 °C in entrata), ogni persona richiede 2.3 kWh di fabbisogno termico per l'acqua calda sanitaria.

Su base annua la produzione di acqua calda sanitaria richiede pertanto 840

1 Swissolar ritiene ragionevole l'obiettivo di soddisfare il 70% del fabbisogno per acqua calda sanitaria, che prevede l'installazione di 1 m^2 di collettori solari per persona, già al 2020. Non tiene conto tuttavia dell'impossibilità fisica di installare pannelli solari in tali proporzioni sui tetti degli edifici plurifamiliari. Si è pertanto ritenuto più realistico ridurre l'obiettivo al 50%.

kWh/persona. Considerato che la popolazione totale cantonale al 2008 è pari a 332'776 abitanti, ciò implica un consumo complessivo pari a circa 280 GWh/anno.

Gli obiettivi che impongono di produrre il 50% di tale quantità con il solare termico evitano quindi la produzione di 140 GWh con fonti non rinnovabili.

A livello di costi, si può stimare che l'investimento per un collettore solare per la sola produzione di acqua calda sanitaria, disponibile sul mercato nella forma di kit di facile installazione, richieda tra i 2'000 e i 3'000 CHF/persona [fonte: elaborazioni ISAAC su dati Swissolar], includendo i costi di installazione. Ciò significa, a fronte delle attuali condizioni di mercato, il raggiungimento dell'obiettivo circa il fabbisogno di acqua calda sanitaria richiede investimenti che si aggirano intorno ai 600 milioni di franchi (332'776 persone * 2'500 CHF/persona = 831'940'000 CHF consentirebbero di coprire il 70% del fabbisogno di acqua calda sanitaria; coprire il 50% del fabbisogno richiede 831'940'000 * 50/70 = circa 594'243'000 CHF).

In proposito si segnala che, in ragione della progressiva diminuzione dei costi che si registrerà grazie all'avanzamento tecnologico, presumibilmente tale stima diminuirà in modo sensibile.

Strumenti

A livello federale, un terzo dei proventi della tassa sul CO_2, stimati in circa 70 Mio CHF all'anno, saranno destinati alla promozione delle energie rinnovabili, solare termico incluso. Ulteriori incentivi finanziari potranno derivare indirettamente dal programma di risanamento a lungo termine degli edifici, nell'ambito del quale sono previsti bonus per i risanamenti Minergie e Minergie-P, che possono scegliere di utilizzare la tecnologia solare termica per coprire il fabbisogno di calore dell'edificio. Considerando inoltre che, in particolare per i nuovi edifici, il nuovo regolamento RUEn pone condizioni particolarmente appetibili per l'installazione di impianti solari termici, si ritiene che non sia strettamente necessario introdurre ulteriori misure di incentivazione di natura finanziaria o fiscale. Poiché il loro apporto contribuirebbe tuttavia ad una più ampia e rapida diffusione del solare termico su territorio cantonale, si propongono comunque anche strumenti di incentivo diretto.

1. Predisposizione di una mappatura su scala di dettaglio (griglia di 50 x 50 m) del potenziale solare del territorio cantonale (mappa solare), atta ad individuare gli ambiti sui quali non è opportuno imporre l'installazione di impianti solari termici (questo strumento è proposto anche per il solare fotovoltaico, cfr. relativa scheda);
2. **Semplificazione delle procedure amministrative per l'autorizzazione all'installazione di impianti solari** (questo strumento è proposto anche per il solare fotovoltaico, cfr. scheda relativa):
   - emanazione di una Direttiva per l'inserimento di impianti solari nel costruito, che deve essere recepita dai Comuni nei loro Piani Regolatori e Regolamenti Edilizi, e istituzione di una Commissione per i casi controversi; particolare attenzione deve essere dedicata alla regolamentazione della posa degli impianti solari nei nuclei;
   - introduzione di **facilitazioni procedurali per la posa di impianti solari di dimensioni** inferiori a 35 m^2 (notifica invece di domanda di costruzione), purché non coinvolgano edifici in zona di nucleo o edifici di valore storico-artistico o monumenti naturali, e gli impianti non sporgano più di 10 cm dallo spessore dei tetti[2];

2 Si ricorda che dal 1 gennaio 2008 la Legge per la pianificazione del territorio sancisce, all'art. 18 a, che "nelle zone edificabili e nelle zone agricole è accordata l'autorizzazione per l'installazione di impianti solari accuratamente integrati nei tetti e nelle facciate, sempre che non ne risultino pregiudicati monumenti culturali o naturali d'importanza cantonale o nazionale

P.6

3. Introduzione di **facilitazioni procedurali per la posa di impianti solari nei nuclei**, nel rispetto della Direttiva per l'inserimento nel costruito.
4. Elaborazione di Linee guida rivolte ai comuni, volte a promuovere l'aggiornamento degli strumenti di pianificazione comunali (Piano Regolatore e Regolamento edilizio): introduzione di vincoli in sede di PR per nuove costruzioni, demolizioni con ricostruzione, ristrutturazioni e ampliamenti; differenziazione per abitazioni a prevalente funzione residenziale, produttiva/commerciale, alberghi, case di cura e ospedali); definizione di norme di PR che garantiscano l'insolazione degli edifici esistenti e precludano la realizzazione di nuovo edificato che comprometta l'insolazione degli impianti esistenti («servitù d'insolazione»);
5. **Introduzione di regolamenti restrittivi: entro il 2013** il Cantone modifica il RUEn, introducendo **vincoli più restrittivi** circa la produzione di **acqua calda sanitaria** da fonte **solare termica per i nuovi edifici e i risanamenti; in particolare, tale regolamento impone vincoli per strutture quali alberghi, case di cura, ospedali e piscine. Il regolamento introduce vincoli del tipo che segue:**

		Nuove costruzioni e demolizioni con ricostruzione	Ristrutturazioni e ampliamenti	Edifici esistenti
Solare termico	**Abitazioni**	Mono-famigliari e bi-famigliari: obbligo di garantire almeno il **60%** dell'acqua calda sanitaria per persona insediata nello stabile. Da tre unità abitative: almeno il **20%** dell'acqua calda sanitaria per persona insediata nello stabile.	Per interventi di sostituzione integrale dell'impianto di riscaldamento, obbligo di garantire almeno il 60% dell'acqua calda sanitaria per persona insediata nello stabile[3]. Per questi interventi, possibilità di concedere riduzioni sui costi della domanda di costruzione.	Nessuna imposizione. Eventuali incentivi: - non vengono richiesti i diritti di segreteria per le pratiche di permesso di costruzione e per l'installazione di impianti; - concessione di riduzioni sugli strumenti di imposizione fiscale attivi a livello comunale.
	Stabili produttivi e commerciali	Nessuna imposizione. Eventuali incentivi: - non vengono richiesti i diritti di segreteria per le pratiche di permesso di costruzione e notifica per l'installazione di impianti; - concessione di riduzioni sugli strumenti di imposizione fiscale attivi a livello comunale.		
	Alberghi, case di cura, ospedali	**Obbligo** di garantire almeno il **60%** del fabbisogno di acqua calda sanitaria per posto letto[4].	Per interventi di sostituzione integrale dell'impianto di riscaldamento, obbligo di garantire almeno il 60% del fabbisogno di acqua calda sanitaria per posto letto[5]. Per questi interventi, possibilità di concedere riduzioni sui costi della domanda di costruzione.	
	Piscine	Per le piscine al coperto, **obbligo** di garantire il riscaldamento per almeno il **60% del fabbisogno**[6]. Per piscine all'aperto, divieto di installare impianti di riscaldamento **diversi dal solare termico**[7].	Per interventi di sostituzione dell'impianto di riscaldamento: - per le piscine al coperto, **obbligo** di garantire il riscaldamento per almeno il **60% del fabbisogno**; - per piscine all'aperto, **divieto** di installare impianti di riscaldamento **diversi dal solare termico**.	

Tale regolamento disciplina deroghe specifiche per gli edifici localizzati in ambiti che, in base alla mappa solare di cui sopra, risultano non adeguati per l'installazione di impianti solari;

6. **Diminuzione delle barriere** alla diffusione del solare termico **causate dai costi d'investimento**, molto più elevati in Svizzera che nei paesi dell'Unione Europea: vi è infatti una differenza di almeno il 20% tra i costi dei kit per il solare termico in Svizzera e in Europa. A questo scopo il Cantone
   - promuove adeguati **studi e indagini di mercato** e successivamente stringe convenzioni **con i produttori e i distributori attivi in Cantone Ticino** al fine di contenere i costi d'investimento a un livello competitivo con l'Italia;
   - stringe **convenzioni con gli istituti di credito** per la definizione di c**rediti agevolati per i privati** per l'installazione di impianti solari termici;
   - stringe convenzioni con le compagnie di assicurazione per la definizione di premi scontati per gli immobili che utilizzano energia solare termica per coprire, anche parzialmente, il proprio fabbisogno di calore;
7. **Incentivi federali per la produzione di acqua calda sanitaria**: nell'ambito del programma federale di risanamento degli edifici, i risanamenti che si dotano anche di impianti solari termici godono di condizioni incentivanti di maggior favore (cfr. Scheda C.1 Climatizzazione abitazioni);
8. **Incentivi cantonali per la produzione di acqua calda sanitaria**: il Cantone **eroga contributi finanziari a fondo perso** per l'installazione di impianti solari termici per la produzione di acqua calda sanitaria, per qualsiasi edificio, di nuova costruzione o esistente, anche in assenza di interventi di ristrutturazione. A tale scopo, mette a disposizione **1 Mio CHF/ anno, per un periodo di 10 anni** (costo totale della misura di sussidio: 10 Mio CHF);
9. **Incentivi cantonali per la produzione di acqua calda sanitaria**: il Cantone concede **sgravi fiscali**, in termini di **riduzione dell'aliquota**, per chi installi impianti solari termici per la produzione di acqua calda sanitaria. L'entità di riduzione dell'aliquota è studiata in modo che la diminuzione delle entrate del bilancio cantonale sia pari a circa **1 Mio CHF/ anno, per un periodo di 10 anni**. Tale incentivo può essere applicato a qualsiasi edificio, di nuova costruzione o esistente, anche in assenza di interventi di ristrutturazione;
10. **Promozione della sperimentazione nel settore del solar cooling**, attraverso la realizzazione di impianti pilota;
11. Introduzione di provvedimenti volti a colmare le lacune nei dati sulla diffusione del solare termico: definizione di una procedura per la raccolta sistematica delle informazioni principali (localizzazione puntuale e superficie) all'atto dell'installazione degli impianti o della loro autorizzazione nell'ambito della procedura edilizia.

---

3 Tale provvedimento potrebbe essere ridimensionato come segue: «Per interventi di sostituzione integrale dell'impianto di riscaldamento, che prevedono l'installazione di una caldaia alimentata a fonte fossile, obbligo di garantire almeno il 60% dell'acqua calda sanitaria per persona insediata nello stabile. Per tutti gli altri vettori energetici utilizzati per il riscaldamento, tale provvedimento è raccomandato ma non vincolante». Si noti che una tale ipotesi richiederebbe tuttavia ridimensionare anche l'obiettivo introdotto nella sezione precedente.

4 Occorre riferirsi allo specifico fabbisogno di acqua calda sanitaria per strutture ospedaliere e alberghiere.

5 Vedi precedente nota 4.

6 Occorre riferirsi allo specifico fabbisogno di acqua calda sanitaria per il riscaldamento di piscine.

7 Valutare la possibilità di mantenere la temperatura dell'acqua della piscina attraverso la semplice installazione di un telo di copertura.

P.6

Varianti d'azione

La variante A punta sull'introduzione di linee guida, norme e regolamenti più restrittivi; le varianti B e C puntano sull'introduzione di incentivi, differenziandosi per la modalità di erogazione: sussidi finanziari diretti per la variante B, sgravi fiscali per la variante C. Si ritiene che, calibrando opportunamente i provvedimenti, in particolar modo per quanto riguarda i regolamenti, le tre varianti consentano di raggiungere gli obiettivi nello stesso lasso di tempo, stimato in circa 40 anni.

Disponendo di maggiori risorse finanziarie rispetto a quanto qui ipotizzato sarebbe possibile raggiungere gli obiettivi entro un minor numero di anni: si stima che, per raggiungere gli obiettivi entro il 2035, occorrano risorse pubbliche per un totale di 40–50 Mio CHF.

Obiettivo: 23.5 ettari di collettori solari – 140 GWh/anno

	Variante 0 (BAU)	Variante A	Variante B	Variante C
1. Mappatura solare	X	X	X	X
2. Direttiva per l'inserimento degli impianti solari nel costruito	X	X	X	X
3. Facilitazioni per la posa degli impianti solari nei nuclei		X	X	X
4. Linee guida rivolte ai comuni		X		
5. Regolamenti più restrittivi (aggiornam. RUEn)		X		
6. Indagini di mercato e convenzioni		X	X	X
7. Incentivi federali per acqua calda sanitaria		X	X	X
8. Incentivi cantonali per acqua calda sanitaria: sussidi a fondo perso			X (1 Mio CHF/anno per 10 anni)	
9. Incentivi cantonali per acqua calda sanitaria: sgravi fiscali				X (1 Mio CHF/anno per 10 anni)
10. Sperimentazione solar cooling		X	X	X
11. Raccolta dati sistematica		X	X	X
Raggiungimento dell'obiettivo	**Più di 150 anni**	**40 anni**	**40 anni**	**40 anni**
Stima ettari di collettori installati nel 2035	**4.5**	**15**	**15**	**15**
Stima produzione solare termico [GWh] nel 2035	**27**	**89**	**89**	**89**
Stima produzione solare termico [GWh] nel 2050	**40**	**140**	**140**	**140**

Effetti attesi

Obiettivo: 23.5 ettari di collettori solari – 140 GWh/anno

	Variante 0 (BAU)	Variante A	Variante B	Variante C
Consumo di energia	Le varianti d'azione non agiscono sulla diminuzione dei consumi (non sono provvedimenti rivolti all'efficienza energetica).			
Percentuale di utilizzo di energie rinnovabili rispetto al fabbisogno	+	+++	+++	+++
	Ogni anno aumento della produzione da fonte rinnovabile di 0.91 GWh/anno; a regime, aumento di 140 GWh/anno.	Ogni anno aumento della produzione da fonte rinnovabile di 3.4 GWh/anno; a regime, aumento di 140 GWh/anno.	Ogni anno aumento della produzione da fonte rinnovabile di 3.4 GWh/anno; a regime, aumento di 140 GWh/anno.	Ogni anno aumento della produzione da fonte rinnovabile di 3.4 GWh/anno; a regime, aumento di 140 GWh/anno.
Emissioni di CO_2	+	+++	+++	+++
	Circa 241 ton CO_2 evitate/anno, ipotizzando completa sostituzione impianti a olio; a regime, 37'115 ton CO_2 evitate.	Circa 900 ton CO_2 evitate/anno, ipotizzando completa sostituzione impianti a olio; a regime, 37'115 ton CO_2 evitate.	Circa 900 ton CO_2 evitate/anno, ipotizzando completa sostituzione impianti a olio; a regime, 37'115 ton CO_2 evitate.	Circa 900 ton CO_2 evitate/anno, ipotizzando completa sostituzione impianti a olio; a regime, 37'115 ton CO_2 evitate.
Costo (per il Cantone)	+	+	– –	– –
			(10 Mio CHF)	(10 Mio CHF)
Costo (per l'economia privata)	–	– – –	– –	– –
Reddito generato sul territorio cantonale	+	+++	+++	+++
Creazione di occupazione	+	+++	+++	+++
Emissioni atmosferiche	+	+++	+++	+++
Effetti sul paesaggio	Il piano d'azione non avrà effetti significativi sul paesaggio, poiché gli impianti saranno installati nel rispetto dei criteri impartiti dalla direttiva per l'inserimento nel costruito.			
Effetti su ecosistemi e consumo di suolo	Il piano d'azione non avrà effetti sugli ecosistemi né sul consumo di suolo, poiché gli impianti saranno inseriti nell'edificato.			

Indicatori di monitoraggio

- Numero di impianti solari termici[8] [num]
- m^2 di impianti solari termici [m^2]
- m^2 di impianti solari termici/abitante [m^2/ab]
- Edifici che utilizzano il solare termico come fonte principale di riscaldamento: numero [num] e percentuale rispetto al totale degli edifici [%]

Fonti dei dati

- Registro Edifici e Abitazioni REA

Copertura territoriale dei dati	Aggregazione spaziale dei dati
Intero Cantone	Dati puntuali – sono noti i mappali catastali
Copertura temporale	**Frequenza di rilevamento**
Dati disponibili dal 2000	Annuale (disponibili dati al 1 gennaio) (i dati sono rilevati in continuo)

Responsabilità

I provvedimenti citati sono di responsabilità del Cantone, fatta eccezione per quelli relativi agli strumenti di pianificazione comunali, la cui attuazione è demandata ai Comuni.

Collegamenti ad altre schede

P.3 Fotovoltaico
P.6 Solare termico
C.1 Climatizzazione edifici abitativi (riscaldamento e raffreddamento)

8 Il numero totale di impianti e la relativa potenza installata non sono disponibili con certezza: ai fini della valutazione dell'efficacia degli strumenti attivati conviene pertanto confrontare le variazioni di tali indicatori tra un anno e il successivo, piuttosto che considerarne il solo valore assoluto cumulato nel tempo.

P.7 Biomassa – Legname d'energia

Situazione attuale

Il Cantone Ticino è ricoperto per il 50% da boschi. Le caratteristiche del bosco ticinese, sulla base dei dati pubblicati sul Piano forestale cantonale (PFC, dicembre 2007), sono le seguenti:

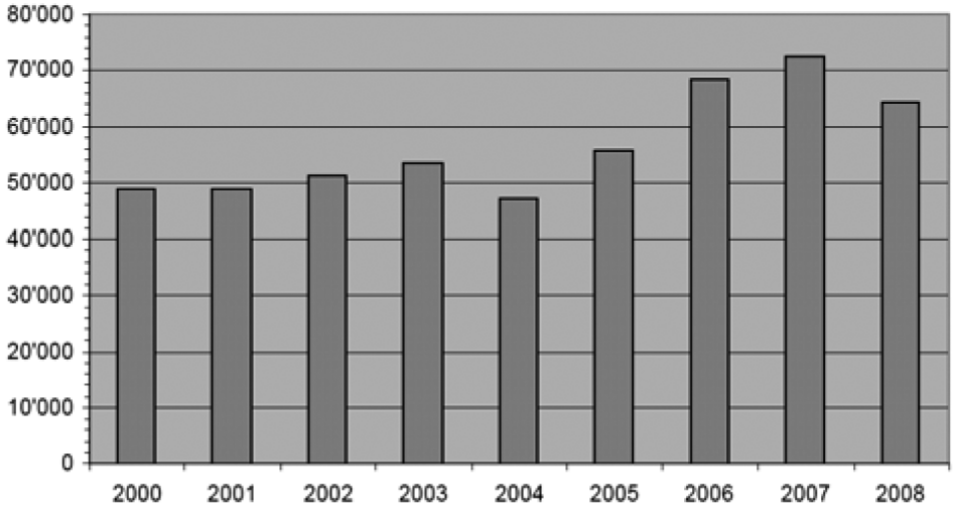
- provvigione teorica di legna pari a 3 Mio m^3;
- incremento annuo pari a 550'000 m^3;
- utilizzazioni medie annue pari a 65'000 m^3/anno, cioè il 12% dell'incremento annuo.

Tali cifre sono confermate dai dati annualmente pubblicati dalla Sezione Forestale del Cantone Ticino (cfr. figura a destra), dai quali risulta inoltre che circa il 60% delle utilizzazioni legnose annue viene utilizzato quale legname da ardere ed il restante 40% è utilizzato come legname d'opera.

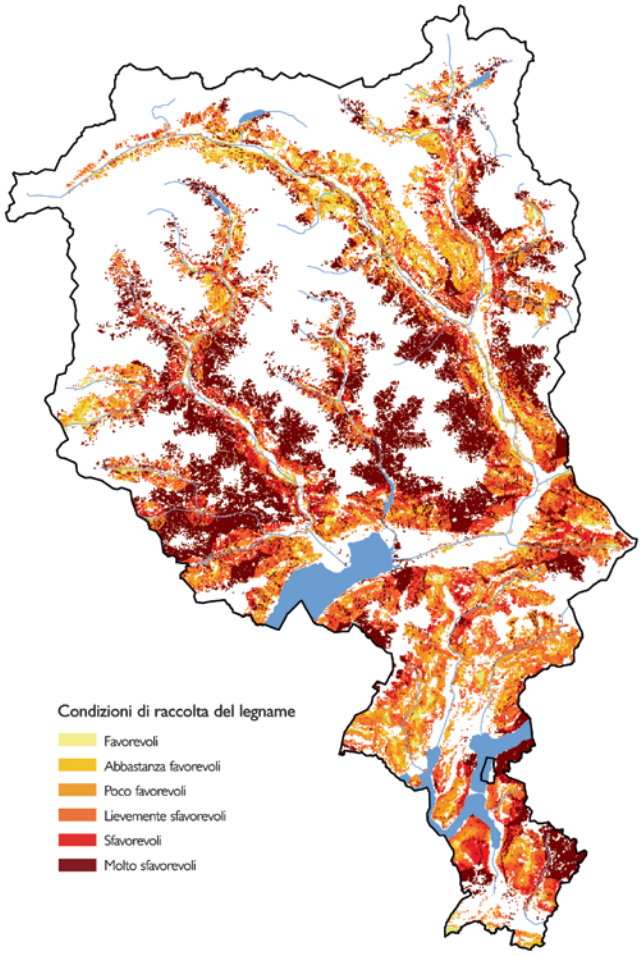
Consapevole del fatto che il rapporto fra legname d'opera e legna d'ardere è importante ai fini del risultato economico della gestione del patrimonio boschivo, e tenuto conto della preponderanza di produzione dei boschi ticinesi di quest'ultimo rispetto al legname d'opera, è fondamentale la promozione dell'energia del legno, rispettivamente di quegli strumenti (centrali termiche, teleriscaldamento, eventualmente cogenerazione) atti all'utilizzo di una materia prima principale presente in grandi quantità sul nostro territorio. Coerentemente con questi presupposti, il Cantone ha emanato provvedimenti e incentivi volti a promuovere l'utilizzo della legna per il riscaldamento:

- messaggio 5198 del 2002: 4 mio CHF per installazione di impianti, anche di potenza ridotta;
- messaggio 5339 del 2002: 880'000 CHF per impianti di grande potenza (teleriscaldamento) promossi da enti pubblici.
  I due messaggi del 2002 hanno consentito l'installazione di impianti per una potenza complessiva di 4.9 MW termici, per riscaldare 80'590 m^2 di superficie abitabile (equivalente a 14 campi da calcio);
- messaggio 5703 del 2005: 1.2 mio CHF per impianti a legna di dimensioni maggiori di 70 kW (non attribuiti ad impianti a pellet). Tale intervento ha consentito l'installazione di impianti per un totale di 103'919 m^2 di superficie abitabile riscaldata;
- messaggio 5872 del 2007: 5 mio CHF per impianti di teleriscaldamento di quartiere, di potenza superiore ai 200 KW, alimentati a legna con un miglioramento della filiera bosco-legno-energia (100% dei fondi già utilizzati);
- messaggio 6200 del 2009:
  – 2 mio CHF per impianti di riscaldamento di grande potenza (>200 kW) per teleriscaldamento a legna (stimati 4–5 impianti) (65% dei fondi già utilizzati);
  – circa 8.6 mio CHF per promozione della filiera bosco-legno-energia nell'ambito della convenzione per l'attuazione della Nuova Politica Regionale [in corso].

Produzione biomassa legnosa in m^3 nei boschi ticinesi dall'anno 2000
Fonte: Relazione Sezione forestale 2008



Fonte: Piano Forestale Cantonale, 2007



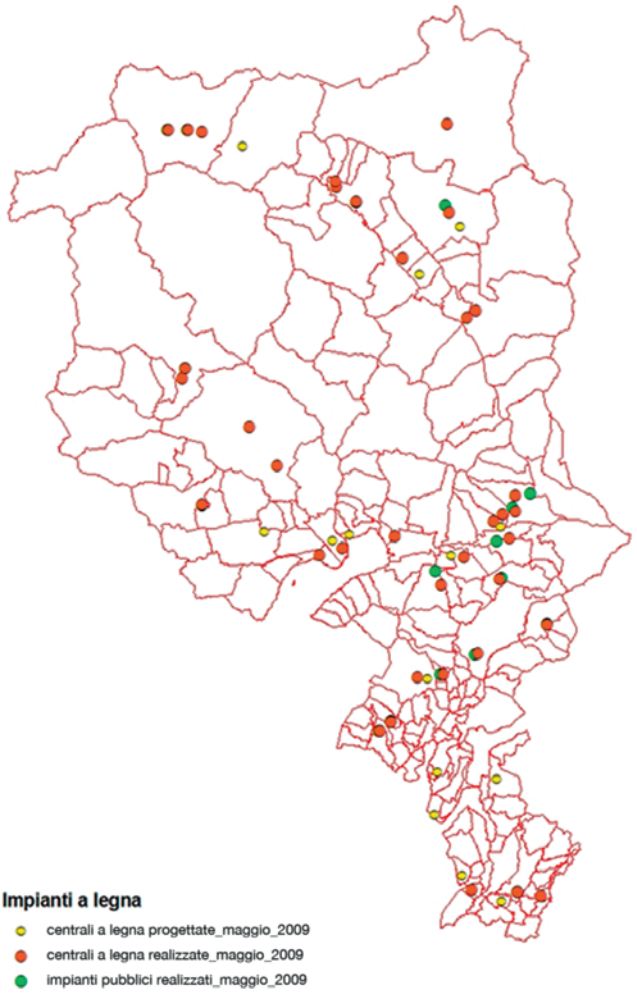
Complessivamente a partire dall'inizio di questo secolo sono stati messi a disposizione ca. 13 mio di franchi a favore dell'energia del legno (1.4 Mio CHF/anno), che hanno determinato un incremento nel fabbisogno di legname di ca. 15'000 m^3/a.

La percentuale di edifici a destinazione abitativa attualmente riscaldati a legna è desumibile dal Registro Edifici e Abitazioni e risulta pari al 10% degli edifici (10'654 edifici). Nell'interpretare questo dato occorre considerare che in tale categoria sono inclusi anche gli edifici privi di riscaldamento centralizzato e quelli utilizzati come residenza secondaria che sono dotati di camino a legna tradizionale. Al fine di stimare la diffusione dei moderni riscaldamenti a legna si può porre a confronto questo dato con quello rilevato dal Censimento del 2000, pari a 8'279 edifici: la differenza tra i due valori può essere interpretata come stima del numero minimo dei riscaldamenti a legna di stampo moderno.

Una rappresentazione, seppure ancora parziale, degli impianti di riscaldamento alimentati a legna di dimensioni medio-grandi (> 70 kW) è riportata nella figura sottostante, che riporta gli impianti

- che hanno goduto di incentivi cantonali,
- per i quali è all'esame la richiesta di incentivazione,
- di proprietà pubblica realizzati in assenza di finanziamento cantonale.

Non sono invece presenti sul territorio cantonale impianti di cogenerazione alimentati a legna, in grado di produrre energia elettrica ed energia termica da rendere fruibile mediante una rete di teleriscaldamento.



Una stima del contributo apportato dal legname al fabbisogno energetico cantonale può essere ricavata considerando un valore medio di resa energetica [GWh/m^3] della legna da ardere tagliata in Cantone Ticino, differenziandolo in funzione della categoria di essenza legnosa (latifoglie o conifere): considerando i dati di esbosco del 2008 riportati sulla Relazione della Sezione forestale e ipotizzando che le importazioni e gli scarti di segheria possano contribuire per circa 16 GWh, si stima che la legna abbia fornito nel 2008 circa 143 GWh, equivalenti a circa 47'000 m^3/a (modello in uso presso l'Ufficio cantonale dell'Energia).

Piano forestale cantonale

Uno degli obiettivi del Piano Forestale Cantonale è quello di raggiungere entro dieci anni, mediante un uso sostenibile della risorsa, un prelievo di legname dai boschi ticinesi pari a 150'000 m^3/anno, più che raddoppiando quindi le utilizzazioni rispetto al livello attuale. Ipotizzando che la domanda di legname da opera, proporzionalmente, non muti in modo significativo per il futuro rispetto alla situazione attuale (oggi costituisce ca. il 40% dell'intero quantitativo prelevato dai boschi ticinesi), di tali 150'000 m^3 si potrebbero utilizzare a scopo di produzione energetica fino a 90'000 m^3 di legname (oggi sono all'incirca 40'000 m^3), senza in alcun modo intaccare la capacità di rigenerazione del bosco.

Potenziale

Da un'ulteriore studio, effettuato nell'ambito degli approfondimenti di PFC legati alla funzione di produzione del bosco ticinese, risulta che, mediante una gestione sostenibile del patrimonio boschivo, sarebbe possibile raggiungere il quantitativo di 185'000 m^3 di prelievo annuo di legname dai boschi ticinesi. Il 60% di tale prelievo, pari a 110'000 m^3 rappresenta dunque il potenziale massimo di legna da ardere ottenibile a partire dai boschi ticinesi [fonte: Sezione forestale].

Volendo esprimere tale potenziale in termini di disponibilità di energia per riscaldamento, in prima approssimazione si possono effettuare le seguenti ipotesi, in coerenza con il modello di stima in uso presso l'Ufficio cantonale dell'energia:

- i dati sul periodo 2000–2008 mostrano che mediamente le conifere costituiscono il 15% del legname tagliato ogni anno, le latifoglie costituiscono l'85%;
- la resa energetica media della legna può essere così stimata:
  - conifere: 0.002 GWh/m^3;
  - latifoglie: 0.0028 GWh/m^3.

Con queste ipotesi, si può stimare che disporre di 110'000 m^3 di legna da ardere consenta di produrre 310 GWh termici. Considerando che il fabbisogno complessivo per il riscaldamento degli edifici al 2008 è stimato a 3'235 GWh, sfruttando al meglio il potenziale di legname da ardere indigeno si potrebbe coprire quasi il 10% del fabbisogno cantonale di energia termica per il riscaldamento delle abitazioni del 2008.

Raggiungere l'obiettivo di Piano forestale cantonale, cioè disporre di 90'000 m^3 di legna da ardere entro 10 anni, significherebbe invece disporre di 257 GWh termici, che potrebbero soddisfare il fabbisogno termico del 2008 di quasi l'8% delle abitazioni.

Il legname potenzialmente disponibile come legna da ardere potrebbe anche essere efficacemente utilizzato per la produzione combinata di energia elettrica e calore, in impianti di cogenerazione.

Particolarmente interessante per il Cantone potrebbe essere la realizzazione di un impianto alimentato a cippato di dimensione medio-piccole (1 MWel),

collegato ad una rete di teleriscaldamento per l'utilizzo del calore residuo. Per impianti di dimensioni comprese tra 0.5 e 2 MWel, la tecnologia più adatta è quella del ciclo Rankine a fluido organico (Organic Rankine Cycle), che si caratterizza per costi di manutenzione contenuti, funzionamento automatico che non richiede l'intervento di personale e elevata efficienza elettrica. Al fine di quantificare il consumo di un simile impianto, si può considerare quale riferimento la centrale di Tirano, in Valtellina (Italia): attivo dal 2003, l'impianto a cogenerazione fornisce annualmente ca. 7'500 MWh di elettricità (potenza elettrica nominale: 1.1 MWel) e 33'000 MWh di calore, distribuiti attraverso una rete di teleriscaldamento di 21 km. Tale centrale necessita di una quantità di combustibile pari a 25'000 m^3/anno [fonte: Società Teleriscaldamento - Cogenerazione Valcamonica, Valtellina, Valchiavenna]. Il costo d'investimento dell'impianto è stimabile, in prima approssimazione, a circa **3 Mio CHF** (tale cifra non include il costo della rete di teleriscaldamento).

In relazione al potenziale di legname indigeno disponibile quale legna da ardere (110'000 m^3), si stima che potrebbero essere realizzati due impianti di cogenerazione con le seguenti caratteristiche:

	Un impianto	Due impianti
Potenza termica installata	6 MW_{th}	12 MW_{th}
Potenza elettrica installata	1MW_{el}	2 MW_{el}
Produzione energia termica	36 GWh_{th}	72 GWh_{th}
Produzione energia elettrica	6 GWh_{el}	12 GWh_{el}
Consumo biomassa legnosa	25'000 m^3	50'000 m^3

Nel complesso sarebbero quindi utilizzati 50'000 m^3 di legname indigeno e, disponendo di utenza termica atta ad utilizzarli, sarebbero prodotti 72 GWh termici. I rimanenti 60'000 m^3 di legna indigena, nonché eventuali importazioni, potrebbero fornire circa 175 ulteriori GWh termici per il riscaldamento delle abitazioni.

Complessivamente, quindi, questa configurazione consentirebbe una produzione di circa 250 GWh termici e di 12 GWh elettrici all'anno.

Visioni, scelte obiettivi

Sfruttare integralmente il potenziale di 110'000 m^3 di legna da ardere prelevabile dai boschi ticinesi.
L'energia termica derivante dalla legna deve essere preferibilmente distribuita mediante reti di teleriscaldamento.

Il raggiungimento dell'obiettivo è facilitato dall'intervento sui nuovi edifici, così come sui risanamenti e sugli edifici esistenti.

L'utilizzo di impianti di riscaldamento alimentati a legna crea un indotto economico di grande importanza per tutta l'economia legata al settore forestale (filiera bosco-legna-energia).

Secondo le stime della Sezione forestale cantonale, ogni milione messo a disposizione in questo settore crea un indotto di investimenti per 4.5 mio di franchi, con un impatto sull'economia locale e ticinese molto forte. Infatti, con la pro-

mozione di simili investimenti, il 52% dell'indotto economico resta in Ticino ed il rimanente 48% comunque in Svizzera, contrariamente ad altri impianti, come per esempio quelli ad olio combustibile, per i quali ben il 59% dell'indotto economico va a beneficio dei paesi esteri. Inoltre, ogni milione di franchi investito nell'installazione di questi impianti genera un indotto annuo di 50–60'000 franchi, legato in piccola parte alla manutenzione degli impianti e in massima parte all'approvvigionamento del legname combustibile. In particolare, l'uso della legna in trucioli (cippato) o di pellet consente il recupero degli scarti della lavorazione del legno, dando valore economico ad una materia di scarto, a vantaggio delle aziende e degli artigiani forestali. Inoltre, la recente nascita in Canton Ticino di aziende di produzione del pellet, che ne consente la commercializzazione a prezzi competitivi, fa sì che in massima parte tale indotto vada a vantaggio diretto delle aziende locali.

Si noti che la realizzazione di impianti di cogenerazione di potenza e prestazioni comparabili a quelle sopra introdotte potrebbe produrre un incremento delle importazioni di legname (in particolare cippato) da fuori Cantone o da altre nazioni, se si volesse soddisfare un fabbisogno termico per riscaldamento di 310 GWh/anno (cfr. stime pag. 87). Importare grandi quantità di legname da altre regioni potrebbe **mettere in discussione i concetti di filiera bosco-legno e indotto economico locale e di approvvigionamento energetico indipendente**; inoltre, con l'aumentare delle distanze **crescono i costi di trasporto del materiale e soprattutto i costi esterni ambientali** (emissioni atmosferiche dovute al trasporto del legname, prevalentemente effettuato su gomma). **I margini d'azione reali attuali sono ancora comunque importanti affinché si possa valorizzare la produzione legnosa indigena**.

Strumenti

In ragione della convenienza economica della fase di gestione, nonché delle agevolazioni introdotte a livello nazionale nell'ambito del Programma nazionale di risanamento degli edifici, si ritiene che la tecnologia della legna sia già sufficientemente appetibile per una diffusione alle utenze private singole di piccole dimensioni (edifici mono e bi-famigliari), anche in assenza di ulteriori politiche incentivanti attivate livello cantonale. I contributi finanziari dovranno quindi essere destinati esclusivamente alla promozione di impianti di teleriscaldamento a legna di potenza superiore ai 200 kW, come pure nell'ambito del Programma di risanamento a lungo termine degli edifici, che prevede bonus per i risanamenti Minergie e Minergie-P, che possono scegliere di utilizzare la legna per soddisfare il fabbisogno di calore dell'edificio.

Per la definizione degli strumenti necessari al raggiungimento degli obiettivi citati in precedenza, verranno elencate dapprima tutta una serie di misure di base, necessarie sia per il miglioramento della situazione esistente che quale supporto all'energia del legno.

Fra queste le misure prioritarie sono:

1. Attribuzione di sussidi per la realizzazione di impianti di teleriscaldamento alimentati a legna (potenza superiore a 200 kW), per una cifra complessivamente pari a **1.4 Mio CHF/anno (approccio conservativo)** o **2.5 Mio CHF/anno (intervento più ambizioso)**; potendo disporre di risorse finanziarie ancora più elevate, potrà essere considerata la possibilità di aumentare l'aiuto finanziario per m^2 di superficie riscaldata, passando dagli attuali 25 CHF/m^2 a 35 CHF/m^2). Al fine di consentire la creazione

di un solido mercato per il legname d'energia, sia in termini di domanda che di offerta, occorre che tali sussidi siano erogati con continuità, per un periodo di tempo piuttosto lungo: nel caso in cui si attivino sussidi per 1.4 Mio CHF/anno, devono essere erogati per un periodo di almeno 15 anni, per un totale di almeno 21 Mio CHF; è invece ragionevole ritenere che sussidi per 2.5 Mio CHF/anno possano essere erogati per un periodo di 10 anni al massimo, per un totale di 25 Mio CHF al massimo.

2. Per gli impianti di riscaldamento di piccole dimensioni (potenza inferiore a 70 kW) il Cantone concentrerà le proprie risorse nella **diffusione degli elettro-filtri per il contenimento delle emissioni di polveri sottili**, in coerenza con quanto previsto dal Piano di risanamento dell'aria (scheda IS 3.1). Sono oggi disponibili sul mercato tecnologie brevettate che consentono di ridurre le emissioni almeno dell'80%. A questo scopo, **il Cantone finanzia l'acquisto degli elettro-filtri**, mettendo a disposizione **100'000 CHF all'anno**[1], **per 10 anni**, da destinare, a **fondo perduto**, agli impianti alimentati a legna esistenti (il contributo non può essere erogato a chi abbia già goduto degli incentivi cantonali per l'installazione degli impianti). Tale contributo **può essere riservato alle zone a bassa emissività** (ambiti spaziali in cui le condizioni di circolazione atmosferica favoriscono il ristagno delle sostanze inquinanti).
3. Per i nuovi impianti inferiori a 70 kW, invece, il Cantone introduce **l'obbligo di dotarsi di tali elettrofiltri**. Tale obbligo entra in vigore anche per gli impianti di proprietà pubblica.
4. Come già stabilito nell'ambito del Piano di Risanamento dell'aria per gli impianti di proprietà pubblica [scheda IS 3.2], **il Cantone contribuisce alla diffusione degli elettro-filtri per gli impianti esistenti di proprietà pubblica e potenza superiore a 70 kW**. A tale scopo, mette a disposizione **500'000 CHF, a fondo perso** (il costo di un elettrofiltro varia tra i 50'000 e i 100'000 franchi, a seconda della potenza dell'impianto). Tale contributo **può essere riservato agli ambiti definiti come critici in base alla mappatura delle zone a bassa emissività**.
5. Come già stabilito nell'ambito del Piano di risanamento dell'aria (scheda IS 3.5), il Cantone **integra il Catasto degli impianti di combustione con gli impianti alimentati a legna**, al fine di monitorare gli impianti installati (numero, potenza, consumi e emissioni). **Per gli impianti centralizzati alimentati a pellet e cippato**, in analogia a quanto effettuato per gli impianti a olio combustibile e a gas, **viene effettuato anche il controllo delle emissioni atmosferiche**;
6. Il Cantone garantisce un supporto **tecnico-organizzativo** per le misure che saranno introdotte dalla Confederazione per la **rimunerazione per il calore prodotto da fonti rinnovabili** (Incentivi finanziari per la produzione di calore da legna, acque superficiali, geotermia e l'utilizzo di calore residuo derivante da acque di scarico, impianti di incenerimento dei rifiuti, industria e impianti di cogenerazione).
7. Il Cantone promuove la realizzazione di **due impianti di co-generazione alimentati a legna (cippato), di piccola - media dimensione (fino a 1 MWel) e con rete di teleriscaldamento per l'utilizzo del calore residuo**. Per facilitare tale iniziativa, il Cantone garantisce il supporto amministrativo, favorendo lo snellimento delle procedure di approvazione, nel rispetto dei diritti di partecipazione popolare e dell'esame dell'impatto ambientale.

---

1 A titolo di riferimento, si consideri che il prezzo di vendita del filtro è dell'ordine di grandezza di 1'000 CHF.

Di fondamentale importanza per poter raggiungere l'obiettivo di realizzazione di simili impianti è senz'altro la **localizzazione** degli stessi, che devono essere collocati nei pressi di:

- connessione alla rete elettrica;
- ambito urbanizzato che possa utilizzare il calore prodotto dall'impianto. Per non sprecare il calore prodotto nei mesi estivi (l'impianto funziona a pieno regime durante tutto l'anno in quanto la produzione di elettricità è l'obiettivo che ne guida l'esercizio), l'ideale è offrire il calore ad impianti produttivi, che hanno esigenze termiche costanti nel corso dell'anno. La centrale di co-generazione potrebbe quindi agevolmente essere localizzata in una area industriale, vendendo il calore alle industrie situate nei pressi; in alternativa, il calore in esubero prodotto in estate potrebbe essere utilizzato a fini di raffrescamento degli edifici, in accoppiata con macchine frigorifere ad assorbimento: ciò consentirebbe di realizzare un impianto di **tri-generazione: elettricità, calore e raffrescamento**;
- ferrovia, in modo che il trasporto della legna possa avvenire per la massima parte del percorso su ferro, con contenimento dei costi esterni sull'ambiente.

A titolo prioritario dunque, con il coinvolgimento dei Comuni, il Cantone effettua uno **studio per la valutazione e il confronto di alternative di localizzazione degli impianti**, tenendo conto in maniera esplicita dei costi indiretti sull'ambiente, oltre che della redditività economico-finanziaria.

A livello di dimensionamento, si ritiene di dover **accordare la priorità alla realizzazione di impianti per la produzione contemporanea di elettricità e calore (co-generazione) o eventualmente per la tri-generazione (elettricità, calore e raffrescamento)**, che consente tra l'altro di aumentare l'efficienza di sfruttamento dell'energia primaria contenuta nella legna.

Questi impianti potrebbero essere finanziati, realizzati e gestiti da AET oppure da società private, anche in partnership con essa.

8. A supporto della realizzazione di tale impianto, a livello federale è attiva la rimunerazione a copertura dei costi **(RIC)** per l'immissione in rete dell'elettricità prodotta da impianti a biomassa-legna;
9. Oltre alle misure di base, di seguito elenchiamo una serie di **misure d'appoggio**, che esulano dal discorso prettamente energetico, e che dovranno essere attuate mediante altre politiche settoriali (politica forestale) senza le quali non sarà possibile raggiungere gli obiettivi posti in questa sede (ma nemmeno gli obiettivi del PFC), vale a dire: con il contributo della Confederazione e sotto la sua supervisione, in attuazione della Nuova Politica Regionale, **il Cantone promuove lo sviluppo della filiera bosco-legna-energia** (Misure di sostegno per l'occupazione e l'economia per il periodo 2009–2011): sono stati complessivamente stanziati fondi per più di 8.5 milioni di franchi. Se adeguatamente attivata, la filiera consente di valorizzare il patrimonio boschivo cantonale, a diretto beneficio dell'economia delle zone montane periferiche. Per fare ciò, lo studio previsto per la definizione della filiera bosco-legna-energia dovrà tra le altre cose approfondire le carenze strutturali (proprietà fondiaria, aziende forestali, ecc.) esistenti e proporre i necessari correttivi alfine di mettere a disposizione gli strumenti necessari al raggiungimento degli obiettivi previsti dal PFC.
10. Per far fronte all'aumento di domanda di legna, **il Cantone facilita il potenziamento dell'infrastruttura forestale** (strade forestali, adeguati piazzali di deposito e lavorazione del materiale, teleferiche etc.), **attraverso la semplificazione delle procedure autorizzative, nel rispetto delle**

limitazioni di tutela ambientale, e promuove l'uso di macchinari moderni per il taglio del legname.

11. Affinché l'aumento della domanda di legna da ardere non si traduca in gestione poco sostenibile del patrimonio forestale, il Cantone promuove la **certificazione di marchi di qualità dei boschi ticinesi e dei suoi prodotti, sia presso i proprietari dei boschi e le imprese forestali, sia presso i consumatori, per promuovere l'acquisto di legna.**

Varianti d'azione

P.7

Obiettivo: 110'000 m³ di legname d'energia

	Variante 0 (BAU)	Variante A	Variante B
1. Sussidi per impianti di teleriscaldamento di potenza > 200 kW	X (1.4 Mio CHF/anno)	X (2.5 Mio CHF/anno)	X (2.5 Mio CHF/anno)
2. Sussidi per elettrofiltri per impianti esistenti di potenza < 70 kW	X (previsti dal Piano di risanamento dell'aria ma non ancora stanziati)	X (0.1 Mio CHF/anno)	X (0.1 Mio CHF/anno)
3. Obbligo di elettrofiltri per nuovi impianti di potenza < 70 kW		X	X
4. Sussidi per elettrofiltri per impianti di proprietà pubblica di potenza > 70 kW	X (previsti dal Piano di risanamento dell'aria ma non ancora stanziati)	X (0.5 Mio CHF)	X (0.5 Mio CHF)
5. Catasto degli impianti di combustione alimentati a legna	X	X	X
6. Supporto tecnico-organizzativo per la rimunerazione per l'immissione in rete del calore prodotto da fonti rinnovabili (provvedimento federale)	X	X	X
7. Impianto di co-generazione con teleriscaldamento			X (3 Mio CHF per investimento)
8. RIC federale per produzione elettricità con impianti a biomassa	X	X	X
9. Promozione filiera bosco-legna-energia	X	X	X
10. Facilitazione del potenziamento dell'infrastruttura forestale	X	X	X
11. Certificazione di qualità dei boschi ticinesi	X	X	X
Raggiungimento dell'obiettivo	**60 anni**	**40 anni**	**25 anni**
Stima produzione al 2035	**213 GWh termici**	**250 GWh termici**	**250 GWh termici 12 GWh elettrici**
Stima produzione al 2050	**255 GWh termici**	**310 GWh termici**	**260 GWh termici[2] 12 GWh elettrici**

Si sottolinea che **sia la variante A sia la variante B consentono di raggiungere l'obiettivo di Piano Forestale Cantonale (90'000 m³ di legna da utilizzarsi a scopo energetico) in circa 10 anni** (la variante 0 invece consentirebbe di raggiungere tale obiettivo di PFC in 50–60 anni). **Le due varianti A e B si differenziano tuttavia per la capacità di raggiungere il potenziale di prelievo massimo stimato (110'000 m³ di legna da utilizzarsi a scopo energetico)**: nella variante B tale risultato viene conseguito più velocemente, attraverso la realizzazione dell'impianto di co-generazione, la cui presenza sprona gli operatori forestali a un più sistematico ed efficiente prelievo di legname.

Effetti attesi

Obiettivo: 110'000 m³ di legname d'energia			
	Variante 0 (BAU)	**Variante A**	**Variante B**
Consumo di energia	Il piano d'azione non agisce sulla diminuzione dei consumi (non sono provvedimenti rivolti all'efficienza energetica).		
Utilizzo di energie rinnovabili rispetto al fabbisogno	+	++	+++
	Ogni anno aumento della produzione da legna di 2.8 GWh. A regime (2070): 310 GWh termici.	Ogni anno aumento della produzione da legna di 4.2 GWh. A regime (2050): 310 GWh termici.	A regime (2035): 250 GWh termici e 12 GWh elettrici.
Emissioni di CO_2	+	++	+++
	A regime (2070), 44'520 ton CO_2 evitate. Al 2035: 18'550 ton CO_2 evitate Al 2050: 29'680 ton CO_2 evitate.	A regime (2050), 44'500 ton CO_2 evitate. Al 2035: 27'800 ton CO_2 evitate Al 2050: 44'500 ton CO_2 evitate.	A regime (2035) 67'981 ton CO_2 evitate (66'277 derivanti da sostituzione impianti termici a olio + 1'704 derivanti da evitata importazione energia elettrica mix europeo). Al 2050: 70'632 ton CO_2 evitate (68'928 derivanti da sostituzione impianti termici a olio + 1'704 derivanti da evitata importazione energia elettrica mix europeo).
Costo (per il Cantone)	–	– –	– – –
	Almeno 21 Mio CHF su 15 anni.	26.5 Mio CHF su 10 anni.	30 mio CHF su 10 anni (include investimento per impianto cogenerazione pari a 3 Mio CHF).
Costo (per l'economia privata)	–	– –	– – –
	4.9 mio CHF/anno.	8.75 mio CHF/anno.	10.5 mio CHF/anno.
Reddito generato sul territorio cantonale	+	++	+++
	Investimenti per 6.3 Mio CHF/anno.	Investimenti per 11.25 Mio CHF/anno.	Investimenti per 13.5 Mio CHF/anno.

2 Si ipotizza che, una volta raggiunto il potenziale (anno 2035) il consumo di legname d'energia aumenti molto poco, in ragione delle importazioni, fino a un valore di circa 260 GWh termici.

Creazione di occupazione	+	++	+++
Emissioni atmosferiche	+	++	++
	Purché gli impianti siano dotati di appositi filtri in grado di contenere le emissioni di polveri fini.	Purché gli impianti siano dotati di appositi filtri in grado di contenere le emissioni di polveri fini.	I benefici derivanti dalla sostituzione degli impianti di riscaldamento alimentati a combustibili fossili sono in parte neutralizzati dal traffico su gomma generato dal trasporto di legname verso l'impianto di cogenerazione, se non effettuato tramite ferrovia.
Effetti sul paesaggio	+	++	+++
	Il piano d'azione avrà effetti positivi sul paesaggio (Funzione PFC 2007 «Svago»), in quanto il bosco, che beneficerà di tutta una serie di interventi di cura, costituisce uno degli elementi più importanti dello stesso.		
Effetti su ecosistemi e consumo di suolo	+	++	+++
	Il piano d'azione avrà degli effetti positivi sugli ecosistemi (Funzione PFC 2007 «Salvaguardia della Biodiversità») legati al patrimonio forestale, grazie all'incremento degli interventi di cura dello stesso. Avrà pure di riflesso degli effetti positivi sulla funzione di protezione (PFC 2007) dei boschi ticinesi, che è predominante rispetto a tutte le altre funzioni. Non avrà invece effetti sul consumo di suolo.		

Per la stima delle emissioni di CO_2 sono state effettuate le seguenti ipotesi:

- La produzione di calore mediante legna sostituisce impianti di riscaldamento alimentati a olio combustibile;
- le emissioni di CO_2 dell'olio combustibile sono pari a 73.7 ton CO_2/TJ;
- la produzione di elettricità mediante legna sostituisce il mix elettrico consumato in Svizzera, che mediamente comporta l'emissione di 142 g CO_2/kWh. (fonte: Ufficio federale dell'ambiente]

Indicatori di monitoraggio

- Numero degli edifici con impianto di riscaldamento a legna [num]
- Potenza complessiva degli impianti a legna installati per il riscaldamento di edifici [MW]
- Numero di edifici allacciati a reti di teleriscaldamento alimentate a legna [num] e relativa potenza degli impianti di generazione di calore [MW]
- Produzione totale legname da ardere [m^3/anno]
- Elettricità annua prodotta da impianti di co-generazione a legna [GWh/anno]
- Energia termica prodotta da impianti di co-generazione a legna e venduta alle utenze allacciate alle reti di tele-riscaldamento [GWh/anno]
- Investimenti effettuati (da enti pubblici e soggetti privati) a favore dello sfruttamento dell'energia della legna [Mio CHF/anno]

Fonti dei dati

- Relazione annuale della sezione forestale
- Catasto degli impianti a legna
- Registro Edifici e Abitazioni (REA)

Copertura territoriale dei dati	Aggregazione spaziale dei dati
Intero Cantone	Dati puntuali – sono noti i mappali catastali
Copertura temporale	**Frequenza di rilevamento**
Dati disponibili dal 1990	Annuale (disponibili dati al 1 gennaio)

Responsabilità

Il Cantone è responsabile dell'attuazione delle azioni sopra esposte, attraverso il Dipartimento del Territorio (SPAAS e Sezione Forestale).
L'impianto di cogenerazione può essere realizzato da AET, eventualmente in partnership con altre società di natura privata.
Ai comuni può essere demandata l'attività operativa di censimento degli impianti a legna (ampliamento del catasto degli impianti di combustione).

Collegamenti con altre schede

P.5 Cogenerazione
D.3 Teleriscaldamento

P.8 Biomassa – scarti organici

Situazione attuale

Con il termine «scarti organici» ci si riferisce a sostanze di origine organica, animale o vegetale. È possibile classificare tali sostanze in funzione delle caratteristiche e delle modalità di produzione: in questa trattazione ci si riferisce al Piano di Gestione dei Rifiuti, che, nel capitolo Rifiuti organici attualmente in corso di aggiornamento, individua le seguenti categorie:

- scarti vegetali
- letame e colaticcio
- scarti animali
- oli e grassi
- scarti di cucina, industria e commercio
- legno allo stato naturale.

La legna è trattata nella scheda «P.7 Biomassa – legname d'energia», in questa scheda sono trattate le altre categorie.

Il potenziale energetico contenuto negli scarti organici può essere validamente sfruttato attraverso processi di fermentazione (compostaggio con fermentazione al coperto) che producono biogas, una sostanza costituita principalmente da anidride carbonica e metano, in percentuali comprese tra il 40% e l'80% circa, in funzione delle caratteristiche della sostanza di partenza. La fermentazione avviene in assenza di ossigeno (processo anaerobico) e si appoggia all'attività metabolica di micro-organismi (batteri). A seconda della temperatura cui agiscono i batteri, si parla di fermentazione mesofila (i processi avvengono a circa 37°C) o termofila (55°C). Il biogas è prodotto naturalmente nel corso della fermentazione anaerobica di materiale organico, ad esempio nelle discariche, negli impianti di compostaggio e nei digestori dei fanghi degli impianti di depurazione delle acque (IDA). Il digestato ottenuto dopo la fermentazione, se prodotto a partire da materiale conforme (Lista positiva o lista delle sostanze ammesse in un impianto al fine di garantire la qualità del prodotto finale) può essere utilizzato direttamente come fertilizzante solo in campi coltura. Se il digestato subisce una ulteriore fase di maturazione (compostaggio), può essere pure utilizzato nell'orticoltura e nel giardinaggio. Per contro, il digestato ottenuto dagli IDA non può essere direttamente smaltito in agricoltura come fertilizzante per problemi di qualità (presenza di elementi inquinanti) e deve essere smaltito in discarica.

Il biogas prodotto mediante fermentazione può essere utilizzato a scopo di trazione automobilistica o in impianti di cogenerazione per la produzione contestuale di energia elettrica e termica. A titolo di riferimento, si possono considerare i dati standard degli impianti della ditta Kompogas (rif. Impianto di Utzendorf). Questo tipo di impianto è alimentato con 10–12'000 ton/anno di scarti vegetali e produce annualmente 1'200'000 m^3/anno di biogas, 6'100 ton/anno di digestato (composto grezzo) e 5'800 ton/anno di colaticcio. Il biogas prodotto viene utilizzato per alimentare centrali di cogenerazione, con produzione di 1.90 GWh/anno di energia elettrica e di 1.44 GWh/anno di energia termica, al netto dei consumi necessari per il funzionamento dell'impianto stesso (0.6 GWh/anno di energia elettrica e 1.34 GWh/anno di energia termica). Nel limite del possibile, la pianificazione di impianti per la produzione di biogas dovrebbe pertanto tenere conto della possibilità di distribuire il calore prodotto ad utenze finali esterne all'azienda (se del caso anche a serre) o, almeno in parte, riutilizzare il calore per i fabbisogni dell'azienda stessa.

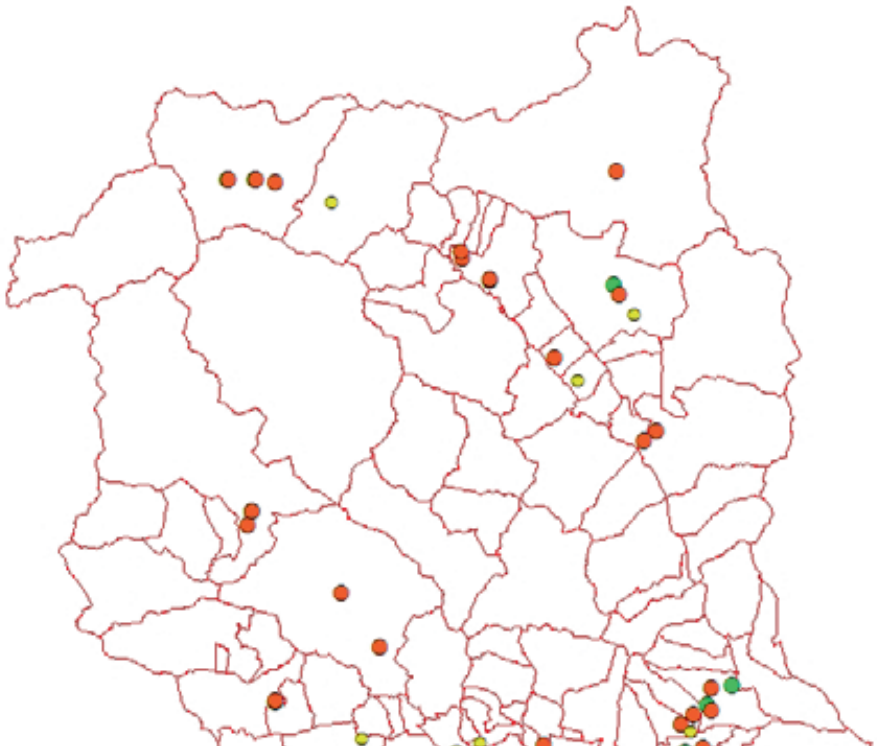
La biomassa organica può essere trasformata in gas anche mediante processi chimici di gassificazione, che ne effettuano l'ossidazione ad elevate temperature (700–1'000 °C). Il gas di sintesi che deriva da tali processi è denominato syngas ed è caratterizzato da buone proprietà combustibili: può pertanto anch'esso alimentare impianti di cogenerazione per la produzione contestuale di energia elettrica e termica.

Infine, la biomassa organica di tipo «oli e grassi» può essere utilizzata per la produzione di biodiesel, mediante opportuno trattamento chimico.

Sul territorio cantonale sono oggi allo studio diversi progetti per la realizzazione di impianti di sfruttamento della biomassa organica. A parte un impianto a gassificazione, si tratta tutti di impianti per la produzione di biogas.
Non si rilevano tuttavia impianti già in esercizio né progetti di impianti per la produzione di biodiesel.

A livello svizzero invece tali impianti sono piuttosto diffusi, come mostra la figura sottostante, estratta dalla banca dati online degli impianti attivi, reperibile presso il sito web di BiomassEnergie, Centro informazioni di SvizzeraEnergia per la promozione dell'energia da biomassa.

Fonte: BiomassEnergie, Centro informazioni di SvizzeraEnergia
http://www.biomasseenergie.ch/Mercato/Elencodegliimpianti/tabid/458/language/it-CH/Default.aspx



Potenziale

Il nuovo Capitolo G «Rifiuti organici» del Piano di gestione dei rifiuti (PGR) definisce il seguente ordine di priorità per la gestione dei rifiuti organici:

1. Riduzione alla fonte;
2. Reinserimento nel ciclo naturale dei nutrienti: valorizzazione come concime (diretto o compostaggio);
3. Valorizzazione energetica e della materia (impianti di metanizzazione);
4. Valorizzazione energetica (biodiesel, farine combustibili, co-fermentazione in IDA);
5. Combustione (termovalorizzatore ICTR).

La priorità è dunque orientata agli usi agricoli; in subordine, vi è la possibilità di produzione energetica, mediante impianti di metanizzazione che producono biogas e un fango digestato. In ogni caso, conformemente alla politica cantonale in materia di gestione degli scarti organici, la priorità per l'utilizzo di scarti organici qualitativamente interessanti (Lista positiva della Commissione ispettiva per le attività di compostaggio e di metanizzazione in Svizzera) è quella che permette il reinserimento del materiale nel ciclo naturale dei nutrimenti. In questo senso, in Ticino nuovi impianti di metanizzazione di una certa grandezza, in particolare quelli non direttamente collegati ad un'attività o azienda agricola, dovranno essere coordinati con gli impianti di compostaggio centralizzati che permettono un'adeguata maturazione del digestato in un compost di qualità ottimale.

I quantitativi di sostanza organica disponibile sul territorio cantonale elencati nella tabella seguente sono ricavabili dal Capitolo G del PGR e dal Rapporto GECOS «Aggiornamento PGR – rifiuti organici», 2009 che ne sta alla base. Questi dati si riferiscono all'anno 2008.

	Produzione annua [ton/anno]	Utilizzi attuali e possibili [ton/anno]	Quantitativi utilizzabili per produzione energetica [ton/anno]
Letame e colaticcio	• Letame: 83'445 • Colaticcio: 69'194 • Paglia: 15'959 • Totale: circa 168'598	• Concimazione diretta: 168'598 ton/a. • È possibile la metanizzazione in particolare nelle zone periferiche (produzione biogas in impianti agricoli).	Il PGR stima possibili eccessi di produzione in val Blenio e Leventina, per ora tuttavia non quantificabili. L'intera produzione è comunque teoricamente utilizzabile per produzione energetica. Ciò implica diminuire l'utilizzo per concimazione diretta, solo in parte compensato dalla disponibilità di digestato fertilizzante ottenuto quale sotto-prodotto della metanizzazione. Stima realistica: 10% degli scarti vegetali da attività agricole utilizzabili per produzione energetica: circa 15'000 ton/a.
Scarti vegetali	42'638	L'intera produzione viene avviata a compostaggio. Ciò produce: • 21'200 ton/a di compost; • 700 ton/a di materiale sottovaglio, smaltite in termovalorizzatore. In corso progetti per la metanizzazione (produzione di biogas) per più di 30'000 ton/a.	L'intera produzione è teoricamente utilizzabile per produzione energetica. Ciò implica che almeno il 75% del digestato prodotto debba essere ulteriormente trattato per l'ottenere un compost utilizzabile in orticoltura e giardinaggio. Stima realistica: 80% degli scarti vegetali utilizzabili per produzione energetica: 35'000 ton/a.

Oli e grassi animali e vegetali	800	• Co-fermentazione in IDA[1]: 600 ton/a (produzione biogas) • Produzione biodiesel (in corso di incentivazione): 10 ton/a • Produzione di farine combustibili (in corso di disincentivazione): 83 ton/a • altri usi (destinazione sconosciuta): 107 ton/a	I quantitativi utilizzati per la produzione di farine combustibili (83 ton/anno) e quelli la cui destinazione è oggi sconosciuta (107 ton/anno) potrebbero essere utilizzati per la produzione energetica. Nel complesso: 190 ton/a.
Scarti di origine animale	600	• Smaltimento in cementificio: 600 ton/a • È possibile la produzione di farine combustibili	–
Scarti di cucina economie domestiche, mense e ristoranti	• 9'000 (nei RSU) • 732 (mense e ristorazione) • 1'350 (Hotel, camping, ecc.)	• Termovalorizzazione ICTR: 9'000 ton/a (RSU) • Produzione biodiesel: 36 ton/a • Produzione di farine combustibili (in corso di disincentivazione): 302 ton/a • altri usi (destinazione sconosciuta): 394 ton/a. Sono inoltre possibili: • metanizzazione • co-fermentazione in IDA L'alimentazione diretta animali e produzione di mangimi è in corso di divieto.	I quantitativi utilizzati per la produzione di farine combustibili (302 ton/anno) e quelli la cui destinazione è oggi sconosciuta (394 ton/anno) potrebbero essere utilizzati per la produzione energetica. Nel complesso: 700 ton/a.
Scarti industria alimentare e commercio	• 3'985 • 1'400 (industria) • 9'000 (caseifici)	• Produzione concimi e compostaggio: 800 ton/a; • Produzione biodiesel: 154 ton/a; • Produzione di farine combustibili (in corso di disincentivazione): 1'305 ton/a; • altri usi (destinazione sconosciuta): 1'700 ton/a; • discarica a reattore: 14'000 ton/a; • Alimentazione diretta animali (siero di latte per maiali): 9'000 ton/a (alimentazione maiali). Sono inoltre possibili: • Impianti di metanizzazione • Co-fermentazione in IDA • Termovalorizzazione ICTR.	I quantitativi utilizzati per la produzione di farine combustibili (1'305 ton/anno) e quelli la cui destinazione è oggi sconosciuta (1'700 ton/anno) potrebbero essere utilizzati per la produzione energetica. Nel complesso: 3'000 ton/a.
Totale	**237'553 ton/anno**	–	**53'890 ton/anno**

P.8

1 È vietato utilizzare sul terreno come fertilizzante i fanghi risultanti dal processo di depurazione (digestato).

Il potenziale complessivo di sostanza organica disponibile per la produzione di energia sul territorio cantonale ammonta dunque a circa 54'000 ton/anno.

Per una prima stima del potenziale energetico derivante dai quantitativi di sostanza organica sopra delineati, si può ipotizzare che la sostanza organica sia trasformata in impianti di metanizzazione per la produzione di biogas e il successivo utilizzo in loco in impianti di co-generazione (produzione contestuale di energia elettrica e di energia termica, da distribuire alle utenze site nei pressi dell'impianto). Con riferimento ai dati standard di progetto degli impianti della società Kompogas, si può stimare che se si utilizzassero interamente le 54'000 ton/anno di materiale organico disponibili per produzione energetica, **sul territorio cantonale potrebbero essere realizzati non più di 5 impianti, per un totale di produzione di energia elettrica pari a 10 GWh/anno e di energia termica pari a 5 GWh/anno**. Tali valori sono calcolati al netto dei consumi energetici necessari al funzionamento degli impianti e nell'ipotesi che il 75% dell'energia termica prodotta dagli impianti possa essere sfruttata da utenze finali localizzate nei pressi dell'impianto.

Visioni, scelte, obiettivi

In coerenza con le prescrizioni e gli indirizzi determinati dal Piano di gestione dei rifiuti (PGR), **la produzione di energia elettrica da biomassa-scarti organici raggiunge i 10 GWh/anno**; il prodotto derivante da fermentazione o gassificazione della biomassa è sfruttato in impianti di cogenerazione, che producono contestualmente energia termica, per almeno 5 GWh/anno.

Conformemente al Capitolo G del Piano di gestione dei rifiuti (PGR) ed alla Scheda V3 Energia del Piano direttore, per permettere il reinserimento nel ciclo naturale dei nutrimenti, gli impianti di metanizzazione non agricoli devono essere associati ad impianti di compostaggio centralizzati al fine di permettere un ulteriore trattamento (maturazione) di almeno il 75% del digestato prodotto in compost utilizzabile in orticoltura e giardinaggio.

Strumenti

Gli impianti che sfruttano la sostanza organica sono oggi redditizi dal punto di vista economico, in particolare quelli che la sfruttano in impianti di cogenerazione: anche per questo tipo di impianti è infatti attivo il sistema RIC federale, che garantisce che tutta l'energia elettrica immessa in rete sia ritirata a tariffe vantaggiose per il produttore.

Si ritiene che alle attuali condizioni questo strumento sia sufficientemente interessante da stimolare l'evoluzione del settore in assenza di ulteriori provvedimenti, fatta eccezione per l'informazione e la promozione, già svolte a livello federale da SvizzeraEnergia e dai centri d'informazione ad essa afferenti (BiomassEnergie), e da potenziare per mezzo degli uffici cantonali. Occorre tuttavia verificare tale valutazione, attraverso studi e analisi di approfondimento specifico per il settore. Eventuali provvedimenti che dovessero risultare necessari potranno essere definiti nel corso dei futuri aggiornamenti del PEC.

Per evitare che vi sia una concorrenza nella ricerca degli scarti vegetali tale da portare, da un lato, a difficoltà per la redditività degli impianti di biogas,

dall'altro ad una gestione non conforme ai principi del PGR del digestato, il Cantone promuove la pianificazione delle piazze di compostaggio centralizzate definendo indirizzi per l'installazione l'esercizio di impianti di biogas.

1. RIC federale per produzione elettricità da impianti a biomassa;
2. Promozione e informazione a livello federale (BiomassEnergie);
3. Pianificazione delle piazze di compostaggio centralizzate e definizione dei criteri per l'installazione e l'esercizio degli impianti per la produzione di biogas nell'ambito dell'attuazione del Capitolo G del PGR
4. Studi e approfondimenti per una più precisa valutazione del potenziale di produzione energetica della sostanza organica e per l'individuazione degli eventuali ostacoli al suo utilizzo.

Varianti d'azione

Obiettivo: 10 GWh_{el}/anno 5 GWh_{th}/anno		
	Variante 0 (BAU)	**Variante A**
1. RIC federale per produzione elettricità da impianti a biomassa	X	X
2. Promozione e informazione a livello federale	X	X
3. Pianificazione piazze di compostaggio e definizione criteri per impianti	X	X
4. Studi e approfondimenti settoriali	X	X
Raggiungimento dell'obiettivo	**20 anni**	**20 anni**
Stima GWh prodotti al 2035	**5 GWh_{el} 2.5 GWh_{th}**	**10 GWh_{el} 5 GWh_{th}**
Stima GWh prodotti al 2050	**5 GWh_{el} 2.5 GWh_{th}**	**10 GWh_{el} 5 GWh_{th}**

Effetti attesi

Obiettivo: 10 GWh_{el}/anno
5 GWh_{th}/anno

	Variante 0 (BAU)	Variante A
Consumo di energia	La variante d'azione non agisce sulla diminuzione dei consumi (non sono provvedimenti rivolti all'efficienza energetica).	
Utilizzo di energie rinnovabili rispetto al fabbisogno	+	++
	A regime (dall'anno 2030): 5 GWh_{el} e 2.5 GWh_{th}	A regime (dall'anno 2030): 10 GWh_{el} e 5 GWh_{th}
Emissioni di CO_2	+	+
	A regime (dal'anno 2030), riduzione delle emissioni pari a 1'373 ton/a (ipotesi: sostituzione di impianti di combustione alimentati a olio combustibile (6'63 ton/a) e diminuzione dei consumi di energia elettrica – mix elettricità mediamente consumato in Svizzera (710 ton/a).	A regime (dal'anno 2030), riduzione delle emissioni pari a 2'746 ton/a (ipotesi: sostituzione di impianti di combustione alimentati a olio combustibile (1'326 ton/a) e diminuzione dei consumi di energia elettrica – mix elettricità mediamente consumato in Svizzera (1'420 ton/a).
Costo (per il Cantone)		
Costo (per l'economia privata)	–	– –
	L'economia privata ha l'onere di realizzare gli impianti – ma gode anche dei benefici finanziari ad essi correlati.	L'economia privata ha l'onere di realizzare gli impianti – ma gode anche dei benefici finanziari ad essi correlati.
Reddito generato sul territorio cantonale	+	++
Creazione di occupazione	+	++
Emissioni atmosferiche	+	++
	riduzione delle emissioni di impianti di combustione alimentati a olio combustibile.	riduzione delle emissioni di impianti di combustione alimentati a olio combustibile.
Effetti sul paesaggio	–	– –
	gli impianti possono causare intrusioni nel paesaggio agricolo – gli impianti di tipo industriale sono invece inseriti in ambiti industriali, pertanto sono responsabili di minori alterazioni paesaggistiche.	gli impianti possono causare intrusioni nel paesaggio agricolo – gli impianti di tipo industriale sono invece inseriti in ambiti industriali, pertanto sono responsabili di minori alterazioni paesaggistiche.
Effetti su ecosistemi e consumo di suolo	–	– –
	gli impianti provocano consumo di suolo, anche di tipo agricolo, tuttavia per superfici contenute.	gli impianti provocano consumo di suolo, anche di tipo agricolo, tuttavia per superfici contenute.

P.8

Indicatori di monitoraggio

- Produzione di biogas [m^3/anno]
- Produzione di syngas [m^3/anno]
- Produzione di biodiesel [m^3/anno]
- Tonnellate di sostanza organica che alimentano impianti per la produzione di energia [ton/anno]
- Energia elettrica prodotta da impianti alimentati a biomassa e immessa in rete [GWh/anno]
- Energia termica prodotta da impianti alimentati a biomassa e distribuita alle utenze finali mediante reti di teleriscaldamento [GWh/anno]

Fonti dei dati

- Società private che realizzano gli impianti
- Impianti di depurazione delle acque (IDA)
- Aziende di distribuzione dell'energia elettrica (per l'energia elettrica immessa in rete)

Copertura territoriale dei dati	Aggregazione spaziale dei dati
Intero Cantone	Dati puntuali (singoli impianti)
Copertura temporale	**Frequenza di rilevamento**
Intero Cantone	Annuale

Responsabilità

Gli impianti di produzione di energia o vettori energetici (biogas, syngas) sono realizzati da aziende private.

Collegamenti ad altre schede

P.7 Biomassa – Legname d'energia
P.5 Cogenerazione
P.10 Gas naturale

Produzione di energia termica | **Biomassa – scarti organici**

P.8

P.9 Calore ambiente e geotermia

Situazione attuale

Aria, terra, acqua costituiscono riserve di calore che possono essere sfruttate per soddisfare il fabbisogno termico per riscaldamento, grazie all'impiego di pompe di calore e di sonde geotermiche. L'aria, le acque di falda, i laghi e i corsi d'acqua infatti immagazzinano il calore proveniente dalla radiazione solare; il sottosuolo beneficia invece del flusso di calore che si irradia dall'interno della terra.

Il ricorso alle pompe di calore consente di sfruttare in modo efficiente tale disponibilità termica, aumentandone la temperatura fino al livello necessario per il riscaldamento delle abitazioni e la produzione di acqua calda sanitaria: una pompa di calore infatti opera trasferendo calore da «sorgenti a bassa temperatura» ad un «pozzo caldo» (aria o acqua di riscaldamento), e per il suo funzionamento richiede energia elettrica. Il vantaggio sta nel fatto che con un input di elettricità pari al 30%, o meno, è in grado di generare il 100% dell'energia termica utile al riscaldamento.

Secondo l'Ufficio federale dell'energia, un utilizzo su larga scala delle pompe di calore consentirebbe di ottenere una notevole riduzione delle emissioni di CO_2 e del consumo di combustibili fossili, anche nel caso in cui l'energia elettrica utilizzata per il funzionamento delle pompe di calore fosse prodotta in centrali termoelettriche alimentate a combustibili fossili. L'utilizzo di una pompa di calore consente infatti di risparmiare fino al 50% rispetto alle convenzionali caldaie a olio o a gas.

P.9

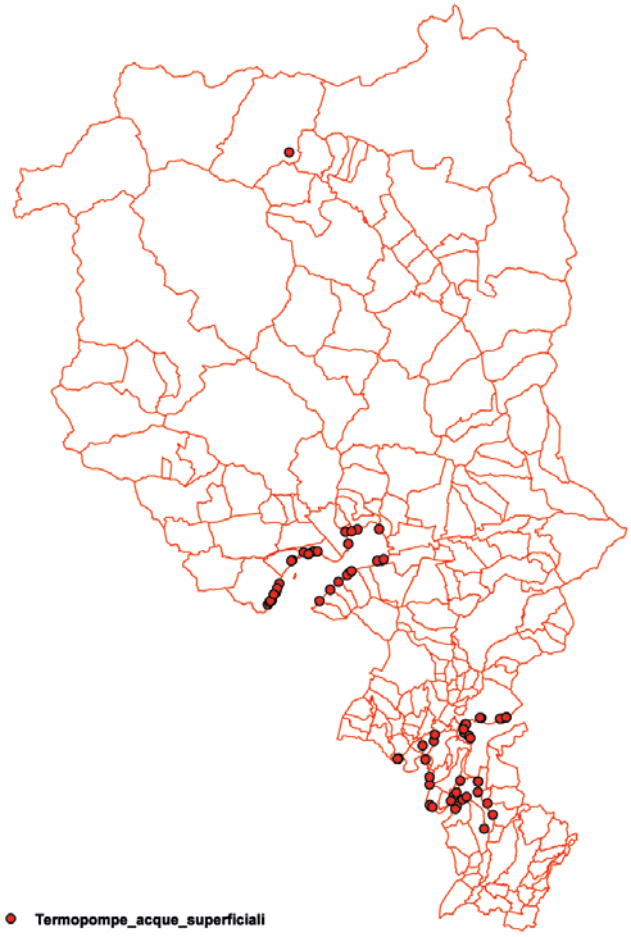
Calore ambiente

Le pompe di calore sono alimentate attraverso:

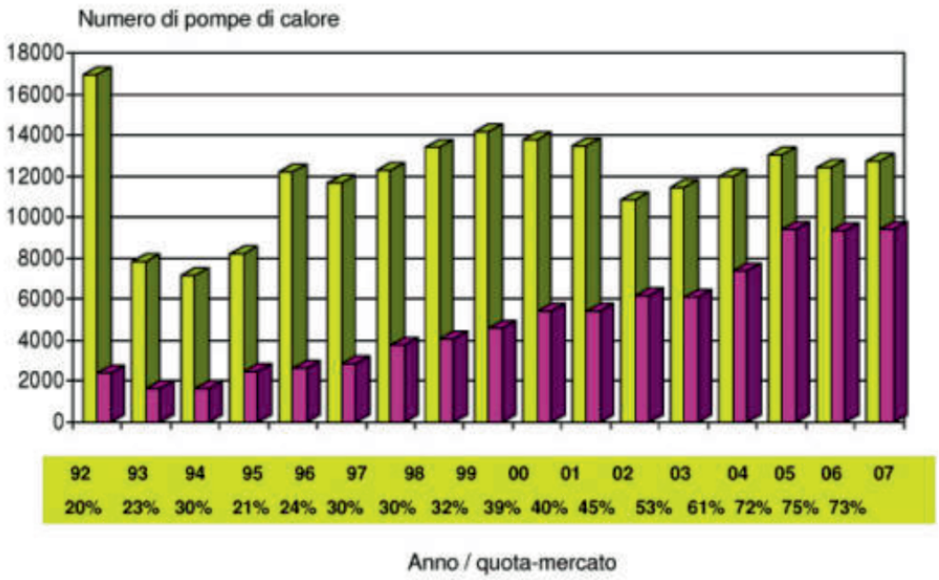
- aria ambiente: disponibile ovunque in quantità illimitate, può essere utilizzata senza bisogno di autorizzazioni particolari. Le pompe di calore aria/acqua possono essere utilizzate fino a 600–800 m di altitudine come sistema monovalente, in grado di coprire tutto il fabbisogno di calore dell'abitazione. Ad altitudini superiori è necessario un complemento, cioè un altro impianto che supporti la pompa di calore;
- acqua di falda o di lago/fiume: la temperatura della falda freatica è costante tra gli 8°C e i 12°C su tutto l'arco dell'anno, pertanto particolarmente adatta all'utilizzo in accoppiata con una pompa di calore; per l'installazione di pompe di calore acqua/acqua è necessaria un'autorizzazione. La dislocazione delle pompe di calore di questo tipo è riportata nella figura a pag. 109;
- suolo: a questo scopo si appoggiano a una sonda geotermica (vedi paragrafo successivo), in accoppiata con una pompa di calore a salamoia-acqua.

Ad oggi non sono disponibili dati sistematici circa la diffusione delle pompe di calore in Cantone Ticino: solo nel caso in cui attivino contratti speciali, infatti, le aziende elettriche sono in grado di isolare i contratti con le utenze dotate di pompa di calore.
Sono tuttavia disponibili statistiche, a livello svizzero, circa il nuovo edificato, aggiornate al 2007: le pompe di calore sono utilizzate nel 73% dei casi quale sistema di riscaldamento per nuove abitazioni monofamigliari [fonte: Svizzera energia]. Molto meno diffusa, invece, è la conversione a pompa di calore nell'ambito dei risanamenti: il fattore limitante è dovuto alla frequente necessità di intervenire in modo radicale sugli impianti di riscaldamento, cosa che rende questa tecnologia meno competitiva e appetibile di quelle tradizionali.

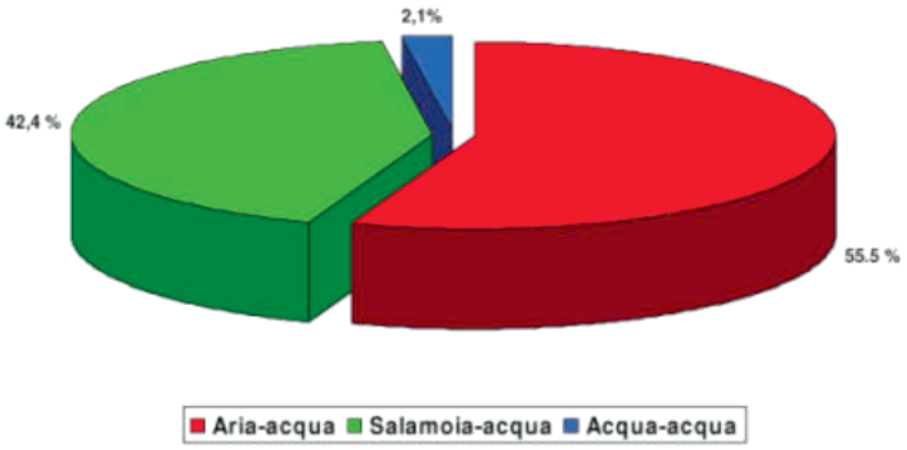
Fonte: Ufficio Energia Cantone Ticino



Quota mercato pompe di calore < 20 kW nuove case unifamiliari
Fonte: Gruppo promozionale svizzero per le pompe di calore, 2007



Vendite di pompe di calore nel 2007, per fonte energetica
Fonte: Gruppo promozionale svizzero per le pompe di calore, 2007



Geotermia

Lo sfruttamento del calore geotermico può avvenire secondo due modalità: alta o bassa temperatura.

La geotermia di alta temperatura consente di sfruttare il calore ad alta temperatura (> 150°C) immagazzinato dalle rocce a diversi chilometri di profondità nel sottosuolo al fine di produrre energia elettrica e calore (deep heat mining).

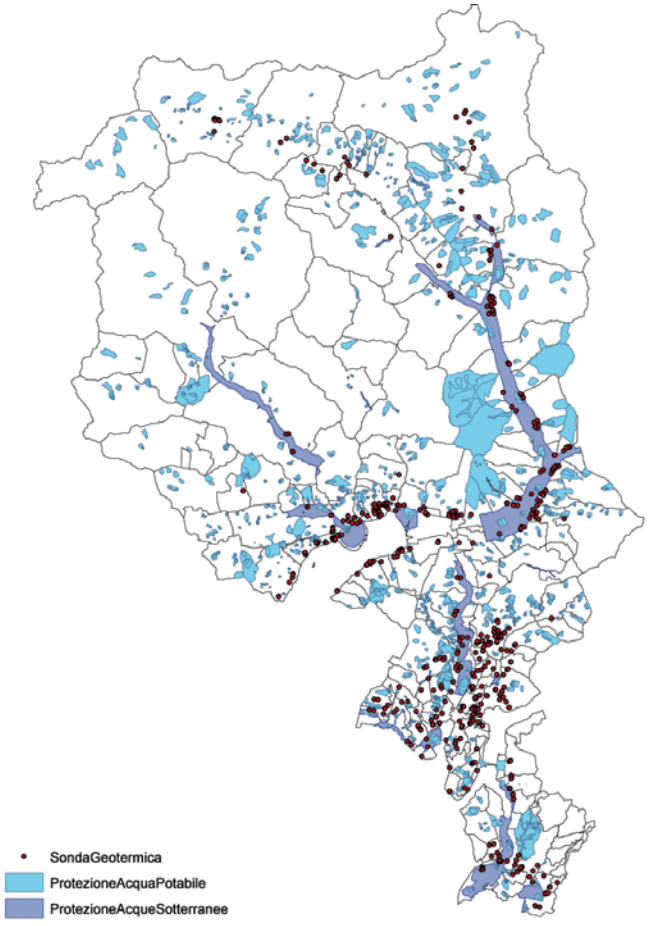
Questa tecnologia necessita ancora di sperimentazioni operative per poterne dimostrare la fattibilità e la convenienza tecnico-economica.

La geotermia di media (30–70°C) e bassa (10–30°C) temperatura è invece adatta al riscaldamento degli edifici, in combinazione con sistemi a pompa di calore. Il calore del sotto-suolo è sfruttato attraverso uno scambiatore di calore installato in perforazioni verticali (sonda geotermica). A titolo di riferimento, il calore necessario ad una abitazione mono-famigliare può essere fornito da una sonda verticale di lunghezza di 80–120 metri. A queste profondità la temperatura del terreno è pari a 12–15 °C e rimane costante lungo tutto l'arco dell'anno.

Per le abitazioni di piccole dimensioni si tratta ormai di una tecnologia consolidata e commercialmente matura: le sonde geotermiche sono installate «chiavi in mano» da imprese specializzate, sia per case familiari sia per immobili o piccoli quartieri residenziali.

P.9

Fonte: SUPSI- DACD- IST



Recenti statistiche stimano che, a livello nazionale, il 40% dei nuovi edifici riscaldati tramite pompa di calore (che sono 7.3 su 10), utilizzi una sonda geotermica abbinata a una pompa di calore salamoia-acqua (cfr. diagramma a pag. 110).

In Canton Ticino la percentuale di diffusione è sicuramente inferiore, come mostra il grafico sottostante. Risulta comunque evidente una tendenza di forte crescita.

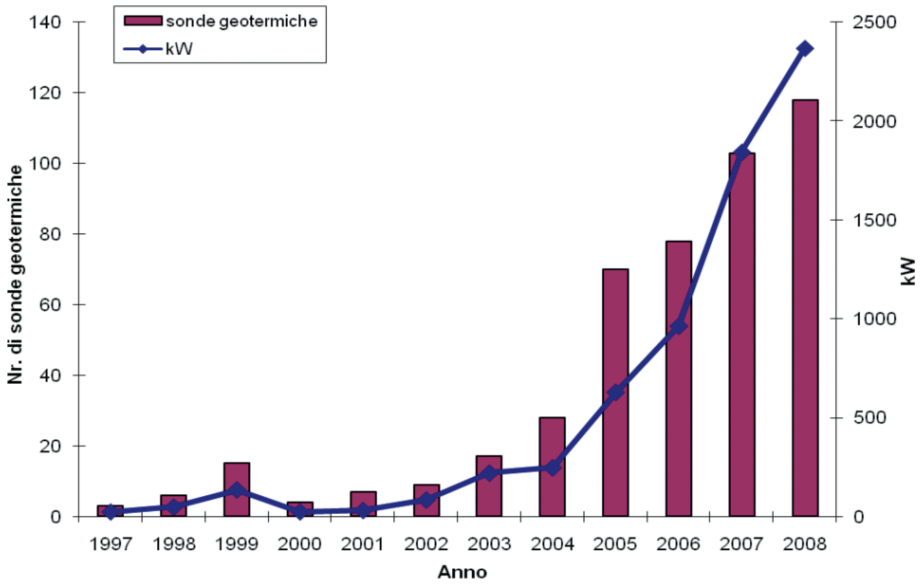
Vi è da considerare, tuttavia, che per i risanamenti potrebbe presentarsi qualche difficoltà in più, in quanto non sempre sono disponibili gli spazi per l'alloggiamento delle sonde geotermiche e, per la fase di cantiere, gli spazi di manovra necessari per le trivellazioni.

Estremamente interessante per il futuro è anche la possibilità di abbinare il riscaldamento invernale con il raffrescamento estivo (geocooling): il sottosuolo può infatti essere considerato come un serbatoio ad accumulo stagionale, che può essere utilizzato quando serve per produrre caldo o freddo. Per edifici di grandi dimensioni, quali edifici pubblici, terziario o strutture commerciali, è possibile installare campi di sonde geotermiche (una serie di sonde verticali posate in modo compatto, al fine di consentire uno stoccaggio stagionale di caldo e di freddo), che durante il periodo invernale consentono il riscaldamento a basse temperature con una pompa di calore, mentre nel periodo estivo forniscono il raffrescamento dell'edificio, senza macchina del freddo, con la conseguente ricarica del terreno con gli scarti termici dell'edificio.

Tale tecnologia è già conosciuta e applicata a livello internazionale; non sono tuttavia numerosi gli esempi nel Cantone Ticino.

P.9

Evoluzione delle concessioni ad uso termico e delle potenze installate
Fonte: SPAAS



Potenziale

Il potenziale di sfruttamento del calore ambiente e geotermico è molto elevato: l'unico importante limite è rappresentato da fattori di protezione delle acque sotterranee. Per lo sfruttamento dell'energia geotermica è infatti necessario un permesso rilasciato dall'autorità cantonale, che verifichi che l'impianto in progetto sia esterno agli ambiti di protezione delle acque (cfr. figura[1] a pag 111). Le autorizzazioni allo sfruttamento delle acque sotterranee sono rilasciate a condizione che non siano in previsione utilizzazioni preminenti e che l'utilizzo non comporti un degrado qualitativo o quantitativo della risorsa. Nell'utilizzo della acque sotterranee è infatti attribuita la priorità, nell'ordine, a usi potabili, industriali, agricoli, prima che a quelli termici; inoltre, vi è l'obbligo di garantire che l'acqua re-immessa in falda abbia una differenza di temperatura rispetto a quella captata di soli 4 gradi.

In virtù di tale regolamentazione, è vietata la posa di sonde geotermiche all'interno di falde freatiche, in quanto localmente potrebbe provocare un raffreddamento superiore a quello autorizzato, con possibilità di provocare la formazione di ghiaccio negli acquiferi. Al di fuori degli acquiferi, invece, le sonde geotermiche sono ammesse ad eccezione che nelle zone di protezione e nei bacini di alimentazione delle sorgenti: il rischio è che in tali ambiti la presenza delle sonde comporti l'eccessivo abbassamento della temperatura dell'acqua.

Infine, un ulteriore vincolo alla diffusione delle sonde geotermiche è legato all'effetto cumulato: la presenze di più sonde troppo vicine l'una con l'altra potrebbe determinare, nel tempo, un abbassamento eccessivo della temperatura del sottosuolo.

Visioni, scelte, obiettivi

Il contributo complessivo delle pompe di calore (calore ambiente + elettricità) consente di coprire il 27% circa del fabbisogno di calore a regime di abitazioni e stabili amministrativi e commerciali, pari a 692 GWh. Nell'ipotesi che il rapporto tra calore prelevato dall'ambiente e energia elettrica da fornire sia rispettivamente all'incirca pari a 2/3 e 1/3 del fabbisogno energetico totale, si puo' ipotizzare la seguente configurazione a regime:

	Calore recuperato dall'ambiente (GWh)	Energia elettrica consumata (GWh)	Totale pompe di calore (GWh)
Riscaldamento abitazioni	381	181	562
Riscaldamento commercio e servizi	85	45	130
Totale (GWh)	**466**	**226**	**692**

1 A queste limitazioni occorre anche aggiungere le limitazioni sui territori inclusi nelle fasce di rispetto di infrastrutture sotterranee d'interesse pubblico, quali ad esempio quelle legate ad AlpTransit, che hanno la precedenza.

Ipotizzando che le pompe di calore sostituiscano integralmente riscaldamento a olio, ciò equivale a una riduzione delle emissioni di CO_2 pari a 148'991 ton CO_2/anno, alle quali occorre sottrarre le emissioni dovute alla produzione di elettricità (32'092 ton CO_2/anno). Nel complesso, a regime tale obiettivo garantirebbe una **riduzione delle emissioni pari a 116'899 ton CO_2/anno**.

La diffusione delle pompe di calore che sfruttano il calore contenuto nell'aria e nell'acqua è tanto elevata da non richiedere la definizione di obiettivi e strumenti specifici. Sono invece necessari obiettivi volti alla diffusione delle sonde geotermiche per lo sfruttamento del calore del sotto-suolo, espressi come segue:

- **Il 20% delle abitazioni riscaldate mediante pompa di calore utilizza una sonda geotermica.**
- **Il 30% degli edifici sottoposto a risanamento utilizza una pompa di calore a sonda geotermica per il riscaldamento**
- **L'80% dei nuovi edifici di grandi dimensioni utilizza una pompa di calore a sonda geotermica per il riscaldamento invernale e il raffrescamento estivo[2]**

Per comprendere l'entità effettiva di risorse finanziarie necessarie per il raggiungimento degli obiettivi, si consideri che il tempo di ritorno dell'investimento per un impianto di riscaldamento con pompa di calore a sonda geotermica per un edificio mono o bi-famigliare è pari a circa 20 anni: il costo medio della pompa di calore salamoia-acqua per sonda geotermica è di poco inferiore a quello per le pompe di calore aria-acqua, tuttavia ad esso è necessario aggiungere il costo della sonda geotermica, stimabile in 100 CHF per metro lineare, pertanto in media pari a circa 8'000 -15'000 CHF. Nonostante il costo d'investimento aggiuntivo sia compensato dalla migliore efficienza di conversione energetica della pompa di calore a sonda geotermica rispetto a quella ad aria, esso costituisce tuttora una barriera alla penetrazione nel mercato immobiliare.

Una volta installata, tuttavia, la sonda geotermica ha una durata di vita media pari a circa 50 anni e l'impianto ha un costo medio annuo di manutenzione e di consumo di elettricità inferiore rispetto a quello di una pompa di calore ad aria [fonte: WWF, aprile 2009]: interventi volti a ridurre le barriere all'investimento consentono di rendere effettivamente competitiva questa tecnologia.

Inoltre, è introdotto un obiettivo relativo allo sfruttamento dell'energia geotermica per la produzione di elettricità e contestualmente calore (impianto di cogenerazione):

È attivo sul territorio cantonale almeno un impianto pilota per lo sfruttamento dell'energia geotermica di elevata profondità.

Se dimensionato come quello relativo al progetto pilota di Basilea, ora sospeso, l'impianto di cogenerazione che sfrutta il calore geotermico di profondità potrebbe produrre fino a **20 GWh/anno di elettricità e 80 GWh/anno di calore.**

---

2 Una percentuale più elevata di quella proposta non sarebbe plausibile, tenendo conto della ampiezza e della localizzazione delle aree di tutela della risorsa idrica sotterranea. In proposito potrebbe essere interessante effettuare uno **studio per valutare quanta percentuale dell'edificato ticinese è a priori escluso dalla possibilità di utilizzo della geotermia.**

Strumenti

A livello federale, un terzo dei proventi della tassa sul CO_2, stimati in circa 70 Mio CHF all'anno, saranno destinati alla promozione delle energie rinnovabili, geotermia inclusa. Ulteriori incentivi finanziari potranno derivare indirettamente dai programmi di sussidio cantonali che supportano i risanamenti Minergie e Minergie-P, che possono scegliere di utilizzare la tecnologia delle pompe di calore per coprire il fabbisogno di calore dell'edificio.

Si ritiene che, in questo contesto, non siano necessari provvedimenti specifici di promozione delle pompe di calore, in quanto costituiscono una tecnologia già matura e collaudata, resa ancora più appetibile dal recente Regolamento per l'utilizzazione dell'energia RUEn e dalla diffusione degli standard Minergie. È invece plausibile che gli elevati costi d'investimento continueranno a limitare la diffusione delle pompe di calore che sfruttano le sonde geotermiche. Pertanto, si propongono i seguenti strumenti:

Geotermia a bassa temperatura:

1. Ogni anno viene messo a disposizione un capitale di **10 milioni di franchi**, direttamente dal Cantone o tramite Banca Stato, da erogarsi nella forma di **prestiti a tasso zero** per favorire la s**ostituzione di impianti di riscaldamento alimentati a fonti fossili con impianti a pompa di calore con sonda geotermica**. Tale contributo viene corrisposto solo nell'ambito di **risanamenti degli impianti di riscaldamento**, per una somma massima pari a 10'000 CHF per impianto, da restituirsi nell'arco di 5 anni. In questo modo si favorisce ogni anno la conversione di 1'000 impianti, con un costo complessivo a carico del Cantone pari all'interesse bancario mancato (ipotizzando un tasso di rendimento pari al 3%, si tratta di 300'000 CHF/anno);
   - in sede di autorizzazione per l'installazione di una sonda geotermica per edifici mono o bi-famigliari, il Cantone può imporre di effettuare una **analisi stratigrafica del sottosuolo**[3]. Nei casi in cui ciò si renda necessario, il Cantone mette a disposizione una cifra forfetaria di 2'000 CHF a copertura dei costi aggiuntivi per l'indagine geologica, e esenta dal pagamento della tassa per le pratiche amministrative di autorizzazione per l'installazione della sonda geotermica.
   - per i nuovi edifici di **SRE superiore a 2'000 m**^{2} (condomini, stabili amministrativi o commerciali) **che utilizzano pompe di calore con un campo di sonde geotermiche per il riscaldamento invernale**, il Cantone impone l'obbligo di effettuare **response-test sulla conducibilità termica del terreno e simulazioni di progettazione**. Inoltre, impone la valutazione delle possibilità di dotare **l'edificio di un sistema di geocooling per il raffrescamento estivo**.
   - Il Cantone concorda inoltre con le aziende di distribuzione dell'elettricità la definizione di tariffe incentivanti per chi installa pompe di calore a sonde geotermiche.

Geotermia ad alta temperatura:

2. A livello federale è attivo il provvedimento di rimunerazione a copertura dei costi (RIC) per l'immissione in rete di elettricità prodotta mediante impianti geotermici.

---

3 In alcuni Cantoni è obbligatorio produrre documentazione sulla stratigrafia del sotto-suolo, un dato utile per ricostruire le caratteristiche del sotto-suolo, gravando ulteriormente sul costo d'installazione degli impianti. Si ritiene preferibile piuttosto che il Cantone individui di volta in volta gli ambiti territoriali sui quali tale informazione può essere utile, ad esempio evitando di imporre indagini a breve distanza, e contribuisca al pagamento di tali indagini.

3. Il Cantone promuove studi geologici volti ad individuare le aree idonee alla realizzazione di impianti di cogenerazione deep heat mining. Tra le aree così identificate effettua una selezione al fine di individuare quelle che offrono le più interessanti possibilità di sfruttamento dell'energia termica prodotta, attraverso opportune reti di teleriscaldamento che utilizzino il calore anche nel periodo estivo.
   A titolo di riferimento, l'impianto potrebbe essere dimensionato in termini analoghi a quello proposto per Basilea (progetto pilota attualmente sospeso), che avrebbe dovuto produrre circa 20'000 MWh/anno di elettricità e 80'000 MWh/anno di calore, sfruttando una perforazione di 5 km di profondità, per raggiungere la roccia di temperatura fino a 200 °C.
4. Al fine di sfruttare la particolare forma di calore geotermico contenuta nelle acque di galleria, il Cantone sostiene la realizzazione **dell'impianto di valorizzazione dell'acqua di galleria presso la galleria AlpTransit a Bodio**, anche attraverso contributi finanziari specifici.
5. Infine, per facilitare l'elaborazione di dati statistici sulla diffusione della geotermia a fini di riscaldamento, il Cantone crea una banca-dati integrativa del **Registro federale Edifici e Abitazioni** (REA) inserendo una voce specifica relativa alle forme di riscaldamento degli edifici.

Varianti d'azione

Obiettivi: 226 GWh consumo elettricità pompe di calore
466 GWh sfruttamento del calore ambiente
80 GWh termici/anno e 20 GWh elettrici/anno prodotti mediante geotermia di profondità

	Variante 0 (BAU)	Variante A	Variante B
0. Contributi indiretti attraverso i programmi di risanamento degli edifici	X	X	X
1. Prestiti a tasso zero		X (10 Mio CHF)	X (10 Mio CHF)
2. RIC federale per produzione di elettricità	X	X	X
3. Progetto pilota per geotermia di profondità			X
4. Acqua di galleria Bodio	X	X	X
5. Dati su riscaldamento edifici		X	X
Raggiungimento dell'obiettivo	**60 anni**	**40 anni**	**40 anni**
Stima GWh consumati al 2035	**215 GWh termici 101 GWh elettrici**	**305 GWh termici 146 GWh elettrici**	**305 GWh termici 146 GWh elettrici**
Stima GWh consumati al 2050	**322 GWh termici 155 GWh elettrici**	**466 GWh termici 226 GWh elettrici**	**546 (466+80) GWh termici 226 GWh elettrici**
Stima GWh el prodotti al 2035	**–**	**–**	**–**
Stima GWh el prodotti al 2050	**–**	**–**	**20**

Effetti attesi

Obiettivi: 226 GWh consumo elettricità pompe di calore
466 GWh sfruttamento del calore ambiente
80 GWh termici/anno e 20 GWh elettrici/anno prodotti mediante geotermia di profondità

	Variante 0 (BAU)	Variante A	Variante B
	+	++	++
Consumo di energia	7.8 GWh di riduzione netta all'anno, considerando i consumi di elettricità con cui alimentare le pompe di calore.	11.6 GWh di riduzione all'anno, considerando i consumi di elettricità con cui alimentare le pompe di calore.	11.6 GWh di riduzione all'anno, considerando i consumi di elettricità con cui alimentare le pompe di calore.
	+	++	+++
Utilizzo di energie rinnovabili rispetto al fabbisogno	incremento di 7.8 GWh di rinnovabili all'anno.	incremento di 11.6 GWh di rinnovabili all'anno.	incremento di 11.6 GWh di rinnovabili all'anno; a regime, ulteriore incremento di 20 GWh elettrici e 80 GWh termici prodotti dall'impianto di geotermia di profondità.
	+	++	+++
Emissioni di CO_2	2'068 ton CO_2 evitate /anno, ipotizzando sostituzione dei consumi integralmente di olio combustibile.	3'075 ton CO_2 evitate /anno, ipotizzando sostituzione integralmente di olio combustibile.	3'075 ton CO_2 evitate /anno, ipotizzando sostituzione integralmente di olio combustibile legate a geotermia di profondità; a regime, ulteriore diminuzione emissioni, legata all'impianto di geotermia di profondità: 21'209 ton CO_2/anno derivanti dalla sostituzione di impianti termici a olio (teleriscaldamento) e 2'840 ton CO_2/anno da sostituzione energia elettrica.
	–	– –	– –
Costo (per il Cantone)		(10 Mio CHF)	(10 Mio CHF)
	– – –	– –	– – –
Costo (per l'economia privata)			
	+	++	+++
Reddito generato sul territorio cantonale			
	+	++	+++
Creazione di occupazione			
	+	++	+++
Emissioni atmosferiche			
	Nessun effetto significativo.		–
Effetti sul paesaggio			Intrusione visiva dovuta all'impianto di cogenerazione.
	– –		– –
Effetti su ecosistemi e consumo di suolo	Eventuali interferenze di natura idrogeologica con la falda acquifera dovute al cumulo di sonde geotermiche.		Eventuali interferenze di natura idrogeologica con la falda acquifera dovute al cumulo di sonde geotermiche + rischio sismico all'impianto di cogenerazione.

P.9

Indicatori di monitoraggio

- Numero di edifici risanati che sfruttano il calore ambiente (aria, acqua, geotermia di superficie) [num]
- Numero di nuovi edifici che sfruttano il calore ambiente (aria, acqua, geotermia di superficie) [num]
- Numero di sonde geotermiche installate [num]
- Potenza complessiva pompe di calore a sonda geotermica installate [MW]
- Lunghezza sonde geotermiche installate [m]
- Numero di edifici riscaldati a pompa di calore alimentata a sonda geotermica [num]
- Numero di edifici di grandi dimensioni (SRE > 2'000 m^2) che utilizzano sonde geotermiche per il riscaldamento invernale e il raffrescamento estivo [num]

Fonti dei dati

Ufficio protezione e depurazione delle acque – SPAAS
REA – Registro edifici e abitazioni

Copertura territoriale dei dati	Aggregazione spaziale dei dati
Cantone	Puntuale
Copertura temporale	**Frequenza di rilevamento**
–	Annuale

Responsabilità

La realizzazione dell'impianto di cogenerazione spetta all'AET, in compartecipazione con società private.

Collegamenti ad altre schede

P.5 Cogenerazione
C.1 Climatizzazione edifici abitativi (riscaldamento e raffreddamento)

P.10 Gas naturale

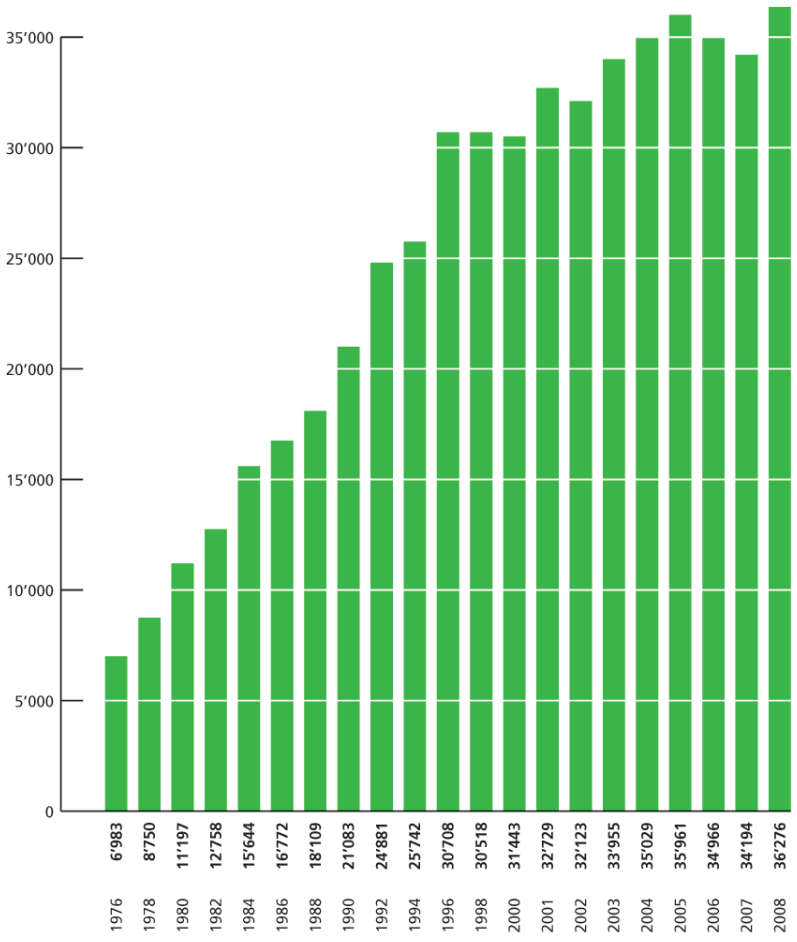
Situazione attuale (2008)

La diffusione del gas naturale in Svizzera è iniziata a partire dalla metà degli anni Settanta, con la realizzazione del gasdotto di transito, che attraversa il paese per più di 150 km, da Basilea alla Val d'Ossola, attraverso il passo del Gries. In Ticino il gas naturale è stato introdotto più di recente, nella seconda metà degli anni Ottanta. La sua diffusione è per ora limitata al Sottoceneri, poiché il gasdotto in alta pressione, che proviene dall'Italia e entra in Ticino a Bizzarone, ha attualmente termine a Vezia. Per una descrizione dello stato della rete di distribuzione e della prospettive di sviluppo si rimanda alla scheda «D.2 Distribuzione – rete del gas».

Nel corso degli anni questo vettore energetico ha trovato diffusione sia come combustibile per il riscaldamento degli edifici sia nei processi produttivi. In Ticino l'utilizzo a scopo cottura è estremamente limitato, principalmente a beneficio di strutture per la ristorazione. Si sta invece lentamente diffondendo l'utilizzo a fini di trazione: sono oggi attivi tre impianti di distribuzione del gas (presso Bioggio, Viganello e Mendrisio) e il numero di autoveicoli alimentati a gas è in crescita. Non sono disponibili statistiche ufficiali in merito; è tuttavia realistico ritenere che attualmente siano in circolazine circa 100 veicoli alimentati a gas. Anch'essi si riforniscono dal gasdotto principale, pertanto sinora sono preclusi sviluppi di tale vettore per la mobilità nel Sopraceneri.

P.10

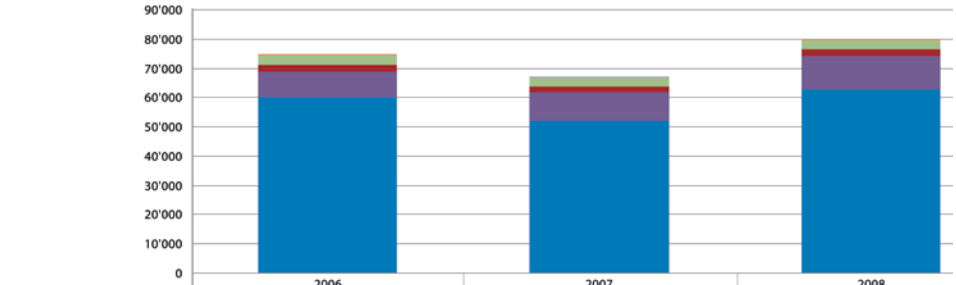
Andamento dei consumi di gas naturale in Svizzera in GWh (importazione e produzione indigena di biogas)
Fonte: Associazione Svizzera dell'Industria del Gas ASIG.



Consumo lordo H_s in gigawattora, GWh.
Disponibilità di gas naturale = importazioni e produzione indigena di biogas.

La ripartizione dei consumi del gas nei settori finali, rilevata per gli anni 2006, 2007 e 2008 è mostrata nella figura che segue:

Consumi gas naturale in Canton Ticino (1'000 m³)
Fonte: Aziende di distribuzione del gas



	2006	2007	2008
Autotrazione	52	196	127
Ospedali e cliniche	65	65	65
Uffici e servizi	3'529	3'190	3'173
Utenze commerciali	2'185	2'005	2'094
Utenze artigianali e industriali	8'672	9'542	11'552
Utenze domestiche	60'234	52'208	62'803

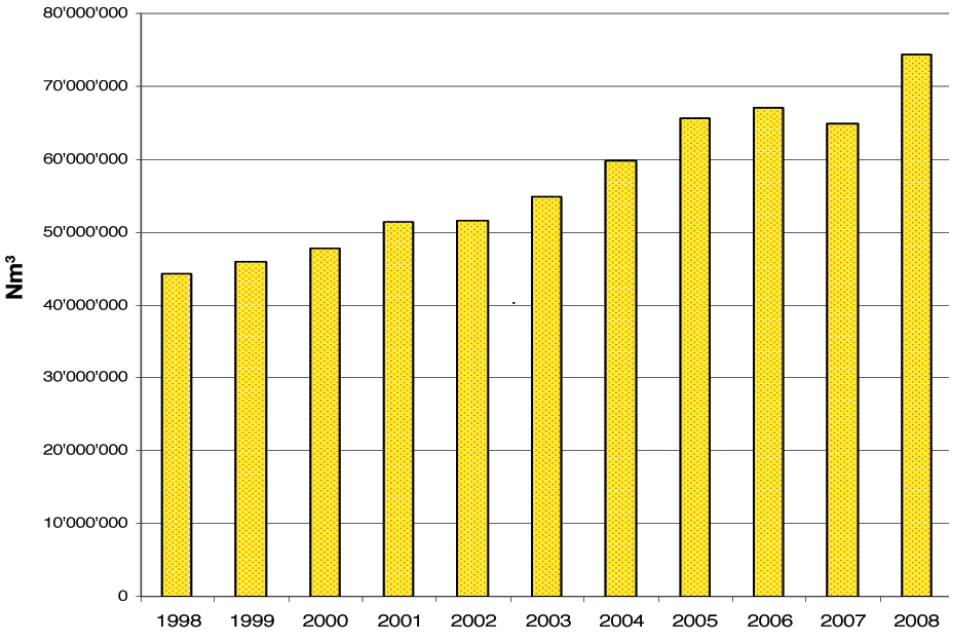
In termini energetici, il gas è utilizzato per coprire i consumi 2008 come segue:

P.10

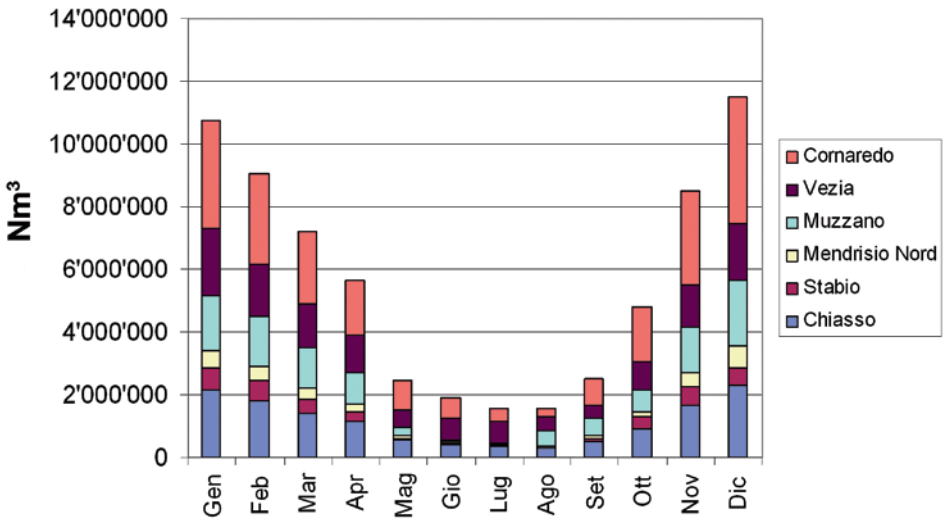
	Consumi 2008 [GWh]
Riscaldamento abitazioni	631
Riscaldamento commercio e servizi	54
Processi produttivi	116
Autotrazione	1.3
Totale	**801**

La tendenza nell'utilizzo di tale vettore energetico è in crescita anche in Cantone Ticino, sia nei nuovi edifici che nei processi produttivi, come si evince dal grafico che segue (la netta diminuzione dei consumi rilevati nell'anno 2007 è dovuta a condizioni climatiche particolarmente miti). A conferma che la quota più rilevante del gas sia utilizzata a scopo di riscaldamento, si consideri la figura a pagina 122, che mostra l'articolazione dei consumi nel corso dell'anno: i consumi mensili per processi produttivi possono essere, in prima battuta, assimilati a quelli riscontrati nei mesi estivi.

Evoluzione importazioni gas naturale
Fonte: AIL - L'unità di misura Nm^3 (normal metro cubo) indica il volume di gas a 0°C e 0.1 MPa.



Esportazione gas, anno 2008
Fonte: AIL



Si segnala inoltre che sul territorio cantonale non sono attive centrali di produzione di elettricità alimentate a gas naturale, fatta eccezione per un piccolo impianto di cogenerazione di proprietà di AIL, di potenza installata pari a 25 kW. Al riguardo è importante rilevare come con decreto del 23 marzo 2007, le Camere federali abbiano sancito un obbligo di compensazione per le centrali a gas a ciclo combinato (CCC) (produzione contestuale di energia elettrica attraverso una turbina a gas e una turbina a vapore), le quali possono essere autorizzate soltanto se le relative emissioni di CO_2 vengono interamente compensate. Il decreto prevede che eventuali nuove centrali a gas a ciclo combinato, che comunque attualmente non esistono sul territorio nazionale, possano in linea di principio compensare una quota delle emissioni non superiore al 30 per cento mediante riduzioni conseguite all'estero. Tuttavia, qualora si prevedano problemi di approvvigionamento, il Consiglio federale può aumentarla fino al 50 per cento al massimo. Le modalità con cui attuare tale compensazione (tipo ed entità delle riduzioni, norme per il computo e la verifica) sono stabilite attraverso un «contratto di compensazione» stipulato tra la Confederazione e i gestori delle centrali, precedentemente all'autorizzazione.

L'Ordinanza sulla compensazione delle emissioni di CO_2 delle centrali a ciclo combinato (entrata in vigore assieme al decreto il 15.1.2008) applica di fatto il decreto, disciplinando le modalità di compensazione delle emissioni di CO_2 per questa tipologia di centrali a gas: in ottemperanza a tale Ordinanza nell'ottobre 2008 l'UFAM e l'UFE hanno infatti pubblicato una direttiva d'esecuzione che definisce puntualmente i requisiti dei progetti di compensazione.

È previsto che il decreto e l'ordinanza restino in vigore fino a quando la compensazione delle emissioni di CO_2 delle centrali a ciclo combinato non sarà disciplinata nell'ambito della legge sul CO_2, e al più tardi fino al 31 dicembre 2010. Pertanto quanto previsto dalle due norme è inserito nella proposta di modifica della legge sul CO_2, nell'ambito della ampia revisione che è in corso (a fine agosto 2009 il Consiglio Federale ha presentato al parlamento federale il relativo messaggio). Di recente (marzo 2010) il Consiglio degli Stati ha votato un provvedimento che impone che la compensazione delle emissioni di impianti a gas a ciclo combinato sia integralmente ottenuta mediante progetti sul territorio nazionale. Ciò costituisce un maggior onere per la realizzazione di impianti di questo tipo, solo in parte controbilanciato dall'attivazione di reti di teleriscaldamento per lo sfruttamento del calore residuo, in sostituzione dell'utilizzo di olio combustibile.

Potenziale

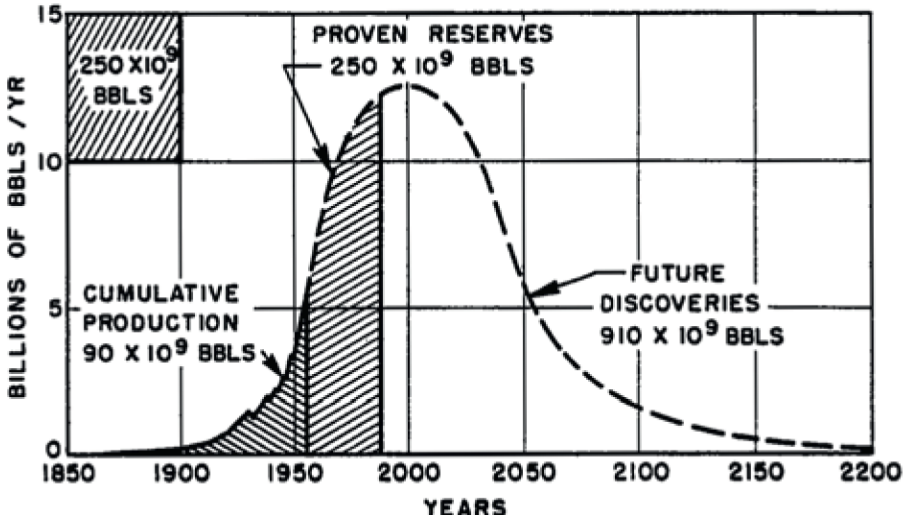
Due sono i problemi di fondo che precludono una massiccia penetrazione del gas anche in Ticino, come in altri cantoni svizzeri e in altre realtà europee: in primo luogo, si tratta di un combustibile fossile, pertanto responsabile dell'emissione di CO_2, seppure in maniera inferiore rispetto all'olio combustibile e al carbone (a parità di energia prodotta (1 TJ), il gas naturale emette 55 ton di CO_2, il petrolio ne emette 73.7 e il carbone 94 [fonte: Ufficio Federale dell'ambiente]); in secondo luogo, si tratta di una risorsa non rinnovabile.

Le stime più aggiornate elaborate dall'International Energy Agency mostrano che, in funzione degli attuali e dei previsti tassi di prelievo, le risorse accertate ammontano a 180 mila miliardi di m^3 di gas naturale, i quali dovrebbero essere sufficienti per altri 60 anni, dunque fino al 2070 circa. Tuttavia, tali risorse sono detenute in massima parte da un numero molto limitato di nazioni: Russia, Iran e Qatar possiedono il 56% delle riserve mondiali; inoltre, in 25 dei giacimenti esistenti a livello mondiale è concentrato il 50% delle riserve (fonte: World Energy Outlook WEO 2008). Le figure che seguono mostrano gli ambiti

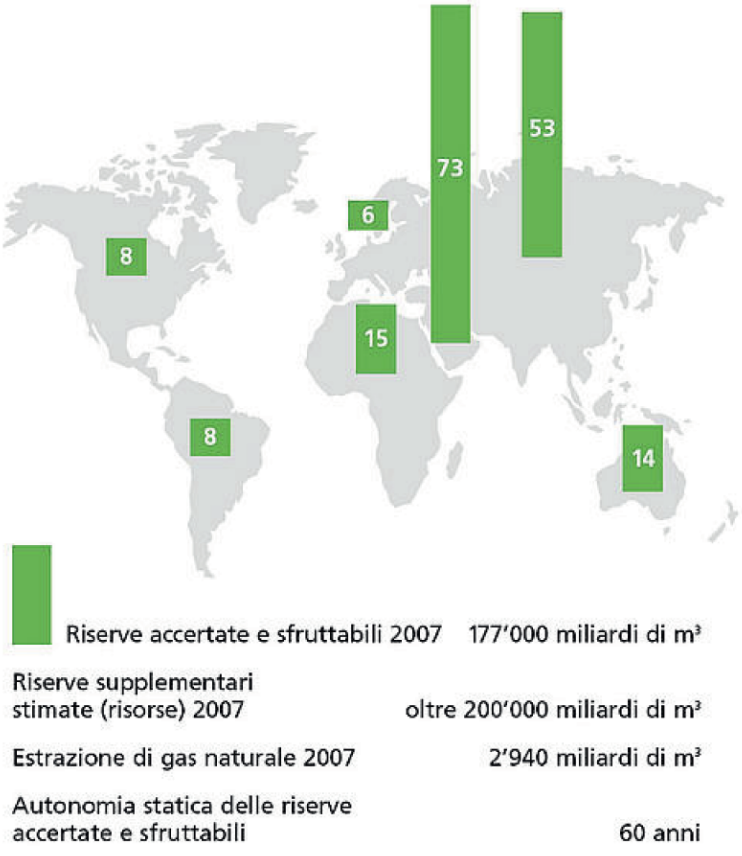
geografici di localizzazione delle riserve e le opportunità di estrazione (fonte: Associazione svizzera dell'industria del gas ASIG).

Secondo la IEA (WEO 2008), sebbene le scoperte di gas siano continuamente diminuite negli ultimi decenni, esse continuano comunque a superare la produzione. Non si sarebbe dunque ancora raggiunto il momento di picco del gas, secondo il concetto del «peak oil» teorizzato sin dal 1956 da M. King Hubbert (cfr. figura sottostante).

Picco del petrolio per gli Stati Uniti
Fonte: Energy and the Fossil Fuels, M. King Hubbert, American Petroleum Institute, 1956; unità di misura bbls= barili.



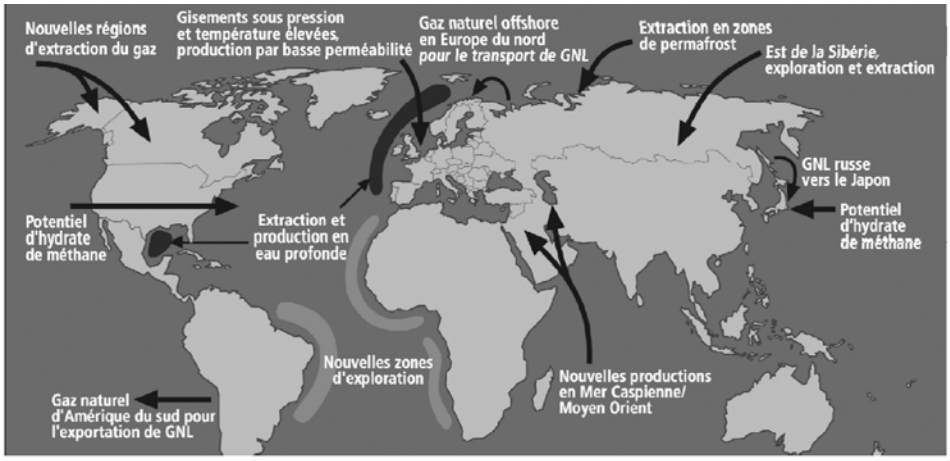
Riserve mondiali di gas naturale in 1000 miliardi di m^3
Fonte: Associazione svizzera dell'industria del gas - ASIG.



Il problema principale rilevato da diverse fonti, tra cui anche il WEO, è tuttavia legato non tanto alla mancanza di risorse, quanto alla carenza di investimenti. Gli investimenti infatti sono aumentati rapidamente in termini nominali, ma la maggior parte dei capitali è impiegata per l'esplorazione e lo sfruttamento di riserve ad alto costo, in parte a causa del limitato accesso per le compagnie petrolifere internazionali alle risorse più economiche.

Per far fronte a questa situazione, secondo l'IEA «risulterà fondamentale incrementare la produzione nei paesi con costi di estrazione minori».

Fonte: Associazione svizzera dell'industria del gas - ASIG.



A titolo informativo si segnala che anche in Ticino è stata individuata qualche potenzialità di sfruttamento del gas naturale. Allo scopo di verificare la sua effettiva presenza sul territorio cantonale, è stata di recente rilasciata ad AET una concessione per il sondaggio.

Visioni, scelte, obiettivi

Sulla base delle considerazioni sopra esposte, il ruolo per il gas naturale non può che essere quello di un **vettore energetico di transizione**, verso un sistema energetico improntato allo sfruttamento delle energie rinnovabili. La durata della transizione è stimata in circa 50 anni.

Gli eventuali interventi di produzione di elettricità devono inoltre essere realizzati nel rispetto dei severi meccanismi di compensazione delle emissioni di CO_2 imposti a livello federale.

Considerate le più elevate garanzie dal punto di vista della compensazione delle emissioni di CO_2, le minori emissioni atmosferiche e la più elevata efficienza di conversione dell'energia primaria, **si preferisce privilegiare l'utilizzo del gas in centrali di piccole-medie dimensioni, sia per la produzione di elettricità che per la produzione di calore per il riscaldamento. Pertanto, in sintonia con la Scheda V3 sull'energia del Piano Direttore, gli obiettivi prevedono la realizzazione di centrali a gas di media potenza a ciclo combinato collegate a reti di teleriscaldamento** (cfr. schede D.2 Reti di distribuzione del gas e D.3 Teleriscaldamento).

Realizzazione di centrali a gas a ciclo combinato ad elevata efficienza, di medie dimensioni (al massimo 20 MW di potenza installata) per la produzione di elettricità e calore (cogenerazione), collegate a reti di teleriscaldamento e/o con sfruttamento del calore per processi produttivi o produzione di freddo (trigenerazione).

Si mira alla realizzazione di 4 centrali da 15 MW ciascuna. Ipotizzando un funzionamento medio di 6'000 ore/anno, per produrre energia di semi-banda, e un rendimento complessivo dell'impianto pari al 75%, di cui il 30% elettrico e il 45% termico, ciascuna di tali centrali potrebbe produrre ogni anno rispettivamente 27 GWh elettrici e 40 GWh termici. Si può ipotizzare che, di tale quantitativo di energia termica, metà (20 GWh) sia utilizzato a scopo di riscaldamento delle abitazioni e metà (20 GWh) nell'ambito di processi produttivi.
Disponendo di quattro centrali quindi sarebbe possibile produrre circa 108 GWh elettrici e 160 GWh termici, di cui 80 per riscaldamento e 80 per processi produttivi.

A copertura della fase di transizione verso l'utilizzo di energie rinnovabili, promozione del vettore energetico gas naturale:

- abitazioni: il 30% del fabbisogno di energia termica a regime è coperto dal gas, preferibilmente attraverso reti di teleriscaldamento;
- commercio e servizi: il 37% del fabbisogno di energia termica a regime è coperto dal gas;
- processi produttivi: il 30% del fabbisogno di energia termica a regime è coperto da gas, preferibilmente attraverso reti di teleriscaldamento;
- mobilità: il 10% del fabbisogno a regime è coperto da gas.

P.10

Con riferimento al bilancio energetico a regime, tali obiettivi possono essere espressi come segue:

	Consumi energetici a regime [GWh]	Consumi gas [GWh]
Riscaldamento abitazioni	2'264	679 (circa 30% del fabbisogno) di cui 80 mediante teleriscaldamento
Riscaldamento commercio e servizi	302 (112 + 60 + 85+45)	112 (circa 37% del fabbisogno)
Calore per processi produttivi	985	295 (circa 30% del fabbisogno) di cui 80 mediante teleriscaldamento
Mobilità	2'304	230 (10% del fabbisogno)
		1'317 di cui 160 mediante teleriscaldamento

Tali valori sono da intendersi quali massimi, poiché per il futuro si ipotizza una riduzione dei consumi per i settori citati, in conseguenza delle misure di risparmio ed efficienza attivate.

Strumenti

Al fine di soddisfare l'obiettivo di diffusione del gas, quale vettore energetico di transizione, occorre primariamente sviluppare l'infrastruttura di distribuzione: le varianti d'azione sono descritte nelle schede «D.2 Distribuzione – rete del gas», «D.1 Cogenerazione» e «D.3 Teleriscaldamento».

La realizzazione delle infrastrutture, tuttavia, è condizione necessaria per la diffusione del gas naturale ma non costituisce anche condizione sufficiente: si riscontra infatti un ritardo tra la disponibilità dell'infrastruttura e la sostituzione dei vettori energetici tradizionalmente in uso. Pertanto, **ferma restando la necessità di sviluppo della rete di distribuzione, la diffusione del vettore energetico gas è condizionata dall'efficacia degli strumenti avviati nei settori di consumo** (cfr. varianti d'azione descritte nelle schede C.1 «Climatizzazione abitazioni», C.4 «Processi produttivi», C.2 «Commercio e servizi», C.6 «Mobilità»).

Lo sviluppo del settore gas è quindi in realtà definito attraverso scelte tra varianti d'azione riportate in altre schede: solo attraverso la composizione dei piani d'azione e la ricostruzione dei relativi scenari al 2035 e 2050, è possibile stimare l'effetto in termini di configurazione del sistema energetico.

Varianti d'azione

–

Effetti attesi

–

Indicatori di monitoraggio

- Numero degli edifici riscaldati con il vettore energetico gas rispetto al totale [num]
- Superficie di riferimento energetico (SRE) complessiva degli edifici riscaldati con il vettore energetico gas rispetto al totale [%]
- Fabbisogno termico in processi produttivi soddisfatto mediante il vettore energetico gas rispetto al totale del fabbisogno energetico dei processi produttivi [%]
- Numero di automobili alimentate a gas [num]

Fonti dei dati

- Registro edifici e abitazioni (numero edifici e stima SRE)
- Aziende di distribuzione del gas
- Catasto degli impianti di combustione

Copertura territoriale dei dati	Aggregazione spaziale dei dati
Intero Cantone	Singolo impianto
Copertura temporale	**Frequenza di rilevamento**
–	Annuale

Responsabilità

La realizzazione della rete di trasporto del gas nel Sopraceneri è di responsabilità della società Metanord, così come delle eventuali reti di distribuzione del gas nei Comuni del Sopraceneri.

La realizzazione della rete di trasporto in alta pressione dipende dal potenziamento della rete nel Sottoceneri di responsabilità AIL.

La realizzazione delle reti di teleriscaldamento è di responsabilità delle aziende di distribuzione del gas o di società appositamente create, anche in partnership con AET.

La facilitazione della posa delle reti di teleriscaldamento avviene attraverso provvedimenti emanati dai comuni (cfr. scheda Teleriscaldamento).

Collegamenti con altre schede

P.5 Cogenerazione
D.2 Rete di distribuzione del gas
D.3 Teleriscaldamento
C.1 Climatizzazione abitazioni
C.2 Commercio e servizi
C.4 Processi produttivi
C.6 Mobilità

P.11 Combustibili e carburanti liquidi

Situazione attuale

La dipendenza da combustibili e carburanti fossili di derivazione petrolifera (olio combustibile, benzina, diesel, cherosene per aviazione e navigazione) è ancora oggi molto elevata, in Cantone Ticino come a livello nazionale e internazionale. Si stima che in Ticino nel 2008 il consumo di vettori energetici di origine fossile sia ammontato complessivamente a 4'689 GWh, corrispondenti al 55% dei consumi complessivi di energia registrati sul territorio cantonale.

	Olio combustibile	Benzina	Diesel	Carburante navigazione	Petrolio aviazione	Totale
Consumi 2008 [GWh]	3'017	2'210	653	5	34	**5'920**

A livello di settori di consumo finale un ruolo molto rilevante spetta al settore dei trasporti, che si stima consumi complessivamente 2'903 GWh/anno, seguito dal riscaldamento delle abitazioni (2'176 GWh/anno), dai processi produttivi (463 GWh/anno) e dal riscaldamento degli stabili amministrativi e commerciali (378 GWh/anno).

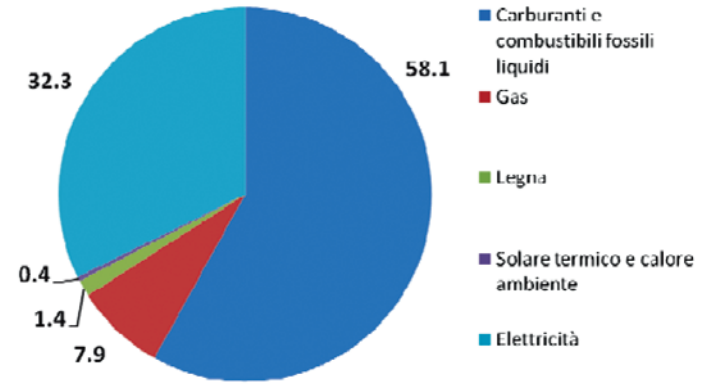
I consumi del parco veicolare non possono essere ricostruiti a partire dai dati di vendita di carburante sul territorio cantonale, poiché fortemente influenzati dalla quota parte legata al traffico di transito e frontaliero. Le stime sopra presentate sono dunque ricostruite a partire da dati relativi alla composizione del parco auto circolante, come rilevata dall'Ufficio federale di statistica, tenuto conto di stime di percorrenza media [km] e di consumo medio per chilometro [l/km].

Per l'olio combustibile è invece possibile effettuare un approfondimento più articolato: in questo caso infatti è possibile stimare i consumi a partire dai dati di vendita. In ragione della collocazione territoriale del Cantone Ticino, è ragionevole ritenere che le vendite coincidano con la quantità di olio importata presso i valichi doganali di confine con l'Italia (dogane di Stabio, Chiasso, Madonna di Ponte/Cadenazzo e Ponte Tresa, via gomma e via ferro), più la quantità di olio che viene trasferita in Ticino via ferro da oltre Gottardo da alcuni grandi distributori, sottratto il consumo dovuto al territorio del Moesano.

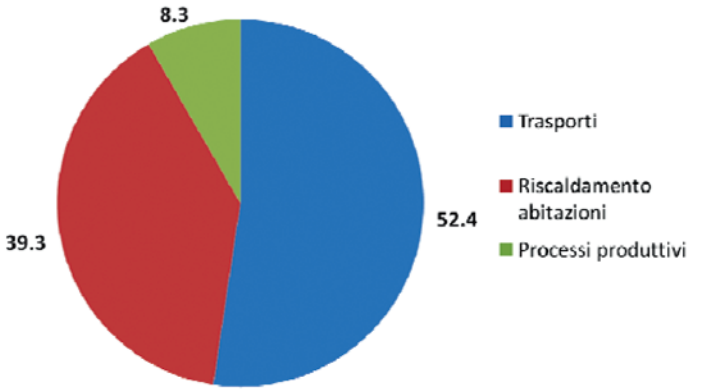
Stimato il consumo del Moesano come frazione percentuale del consumo ticinese in proporzione al numero di edifici e all'andamento del clima (gradi giorno), è possibile ricavare le quantità di olio che, ogni anno, sono effettivamente entrate in Ticino (cfr. figura nella pagina seguente, stime ISAAC 2009).

Come si vede, le importazioni di olio mostrano significative oscillazioni da un anno all'altro. In particolare, i consumi del 2007 risultano notevolmente inferiori rispetto a quelli degli anni precedenti e anche a quelli degli anni successivi, e ciò è difficilmente giustificabile solo in ragione delle politiche energetiche attivate. L'andamento dei consumi dell'olio utilizzato a fini di riscaldamento è infatti condizionato dalle condizioni meteorologiche, e il 2007 è stato un anno più caldo della media. Per giustificare il valore di vendita del 2007 occorre tuttavia anche riferirsi all'andamento del prezzo del petrolio, che, in ragione della struttura del sistema di approvvigionamento di olio combustibile, influenza le vendite in modo diretto. A differenza del gas, che viene distribuito in rete e direttamente consumato, l'olio viene infatti stoccato in serbatoi presso gli utenti finali. Se il prezzo del combustibile cresce, il consumatore attento rimanda l'acquisto il più possibile, in attesa di una diminuzione di prezzo, almeno finché le scorte accumulate nei serbatoi glielo consentono. Si può dunque ipotizzare che diversi consumatori si siano trovati all'inizio della stagione del riscaldamento con il serbatoio pieno e, complici sia il clima meno rigido, sia l'andamento dei prezzi dell'olio (cfr. figure a pag. 132), abbiano potuto sfruttare le scorte accumulate nel serbatoio e rimandare l'acquisto sino alla stagione di riscaldamento successiva, nel 2008.

Consumi 2008 per vettore energetico (%)



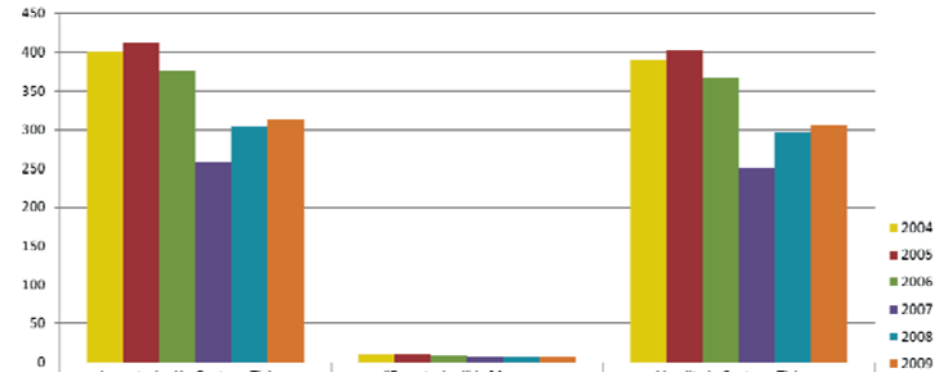
Consumi combustibili e carburanti liquidi 2008 per settore di consumo (%)



P.11

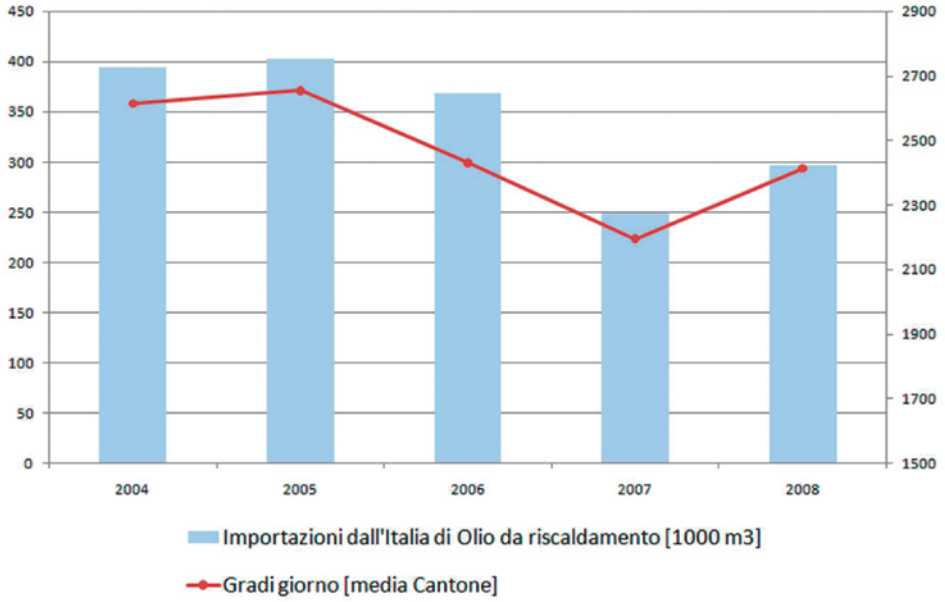
Nel confrontare le vendite da un anno all'altro occorre dunque tenere conto dei fattori che possono influenzarle, pena il rischio di commettere errori nella valutazione dell'efficacia delle politiche energetiche. In particolare, la possibilità di accumulo nei serbatoi, sia presso i distributori che presso i privati utenti finali, impedisce di assimilare il dato così ottenuto (vendita di olio combustibile) ai consumi effettivi in un anno. Per tenere conto dello sfasamento temporale tra vendita e consumo reso possibile dalla presenza dei serbatoi, si è assunto che il consumo di un anno coincida con la media delle vendite su tre anni (consumi di un anno = media delle vendite di quell'anno e dei due anni precedenti).

Stima della vendite annue di olio combustibile (1'000 m³)

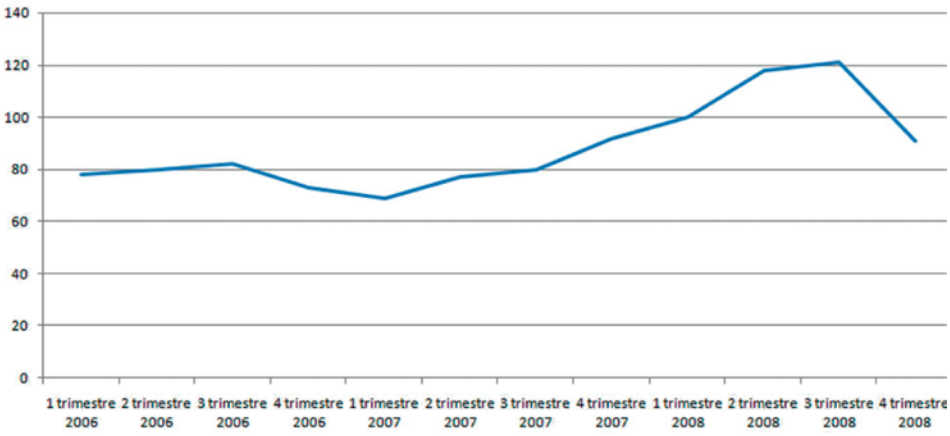


	Importazioni in Cantone Ticino	"Esportazioni" in Moesano	Vendite in Cantone Ticino
2004	400	10	390
2005	412	10	402
2006	375	9	366
2007	257	6	251
2008	304	8	297
2009	313	8	305

Correlazione tra il consumo di olio da riscaldamento e la temperatura (gradi giorno)



Prezzo vendita olio combustibile per riscaldamento (Chf/1000 l)
Fonte: rapporti annuali 2007 e 2008 Unione petrolifera.



P.11

Potenziale

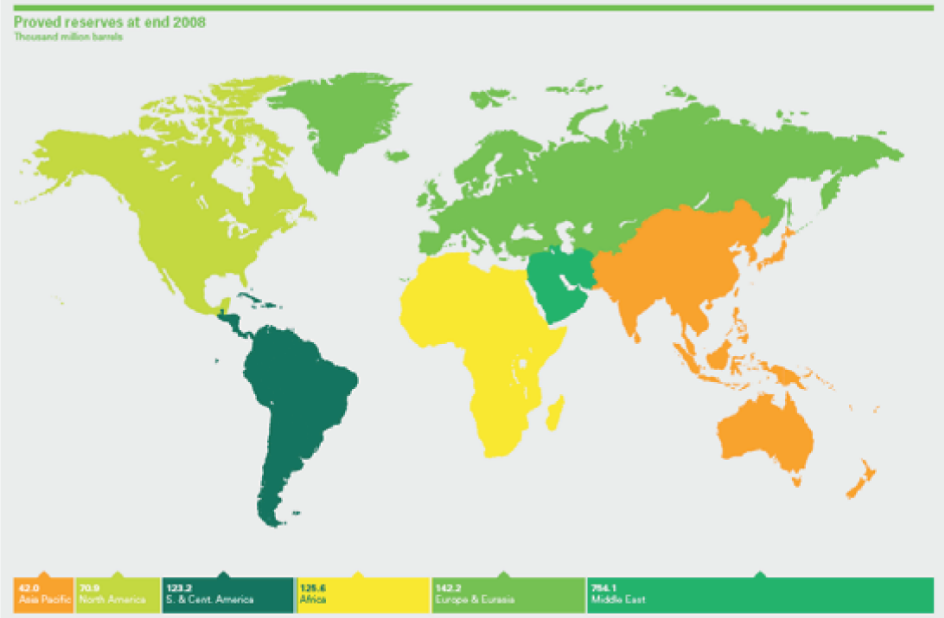
Diversi sono i motivi che richiedono una netta diminuzione del consumo di combustibili e carburanti liquidi di origine fossile.

Prima di tutto, sono responsabili dell'emissione di sostanze inquinanti in atmosfera e di gas ad effetto serra in proporzioni maggiori del gas naturale: a titolo di paragone, per produrre 1 GWh di energia, il gas naturale emette 198 ton di CO_2, l'olio combustibile ne emette 265, la benzina ne emette 266 e il diesel ne emette 265. Il carbone invece ne emette 338 [fonte: Ufficio Federale dell'ambiente]). In secondo luogo, vi sono problemi di approvvigionamento della risorsa e di dipendenza dall'estero, che espongono il Cantone alle conseguenze delle crisi internazionali per il governo delle risorse petrolifere.

Infine, si tratta di risorsa non rinnovabile, in via di esaurimento: alla fine del 2008 la disponibilità delle riserve è stimata in 1'408.7 migliaia di milioni di barili[1], ripartiti per regione geografica mondiale come mostrato in figura [fonte: BP Statistical review of world energy, 2009].

Per una stima della durata delle riserve, che dipende da ipotesi sul ritmo di estrazione, tradizionalmente si ricorre all'indice R/P (riserve/produzione), che riporta il rapporto tra le riserve rimanenti alla fine dell'anno e la produzione di barili di petrolio avvenuta nel corso dell'anno: tale parametro rende dunque conto del numero di anni per cui le riserve basterebbero se la produzione continuasse con lo stesso ritmo di estrazione registrato nell'anno. Per il 2008, la BP stima un valore dell'indice R/P pari a 42 anni.

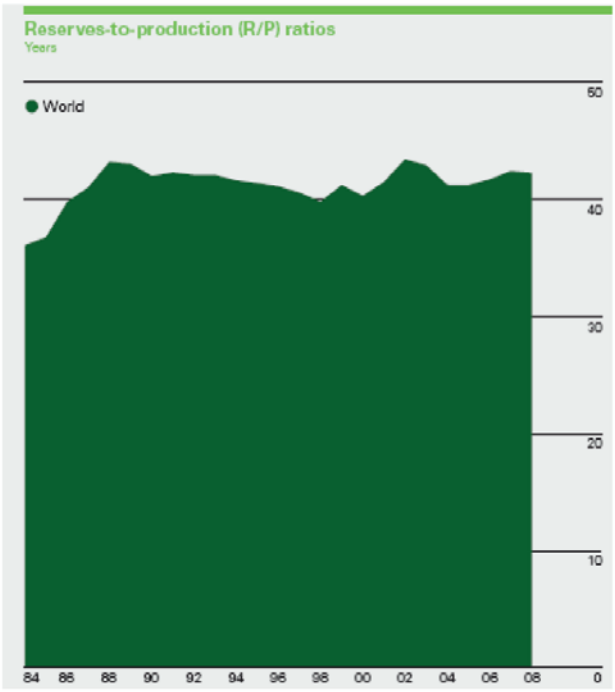
Fonte: BP Statistical review of world energy, 2009.



P.11

1 1 barile = 159 litri

Fonte: BP Statistical review of world energy, 2009.

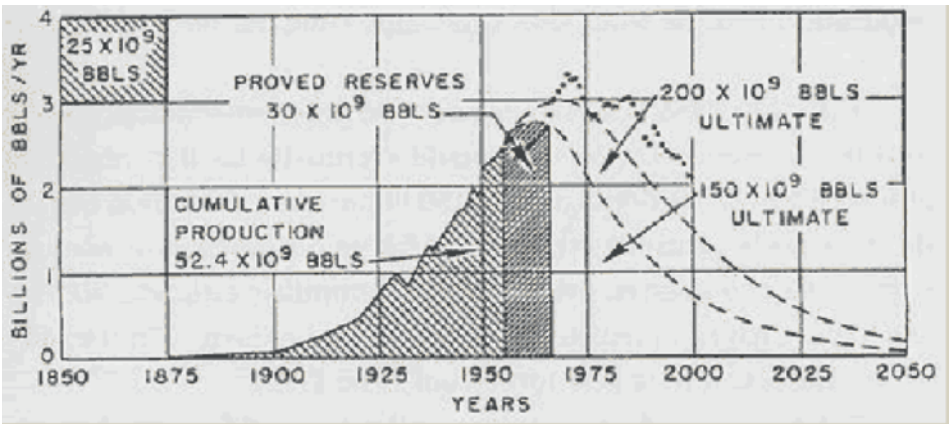


P.11

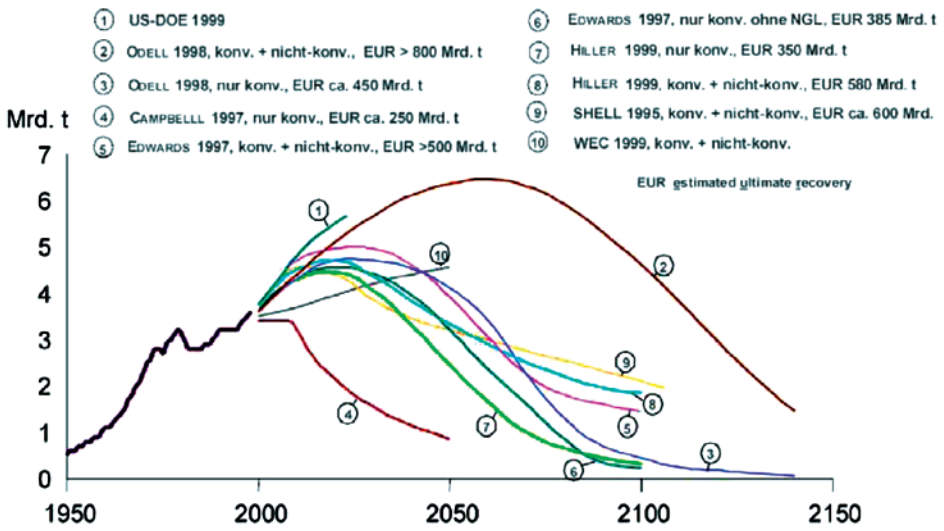
La disponibilità dei vettori energetici fossili può essere schematizzata ricorrendo a un grafico a campana, come teorizzato negli anni cinquanta del secolo scorso dal geologo statunitense Hubbert: con il progredire dell'estrazione di petrolio, si raggiunge un anno in cui la produzione inizia a diminuire rispetto all'anno precedente: l'anno in cui si raggiunge il massimo di produzione, individuabile solo a posteriori, rappresenta l'anno di picco del petrolio.

Per gli Stati Uniti il picco del petrolio è stato raggiunto nel 1971, in linea con le previsioni di Hubbert.

Fonte: Energy and the Fossil Fuels, M. King Hubbert, American Petroleum Institute, 1956; unità di misura bbls= barili.



Sul raggiungimento del picco di petrolio a livello mondiale vi sono ancora posizioni divergenti da parte della comunità scientifica internazionale, come ad esempio mostra la figura che segue, che riprende una serie di studi internazionali realizzati tra il 1997 e il 1999. La maggioranza di tali studi colloca comunque il picco entro il periodo 2025–2030.



Ipotesi circa l'anno in cui sarà raggiunto il picco del petrolio
Fonte: Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe, 2003.

P.11

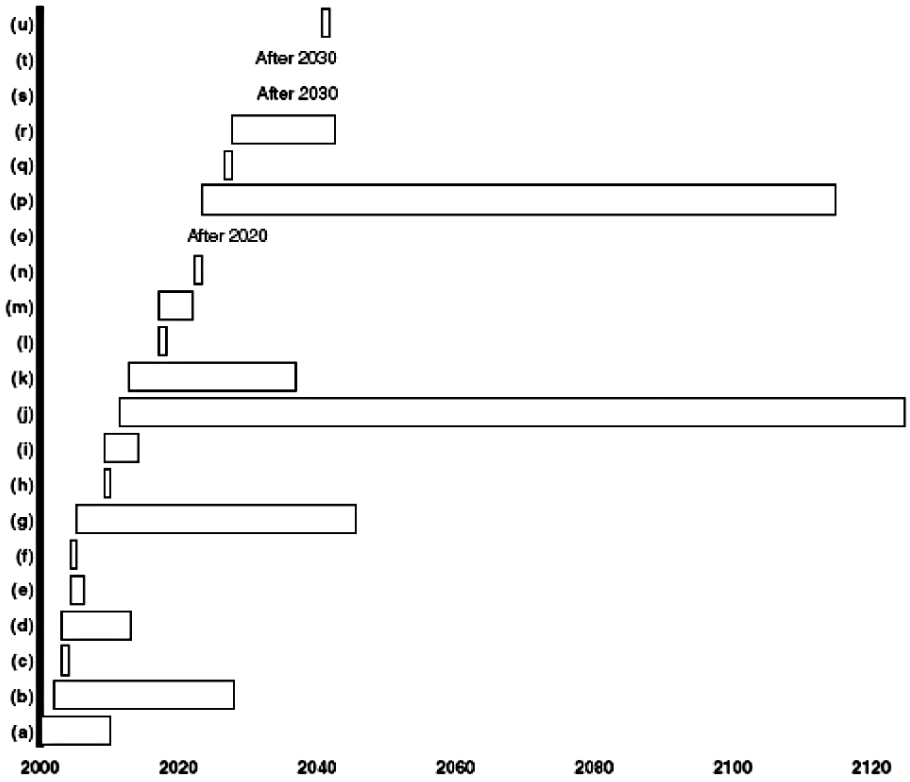
Si segnala inoltre una rassegna più recente, commissionata nel 2007 dalla Corte dei Conti degli Stati Uniti, che ha analizzato 21 studi internazionali pubblicati tra il 1997 e il 2007. La figura a pagina 136 riporta gli intervalli temporali in cui ciascuno studio ipotizza che si verifichi il picco del petrolio: secondo 9 studi, il picco di petrolio potrebbe essere già avvenuto; la maggioranza degli studi concorda sul fatto che il picco debba verificarsi entro il 2030.

Al di là delle previsioni su quando il picco di petrolio avverrà, vi è la certezza della limitatezza della risorsa: la comunità internazionale sta pertanto da anni cercando di delineare una road map per l'abbandono progressivo dei prodotti petroliferi, così da affrontare l'era del dopo-picco del petrolio.

Vi sono dunque diverse e ampiamente condivise motivazioni per promuovere una riduzione del consumo di tali vettori energetici, con l'obiettivo di riconversione su altri vettori energetici. Come descritto nelle schede relative ai settori di consumo finale sopra citati, vi sono ampi margini per il contenimento dei consumi (efficienza energetica), così come per la transizione verso altri vettori energetici. In tutti i settori si ritiene plausibile che l'elettricità assuma un ruolo più rilevante nella copertura del fabbisogno, in maniera più netta per il settore dei trasporti (elettrificazione della mobilità, sia a livello di trasporto pubblico che di trasporto privato, per persone e merci) e per quello della produzione. Anche per il riscaldamento del parco immobiliare è da attendersi una crescita dei consumi di elettricità, legata alla diffusione delle pompe di calore, compensata tuttavia dalla diminuzione nell'uso dei riscaldamenti elettrici e dalla diminuzione del fabbisogno termico degli edifici, legato ai restrittivi regolamenti in vigore.

Ipotesi circa l'anno in cui sarà raggiunto il picco del petrolio
Fonte: Uncertainty about Future Oil Supply Makes It Important to Develop a Strategy for Addressing a Peak and Decline in Oil Production, United States Government Accountability Office GAO, 2007, http://www.gao.gov/new.items/d07283.pdf

Figure 5: Key Estimates of the Timing of Peak Oil



Source: GAO study.

Note: These studies are listed in appendix II of this report. Estimates of 90 percent confidence intervals using two different reserves data sources are provided for study g. One additional study that is not represented in this figure, referenced as study v, states that the timing of the peak is "unknowable."

La diminuzione dei consumi di prodotti petroliferi sarà tuttavia possibile solo nel caso in cui si accetti la diffusione del gas naturale in tutti i settori. In questo senso, il gas è inteso quale vettore di transizione verso l'indipendenza energetica basata sulle fonti rinnovabili, e continuerà a costituire un importante vettore di approvvigionamento energetico per circa 50 anni (le stime più recenti riferiscono di una disponibilità delle risorse per circa 60 anni, cfr. scheda P.9 gas naturale).

Visioni, scelte, obiettivi

Olio combustibile

- riduzione dei consumi dell'80% rispetto ai valori del 2008
- copertura del fabbisogno di energia termica per:
- il 20% del fabbisogno a regime delle abitazioni
- il 20% del fabbisogno a regime di edifici amministrativi e commerciali
- il 10% del fabbisogno a regime dei processi produttivi a regime

Carburanti (benzina e diesel)

- riduzione dei consumi del 25% rispetto ai valori del 2008
- copertura del 40% del fabbisogno a regime di energia termica per la mobilità

Con riferimento al sistema dei consumi e tenendo conto delle riduzioni di fabbisogno energetico previste per i diversi settori di consumo (misure di efficienza energetica), tali obiettivi corrispondono alla seguente configurazione in termini di GWh:

Consumi a regime combustibili e carburanti liquidi [GWh]	Olio combustibile	Benzina	Diesel	Carburante navigazione	Petrolio aviazione	Totale
Consumi 2008 [GWh]	**612**	**922**				**1'534**
Mobilità	–	922				922
Riscaldamento abitazioni	453	–	–	–	–	453
Riscaldamento commercio e servizi	60					60
Processi produttivi	98	–	–	–	–	98

P.11

Strumenti

Gli strumenti per la riduzione dei consumi dei combustibili e carburanti liquidi sono già descritti nelle schede relative ai settori di consumo «Climatizzazione abitazioni», «Processi produttivi», «Commercio e servizi», «Mobilità» e nella scheda relativa al vettore energetico «Gas naturale»: si rimanda pertanto a tali schede per una visione complessiva degli strumenti che possono essere messi in atto.

Varianti d'azione

Le varianti d'azione per la riduzione dei consumi dei combustibili e carburanti liquidi sono ricostruite nell'ambito dei piani d'azione inter-settoriali, mediante opportuna combinazione delle varianti d'azione definite per i settori di consumo «Climatizzazione abitazioni», «Processi produttivi», «Commercio e servizi», «Mobilità» e delle varianti d'azione proposte per il vettore energetico «Gas naturale».

Indicatori di monitoraggio

- Stima vendite olio combustibile per riscaldamento [m^3 e GWh/anno]
- Stima consumi carburanti liquidi (benzina e diesel) per parco veicolare circolante [GWh/anno]
- Stima consumi cherosene e carburanti per navigazione e aviazione [GWh/anno]

Fonti dei dati

- Ufficio federale delle dogane
- Statistica dei veicoli stradali, Ufficio federale di statistica, Neuchâtel
- Sezione della circolazione Cantone Ticino

Copertura territoriale dei dati	Aggregazione spaziale dei dati
Intero territorio cantonale	Cantone
Copertura temporale	**Frequenza di rilevamento**
–	Annuale

Responsabilità

(Dipende dagli strumenti proposti nell'ambito dei piani d'azione inter-settoriali)

Collegamenti con altre schede

P.10 Gas natwurale
C.1 Climatizzazione edifici abitativi (riscaldamento e raffreddamento)
C.2 Commercio e servizi
C.4 Processi produttivi
C.6 Mobilità

D. Distribuzione di energia

D.1 Distribuzione – rete elettrica

D.2 Distribuzione – rete gas

D.3 Teleriscaldamento

D.1 Distribuzione – rete elettrica

Situazione attuale rete ad altissima e alta tensione

Sviluppo sul periodo 1960–2009

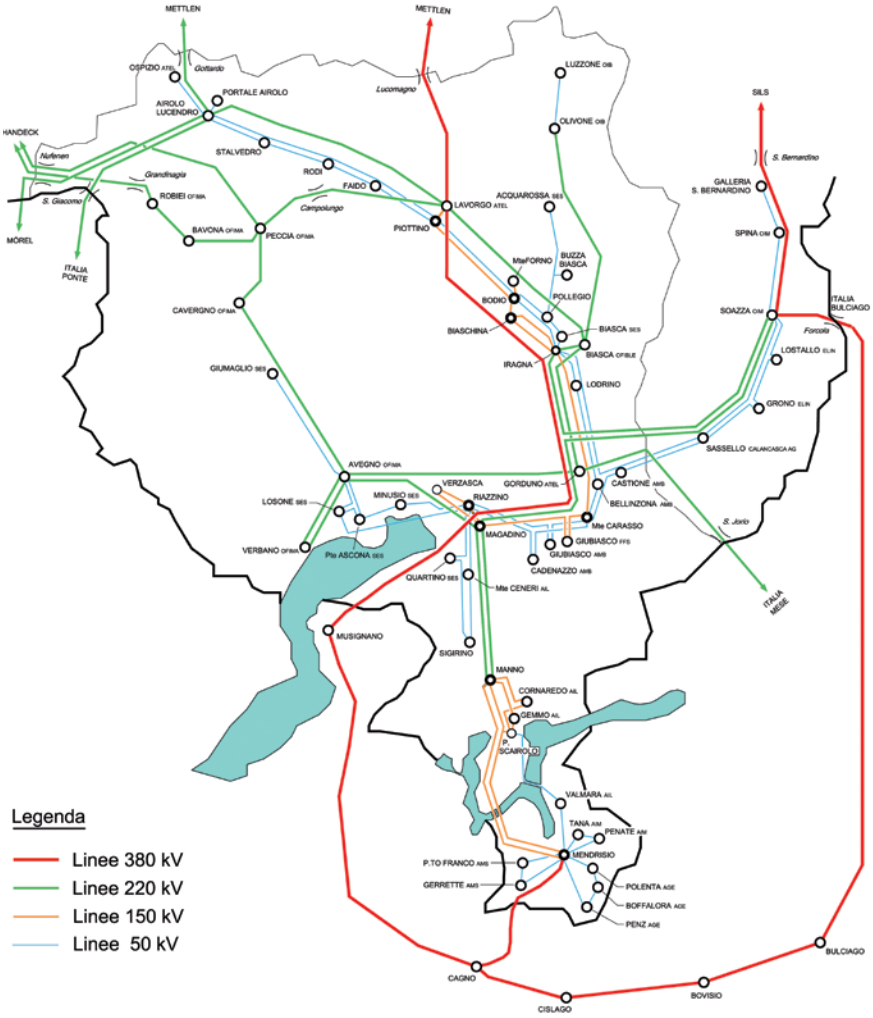
La rete ad alta tensione in Ticino è stata sviluppata sulla base di un concetto tecnico degli anni '60 per il trasporto dell'energia prodotta dalle centrali idroelettriche.

Negli anni successivi, a causa dello sviluppo di nuove zone industriali la rete è stata ampliata per creare nuovi punti di connessione, quali ad esempio, Faido ATG, Quartino, Sigirino, Losone, Scairolo, Cornaredo ecc.

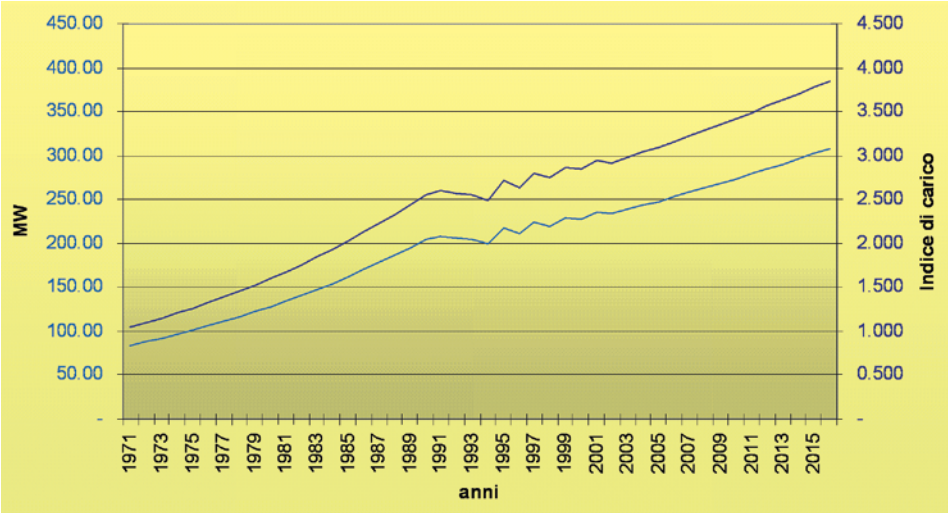
Concettualmente il dimensionamento degli impianti ticinesi a livello 380/220 kV e 150 kV è ancora basato sul fabbisogno di trasporto delle produzione delle centrali idroelettriche ticinesi verso il nord delle Alpi e verso l'Italia. Negli anni lo scambio di energia fra Svizzera e Italia tramite il Ticino è cresciuto in modo esponenziale. La sostituzione delle apparecchiature elettriche nelle sottostazioni a fine vita tecnica di OFIMA / OFIBLE e AET ha permesso durante gli anni 2000 di eliminare tutti i colli di bottiglia dalla rete Ticino in modo da poter disporre di tutta la capacità nominale di trasporto sugli elettrodotti a 380/ 220 / 150 kV.

Il Ticino ha quindi adeguato la rete alle nuove direttive emanate da Berna e da Swissgrid dopo il blackout in Italia del 2003. Non esistono praticamente più riserve per aumentare la capacità di trasporto se non costruendo nuovi elettrodotti, oppure aumentando la tensione degli elettrodotti esistenti laddove possibile.

Rete Ticino
380/220/150/50 kV
Situazione generale
Fonte: AET



Carico Sottoceneri
1971–2016



Nel 2008 è stato portato a termine un importante investimento nella parte sud della rete Ticino, per aumentare la sicurezza di esercizio in n-1[1] della rete di approvvigionamento locale, realizzando la costruzione del collegamento di tipo «Merchant Line» tra Mendrisio e Cagno (in Italia). Si tratta di una rete di connessione internazionale, in corrente alternata ad alta tensione (380 kV), con una potenza nominale di 400 MVA. I cavi elettrici sono completamente interrati per tutti i 9 chilometri di lunghezza del percorso su territorio svizzero. A Mendrisio è stata inoltre realizzata una nuova sottostazione, da 400 MVA che permette una regolazione del flusso da e verso l'Italia in modo moderno ed efficiente. Grazie a quest'opera è stata aumentata in modo determinante la sicurezza dell'approvvigionamento di energia elettrica nella regione del Mendrisiotto e del Sottoceneri, e si è ottenuto nel contempo un accesso diretto al mercato italiano. Ciò permette in caso di necessità di alimentare dal Nord Italia praticamente tutto il Ticino, disaccoppiandolo (specialmente in inverno e di notte) dalle importazioni in arrivo dalla Germania e dalla Francia.

Consumo attuale sulla rete Ticino

Sulla rete ticinese attuale, durante l'anno 2009 si è raggiunta una **punta** massima di erogazione di **480 MW** (20 gennaio 2009).

1 SWISSGRID-Criterio di sicurezza (n-1): Principio la cui osservanza garantisce il funzionamento sicuro della rete anche in caso di guasto di un qualsiasi altro elemento del sistema (anche se si tratta di una centrale).

Situazione attuale rete a media e bassa tensione

Salvo alcune eccezioni, la rete a media tensione in Ticino è a 16 kV mentre la bassa tensione è a 0.4 kV. Queste reti si estendono in zone urbane, dove le linee sono prevalentemente in cavo interrato con collegamento ad anello, in zone rurali e nelle valli di montagna, dove invece le linee sono principalmente aeree e collegate ad antenna. Oltre al problema dell'impatto visivo, nelle zone rurali e delle valli vi è quindi un rischio maggiore di interruzioni di corrente.

La gestione a livello regionale è affidata alle aziende elettriche locali, mentre all'Azienda Elettrica Ticinese spetta la gestione di un comprensorio speciale che, in base alla legge di applicazione della legge sull'approvvigionamento elettrico (LA-LAEl) approvata il 30 novembre 2009, si estende a livello sovra regionale, alle opere e ai cantieri propri del Cantone, agli impianti delle strade nazionali (ASTRA) come pure ad importanti opere federali.

Perdite sulla rete di distribuzione ticinese

Attualmente si calcola sulla rete ticinese di trasporto e distribuzione di energia (NE1 – NE7) ca. il 5% di perdite riconducibili alla vetustà di gran parte delle linee aeree e delle cabine di trasformazione.

A fronte di un consumo attuale ticinese di circa 3'300 GWh, le perdite di rete rappresentano circa 160 GWh, quindi oltre la produzione annua della centrale Ritom; di tale quantità, 120 GWh circa rappresentano le perdite dei livelli media e bassa tensione (fonte: aziende di distribuzione dell'elettricità).

Esistono comunque divari importanti fra regioni a seguito di differenze tecniche e di concetti di rete diversi.

Il nuovo quadro legislativo federale (LAEl) e cantonale (LA-LAEl)

Il 1° gennaio 2008 è entrata in vigore la legge sull'approvvigionamento elettrico (LAEl), che ha dato avvio all'apertura del mercato svizzero dell'energia elettrica, prevista in due fasi. Dall'inizio del 2009, i grandi consumatori con un consumo annuo di almeno 100'000 chilowattora possono scegliere liberamente il proprio fornitore. Gli obiettivi dichiarati della liberalizzazione sono la creazione di un sistema di approvvigionamento elettrico orientato al mercato, sicuro e con prezzi trasparenti. La rete ad alta tensione (220/380 kV) oggi viene pertanto gestita da una società nazionale di rete, Swissgrid, fondata dalle grandi compagnie elettriche regionali. Entro cinque anni dall'entrata in vigore della legge, la proprietà delle reti ad alta tensione dovrà anch'essa passare a questa società di rete.

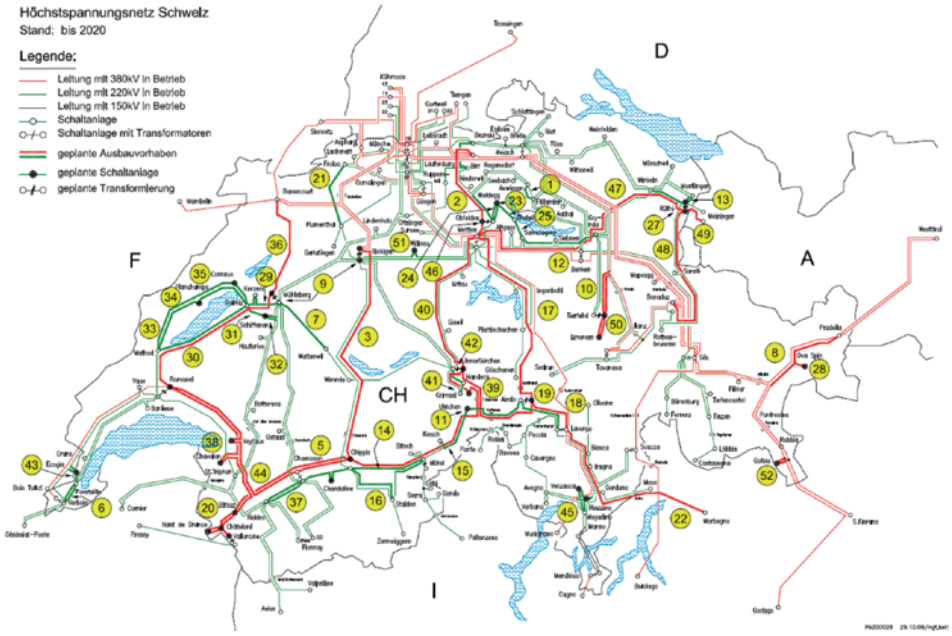
La legge federale demanda in particolare ai Cantoni il compito di definire i comprensori dei gestori di reti elettriche sul proprio territorio e di stabilire i provvedimenti per armonizzare eventuali divari sproporzionati dei tariffari sul territorio cantonale in ossequio all'art. 30 cpv. 1 e ai sensi degli art. 5 cpv. 1–4 e 14 cpv. 4, primo periodo LAEl.

Per rispondere a questa necessità è stato dapprima allestito un Decreto legislativo urgente di applicazione della LAEl (RL 9.1.7.3) per il 2009 ed in seguito il 30 novembre 2009 è stata approvata dal Gran Consiglio la Legge di applicazione della legge sull'approvvigionamento elettrico (LA-LAEl).

Visioni, scelte, obiettivi

Rete ad alta e altissima tensione ticinese

Considerati i futuri progetti di potenziamento della rete di trasmissione Svizzera inseriti nel PSE (Piano settoriale elettrodotti – Art. 13 LPT) e nel progetto AG VLS 2020[2], che viene annualmente aggiornato dal Consiglio Federale, nella rete Ticinese bisognerà investire per potenziare il collegamento Iragna-Magadino che attualmente è di 150 kV, a 220 kV. Il nodo di Riazzino dovrà essere potenziato e portato da 150 kV a 220 kV (PSE Nr.45) per aumentare la sicurezza della regione Locarnese.



Gestione razionale della rete sovra regionale Ticino (NE3, 150/50 kV)

Per quanto concerne lo sviluppo e la gestione della rete a livello sovra regionale/ Ticinese, la stessa verrà ottimizzata e coordinata a livello cantonale, da un Centro Tecnico di Competenza (articolo 3 della LA-LAEl), a cui parteciperanno i proprietari.
Attualmente i proprietari della rete NE3 in Ticino sono 8 aziende elettriche.
I vantaggi tecnici ed economici di avere una gestione coordinata di rete in Ticino saranno principalmente:

- Il miglioramento dell'efficienza, della sicurezza e della gestione della rete nei casi (n) e (n-1)
- L'ottimizzazione dei flussi di energia, delle perdite e dei campi magnetici (ORNI)
- L'ottimizzazione dei costi di investimento e di rinnovo degli impianti
- L'ottimizzazione dei costi di manutenzione e di esercizio
- L'allacciamento razionale alla rete di impianti di produzione e/o grandi consumatori (nuovi o rinnovati)

2 Arbeitsgruppe Leitungen und Versorgungssicherheit, i cui obiettivi sono:
1. Elaborazione dei fondamenti per una ottimale e strategica rete di trasmissione.
2. Definire i progetti di costruzione delle linee prioritarie nell'ottica della realizzazione di questa rete.
3. Elaborazione di proposte per il miglioramento della legislazione e per l'accelerazione dei processi di pianificazione e approvazione settoriale.

- Gestione unitaria NE3 nei rapporti con swissgrid e con i distributori di livello di tensione inferiore
- Cooperazione e sinergie verso i gestori cantonali confinanti svizzeri (Vallese, Uri, Grigioni) e verso i gestori Insubrici.

I vantaggi per il cantone e i consumatori ticinesi con una gestione coordinata:

- Facilita il riordino territoriale degli elettrodotti e delle sottostazioni esistenti
- Semplifica la pianificazione dei futuri elettrodotti (piano settoriale elettrodotti ad alta tensione a livello cantonale)
- Armonizza le tariffe per l'uso della rete secondo le modalità definite dall'articolo 9 e seguenti della nuova Legge di applicazione della LAEl
- Riduce i costi per l'uso della rete a carico del consumatore finale ticinese.

Compiti futuri della rete ad alta ed altissima tensione

Le reti ad alta (150/ 50 kV) e altissima tensione (380 /220 kV) devono permettere di trasportare in sicurezza e in ogni momento (anche in n-1) la produzione e il consumo del Ticino, secondo i parametri di qualità definiti da ElCom e Swissgrid. Si tratta pertanto di aggiornare e creare le premesse affinché tutte le iniziative che andranno ad aumentare la produzione in Ticino possano essere realizzate, tenendo conto dei vari vincoli ambientali, paesaggistici e di rispetto delle norme tecniche (ORNI, LPAmb, OIF, ESTI…) e prevedendo di ottimizzare sul territorio i tracciati delle linee in corridoi tecnici predefiniti.

Compiti futuri della rete a media e bassa tensione

- Rinnovo della rete MT / BT, soprattutto nelle zone rurali e nelle valli, valutando sempre il rapporto investimento/beneficio (nel senso di diminuzione delle perdite) e l'aumento di sicurezza di rete in (n-1).
- Interramento delle linee di distribuzione BT nei nuclei
- Sicurezza d'approvvigionamento: definire la qualità richiesta ed eventualmente se questa sicurezza deve essere omogenea o dare la possibilità di scelta in base alla tipologia di consumatore. P.es. alta affidabilità per zone sensibili (servizi primari, grosse industrie, ecc. e affidabilità minore in zone residenziali, ecc.).
- Verifica delle capacità di rete in caso di grosso sviluppo di produzioni decentralizzate.

Perdite della rete

Lo sviluppo tecnico, la costruzione di trasformatori di nuova generazione, la messa in cavo di linee aeree, rispettivamente l'aumento della tensione su alcune linee (ad es. collegamento Iragna – Magadino) e la realizzazione di nuovi punti di iniezione sulla rete permetteranno di ridurre in modo anche importante le perdite di rete (che come noto sono proporzionali al quadrato della corrente).
Si ritiene realistico un obiettivo di riduzione delle perdite in rete (livelli NE1 – NE7) che consenta di passare dall'attuale 5% del consumo complessivo di elettricità (valore attuale) al 3% del consumo complessivo di elettricità.

Paesaggio e emissioni

Si rileva infine che le linee aeree rappresentano un carico ambientale e paesaggistico non indifferente e possono collidere con importanti interessi turistici, residenziali e artigianali. Il rilievo montagnoso del Ticino molte volte ha richiesto lo spostamento e lo sviluppo delle linee aeree sui fondovalle ampliando in questo modo le situazioni di conflitto nei confronti degli insediamenti più popolosi, delle vie di comunicazione, dell'attività agricola, dello svago di prossimità ecc.

Proprio sui fondi valle è auspicabile che si cerchi di raggruppare gli elettrodotti allineandoli lungo le vie di comunicazione, riducendo o ottimizzando gli impatti sul paesaggio e sull'uso delle superfici pianeggianti. Il Cantone Ticino ha chiesto all'autorità federale che questo principio sia applicato nel Piano settoriale

degli elettrodotti (PSE). La revisione di questo strumento federale rappresenta il momento ideale per ampliare le valutazioni agli elettrodotti esistenti, permettendo in questo modo di affrontare e risolvere i casi più gravi mediante uno spostamento su linea aerea o una messa in cavo delle linee in conflitto con importanti esigenze di pubblico interesse.

Strumenti (misure e progetti)

Ai sensi dell'art. 3 della Legge cantonale Legge cantonale di applicazione della legge federale sull'approvvigionamento elettrico del 23 marzo 2007 (LA-LAEl del 30 novembre 2009) il Consiglio di Stato in collaborazione con gli operatori ticinesi attivi nella gestione delle reti elettriche sul territorio cantonale costituirà un Centro Tecnico di Competenza (CTC). Il CTC avrà lo scopo di disciplinare i contatti con Swissgrid e altri enti interessati nella gestione delle reti elettriche. In particolare esso dovrà garantire l'efficienza e la sicurezza della rete, l'ottimizzazione dei flussi di energia, delle perdite e dei campi magnetici; e permetterà inoltre di coordinare un allacciamento razionale alla rete di nuovi impianti di produzione o nuovi grandi consumatori.

Esso è responsabile dell'attuazione degli strumenti relativi alla gestione della rete.

Rete ad alta ed altissima tensione

Il passaggio graduale delle reti 380/220 kV a Swissgrid permetterà al Cantone di trattare con un partner unico e di coordinare il tutto con le reti ad alta tensione regionali (150/50 kV) e con le reti ferroviarie ad alta tensione (132/66 kV) in un'ottica di riordino territoriale a favore di un uso razionale del territorio.

Rete ad alta tensione FFS

Le FFS, nell'ambito della messa in esercizio della Galleria Ferroviaria di Alptransit prevista a tappe fra il 2017 e il 2020, intendono procedere al rafforzamento delle alimentazioni 132 kV ai nodi di Pollegio e Vezia, tramite la realizzazione di un nuovo elettrodotto 132 kV Airolo – Pollegio – Vezia di ca. 80 km.

Il Cantone si è già espresso, segnalando alle FFS la necessità di combinare questo nuovo circuito con le linee esistenti di AET e Alpiq. Approfondite discussioni fra AET, FFS, Alpiq sono in corso in collaborazione con il Cantone, il BFE e il BAFU per la definizione del tracciato migliore.

Rete a media e bassa tensione

In modo analogo a quanto indicato per le reti ad altissima ed alta tensione il cantone dovrà favorire attività di riordino territoriale e di messa in cavo di linee aeree.

Sarà inoltre determinante l'impostazione della legislazione federale e delle direttive ElCom. In effetti essendo trasporto e distribuzione monopoli naturali, è in atto un forte intervento regolatorio da parte federale, con lo scopo di diminuire i costi e aumentare l'efficienza.

Perdite

Procedere a una sostituzione anticipata degli impianti ormai quasi al termine di vita tecnica.

Adattamento capacità reti

Verifica ed eventualmente adattamento della capacità delle reti, in particolare MT e BT per permettere la realizzazione e l'allacciamento alla rete di nuove produzioni.

Varianti d'azione

Obiettivi: perdite di rete pari al 3% del consumo di energia elettrica			
	Variante 0 (BAU)	**Variante A**	**Variante B**
1. Potenziamento e rinnovi rete ad altissima e alta tensione	X (100 mio CHF)	X (200 mio CHF)	X (300 mio CHF)
2. Rinnovo reti a media tensione		X	X
3. Rinnovo reti a bassa tensione			X
4. Verifica e adattamento capacità di carico rete media e bassa tensione			X
Raggiungimento dell'obiettivo	**(obiettivo non raggiunto)**	**25 anni**	**25 anni**
Stima consumo al 2035 [GWh]	**Perdite di rete: invariate in %**	**Perdite di rete: diminuzione dell'1% rispetto al valore attuale**	**Perdite di rete: diminuzione del 2% rispetto al valore attuale**
Stima consumo al 2050 [GWh]			

Effetti attesi

Obiettivi: perdite di rete pari al 3% del consumo di energia elettrica

	Variante 0 (BAU)	Variante A	Variante B
Consumo di energia	+	++	+++
Miglioramento efficienza e sicurezza	+	++	+++
Ottimizzazione costi investimenti	+	++	+++
Riordino territoriale elettrodotti e sottostazioni	+	++	+++
Riduzione tariffe ai consumatori		+	+++
Costo per il Cantone	–	– –	– – –
Costo per l'economia privata	–	– –	– – –
Reddito generato sul territorio cantonale	+	++	+++
Creazione di occupazione	+	++	+++
Emissioni atmosferiche (radiazioni)	+	++	+++
Effetti sul paesaggio e sul territorio	+		
	Il riordino dei cavidotti e la posa in cavo (interramento) ridurrà notevolmente l'impatto paesaggistico e consentirà un più razionale utilizzo del territorio.		
Effetti su ecosistemi e consumo di suolo	–		
	Impatti sul suolo e sottosuolo (posa in cavo interrato).		

D.1

Indicatori di monitoraggio

- Perdite sulla rete [GWh/anno]

Fonti dei dati

AET, aziende di distribuzione dell'elettricità, Swissgrid, banche dati ElCom

Responsabilità

L'Ufficio cantonale dell'energia è responsabile delle attività di monitoraggio, in base a statistiche ElCom ed ai dati forniti dal CTC rispettivamente dai gestori delle reti di distribuzione (art. 10 LA-LAEl).

Collegamenti con altre schede

P.1 Idroelettrico
P.2 Eolico
P.3 Fotovoltaico
P.4 Copertura fabbisogno elettrico e commercio

D.2 Distribuzione – rete del gas

Situazione attuale (2008)

Il gas naturale è stato introdotto nel Cantone Ticino nella seconda metà degli anni Ottanta del ventesimo secolo, con la realizzazione del gasdotto Bizzarone-Lugano da parte delle Aziende Industriali di Lugano (AIL).

Attualmente il gas viene interamente importato dall'Italia: l'AIL lo acquista dall'Italia e lo importa da Bizzarone, per poi rivenderlo alle aziende di distribuzione attive sul territorio cantonale.

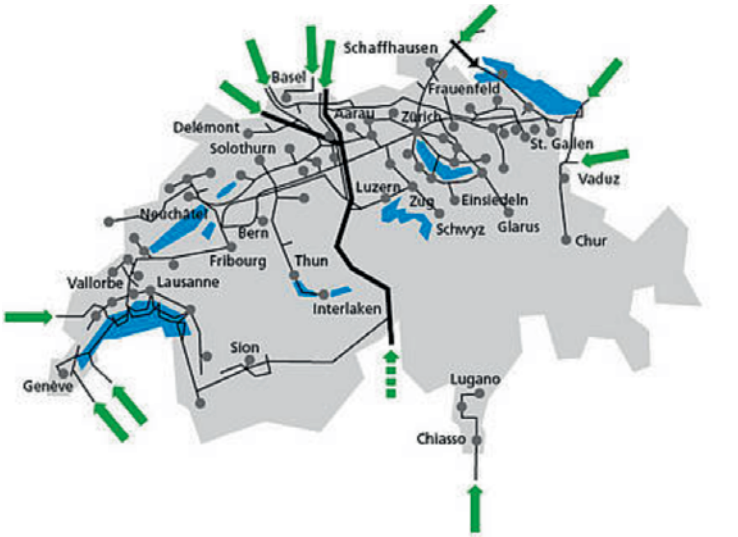
Il gas importato dall'Italia proviene dall'Olanda, dalla Russia, dall'Algeria e dalla Libia. AIL ha stipulato un contratto «all inclusive» con ENI, che comprende i costi dell'energia, della rete (SNAM Rete-Gas) e dello stoccaggio (da parte di STOGIT). A titolo di riferimento, il gasdotto proveniente dall'Olanda è lungo più di 850 km fino al confine italiano, quello proveniente dalla Russia è lungo quasi 800 km e quello algerino si estende per 2500 chilometri.

La rete delle AIL si articola in un asse principale di trasporto, nel quale il gas è mantenuto in pressione a 25 bar, dimensionato e concessionato in modo da supportare una pressione di 70 bar con una portata superiore a 100'000 m^3/ora, e diversi assi di penetrazione sul territorio, mantenuti in pressione a 5 o 1.5 bar. Questi assi servono direttamente alcuni grandi consumatori e alimentano la rete capillare di distribuzione alle utenze.

La distribuzione del gas naturale è oggi effettuata attraverso quattro aziende (oltre ad AIL, AGE Chiasso, AMS Stabio e AIM Mendrisio), che operano sui comprensori territoriali mostrati nella figura a fianco.

È prevista inoltre la distribuzione nel Comune di Ponte Tresa, tramite la ditta italiana Ascopiave, che potrebbe quindi nei prossimi anni diventare un nuovo attore nel mercato cantonale.

Rete Svizzera di approvvigionamento del gas naturale
Fonte: Associazione svizzera dell'industria del gas ASIG



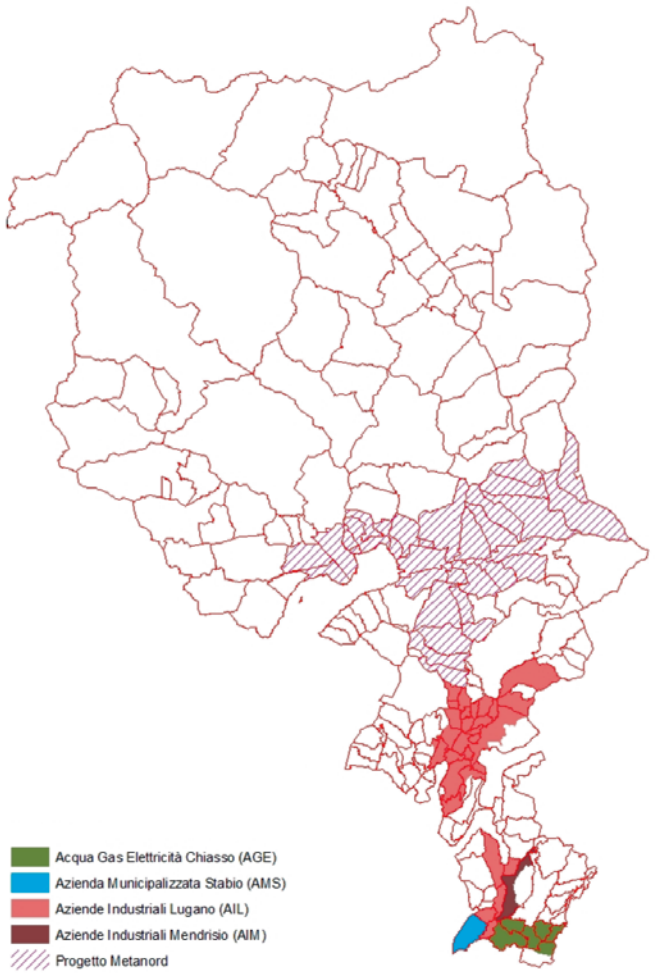
Gasdotto transeuropeo
Condotte di trasporto
Punti di ingresso
Punti di ingresso pianificati o possibili
Punti di ingresso nella rete locale
Distributori di gas naturale

Distributori locali di gas naturale	123
Comuni allacciati alla rete del gas naturale	884
Sviluppo della rete di condotte	16'591 km
– di cui rete di trasporto (> 5 bar)	2'220 km
– di cui rete di distribuzione (fino a 5 bar)	14'371 km

D.2

In molte nazioni la rete di distribuzione del gas si appoggia anche a serbatoi di stoccaggio di grandi dimensioni, che forniscono riserve sufficienti per interruzioni temporanee nella fornitura del gas. A questo scopo sono utilizzate caverne saline, miniere abbandonate, giacimenti esauriti di gas naturale e petrolio o acquiferi naturali, all'interno dei quali il gas viene iniettato in pressione, per essere prelevato al momento del bisogno. Ciò garantisce, seppure per un breve periodo, la continuità di fornitura anche nei periodi di crisi internazionale, eventi che in futuro si verificheranno con maggiore frequenza.

Finora in Svizzera non sono state trovate strutture naturali adeguate e lo stoccaggio viene effettuato attraverso serbatoi cilindrici interrati e serbatoi sferici, utilizzati principalmente per compensare le punte giornaliere. Il più grande deposito sotterraneo a serbatoi cilindrici d'Europa, caratterizzato da una capacità di 710'000 metri cubi a una pressione di 70 bar, si trova a Volketswil (ZH). Non esistono invece in Canton Ticino serbatoi di questo tipo; sono state avanzate ipotesi di utilizzo a tale scopo dell'area ex-Saceba, attualmente in fase di prima valutazione. L'approvvigionamento del Cantone è tuttavia garantito da serbatoi localizzati in Italia, dato che il contratto «all inclusive» stipulato da AIL con i suoi fornitori comprende anche lo stoccaggio su territorio italiano.



I comprensori delle aziende di distribuzione del gas attive sul territorio cantonale
Fonte: Elaborazione ISAAC su dati dell'Associazione svizzera dell'industria del gas ASIG

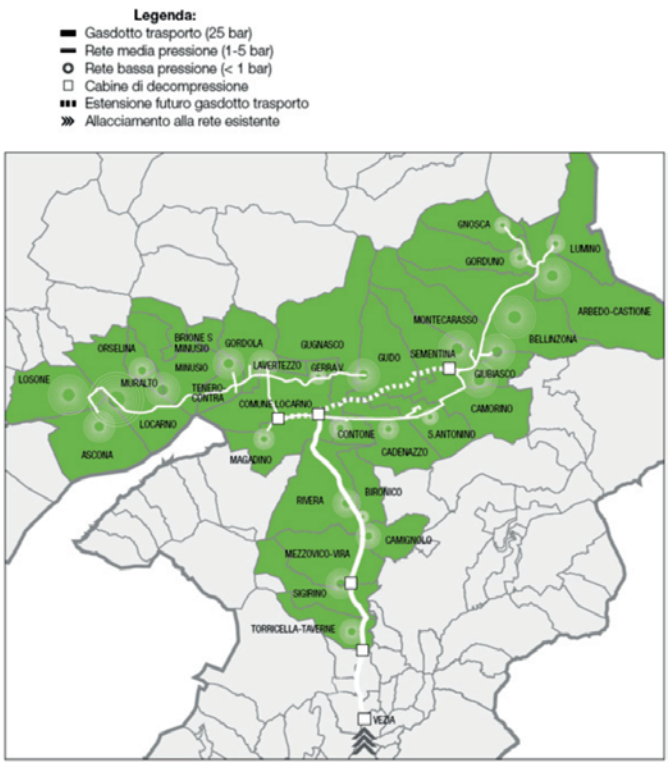
Un ulteriore punto da considerare è che la rete ticinese è in antenna[1] perché non è economicamente possibile collegare il gasdotto con il resto della rete svizzera.

Infine si segnala che l'Italia, come altri Paesi con una spiccata dipendenza per l'importazione di gas naturale, sta realizzando una rete di gassificatori con cui diversificare il proprio approvvigionamento: l'attuale tecnologia consente infatti di raffreddare e portare allo stato liquido il gas proveniente da giacimenti non collegati al gasdotto e di trasportarlo mediante navi metanifere, per poi rigassificarlo e immetterlo nella rete di trasporto e distribuzione a livello nazionale, una volta giunto a destinazione.

Potenziale

Le possibilità di sviluppo dell'utilizzo del gas sono vincolate all'estensione della rete di distribuzione, che è limitata al solo ambito territoriale del Sottoceneri. Sin dal 1997 è in discussione l'estensione della rete nel Sopraceneri (progetto della società Metanord SA). Dal 2002, AET e SES sono entrate a far parte della società Metanord: ora AET ha un ruolo prioritario assieme ad altri due azionisti (nel 2006 è stata autorizzata dal Gran Consiglio a garantire un impegno finanziario fino a 35 Mio CHF per coprire la propria quota di patrimonio azionario), SES detiene quote minoritarie. In anni recenti l'Ufficio Federale dell'Energia ha concesso a tale società l'autorizzazione alla costruzione del gasdotto ad alta pressione da Vezia al piano di Magadino.

Estensione territoriale della rete prevista dal progetto Metanord
Fonte: progetto metanord
www.metanord.ch



1 Tratto della rete di distribuzione costituito da tubazioni che giungono ad un punto terminale della rete non raggiungibile mediante altre tubazioni. È generalmente servita da un unico gruppo di riduzione finale.

Il progetto prevede la realizzazione di una condotta di trasporto (gasdotto in alta pressione, 25 bar) per 16 km, da Vezia, lungo la valle del Vedeggio, il Monte Ceneri e la piana di Magadino, fino a Quartino-Luserte. Tale operazione ha un costo non inferiore ai 30 milioni di franchi.

Le autorizzazioni federali ottenute dalla società Metanord consentirebbero inoltre lo sviluppo del gasdotto principale fino a Giubiasco e Cadepezzo, per ulteriori 10 km circa. Tale sviluppo consentirebbe di portare il gas naturale nelle regioni della Riviera, della Mesolcina e verso Brissago, tuttavia non è al momento in discussione a livello cantonale.

Il progetto prevede infine la realizzazione di una rete per la distribuzione capillare alle utenze nei vari comuni: la rete dovrà avere una estensione di circa 320 km, coinvolgendo 32 comuni, per un costo atteso di 130 milioni di franchi. Si tenga presente che una alternativa alla capillare estensione della rete gas potrebbe essere la costruzione di una rete di teleriscaldamento alimentata anche a gas naturale (cfr. sezione Strumenti).

Il progetto Metanord dovrebbe essere realizzato nell'arco di 5 anni circa. Nel febbraio 2009 è iniziata la posa del gasdotto lungo la valle del Vedeggio. Al 31.12.2009 erano già stati posati complessivamente ca. 33 km di condotte (8.5 km nel Vedeggio, dove è pure cominciata l'erogazione ai clienti finali, 9.8 km nel Locarnese, 15.5 km nel Bellinzonese).

Il rilascio della concessione da parte dei Comuni, della durata di venti anni, prevede l'obbligo di realizzare la rete da parte di Metanord, senza canone di concessione (privativa), che renderebbe l'investimento troppo oneroso, con la possibilità di tenerne sotto controllo l'operato attraverso la comunicazione dei dati di bilancio e l'approvazione delle tariffe. Allo scadere dei venti anni, i comuni potranno riscattare la rete; in caso di fallimento della concessionaria Metanord non vi è tuttavia obbligo di acquisizione al valore reale né l'obbligo di riscatto. Diversi comuni hanno ad oggi attribuito la concessione alla società Metanord, molti altri tuttavia sono perplessi di fronte a tale progetto e alcuni hanno già deciso di non attribuire la concessione. Metanord è comunque intenzionata a realizzare il progetto, considerato il numero contenuto di Comuni che non intendono aderire al progetto.

Quando sarà ultimata la rete di distribuzione anche nel Sopraceneri, aumenteranno le opportunità di insediamento di centrali di cogenerazione a gas a ciclo combinato, accoppiate a reti di teleriscaldamento (cfr. scheda P.10 Gas naturale): diventeranno infatti interessanti gli ambiti industriali presso Bellinzona nord, Contone, S. Antonino.

In proposito si ritiene utile sottolineare come il progetto di realizzazione di una rete di teleriscaldamento asservita all'impianto di termovalorizzazione dei rifiuti di Giubiasco non si ponga in antitesi con il progetto di sviluppo della rete del gas: al contrario, potrebbe trattarsi di alleati, dal momento che la rete potrebbe essere alimentata col calore prodotto dai rifiuti e, per i periodi di punta in cui questo non fosse sufficiente, con il calore prodotto attraverso centrali a gas di cogenerazione. L'opportunità principale derivante dal portare il gas nel Sopraceneri deriva anzi proprio dalla possibilità di realizzare centrali di cogenerazione alimentate a gas, con cui alimentare una rete di teleriscaldamento. Dal punto di vista ambientale ed energetico infatti sarebbe preferibile l'opzione di estendere il gasdotto nel Sopraceneri e, invece di realizzare una rete di distribuzione capillare del gas, realizzare una rete di teleriscaldamento capillare. Questo approccio consentirebbe tra l'altro di attribuire al gas l'effettivo ruolo di «vettore energetico di transizione» proposto nella scheda P.10: la rete di teleriscaldamento potrebbe essere alimentata in parte con il calore prodotto dai rifiuti, in parte con il calore prodotto da centrali di cogenerazione alimentate a gas; in futuro, il contributo del gas potrebbe essere gradualmente ridotto, per lasciare spazio ad altre fonti rinnovabili (ad esempio, legna, geotermia di profondità o scarti termici da processi produt-

tivi), senza necessità di intervento sulle infrastrutture per il trasporto del calore. Infine, si sottolinea come lo sviluppo di una rete del gas nel Sopraceneri costituisca condizione minima necessaria per promuovere politiche di spostamento verso il gas dei consumi nel settore della mobilità, politiche che altrimenti risulterebbero fattibili nel solo Sottoceneri.

Visioni, scelte, obiettivi

Nella definizione di ipotesi di sviluppo ulteriore della rete, nonché degli obiettivi di intensificazione dell'uso di tale combustibile, occorre tenere conto dell'estensione mondiale delle riserve e delle stime di disponibilità della risorsa per il futuro. A tale scopo, si rimanda alle considerazioni effettuate nella scheda P.10, che esprime gli obiettivi più generali circa la diffusione e l'utilizzo del vettore gas, che deve essere visto come vettore energetico di transizione.

In relazione al dibattito politico attualmente in corso in Ticino circa lo sviluppo della rete di distribuzione del gas, si ritiene utile in questo caso proporre due visioni, alternative tra di loro. La scelta tra di esse deve essere effettuata in relazione agli effetti che essi producono, dipendenti dagli strumenti messi in atto per soddisfarle.

Visione 1	Visione 2
Favorire l'allacciamento delle utenze e lo sviluppo della rete di distribuzione del gas naturale, ritenuto un vettore energetico adeguato a coprire la fase di transizione verso l'utilizzo delle energie rinnovabili In particolare, favorire l'ampliamento della rete di media pressione fino al Sopraceneri e la contestuale realizzazione della rete di distribuzione in bassa pressione nel Sopraceneri, anche al fine di garantire il rifornimento di carburanti gassosi per autotrazione.	Favorire lo sviluppo della rete di trasporto del gas naturale, ritenuto un vettore energetico adeguato a coprire la fase di transizione verso l'utilizzo delle energie rinnovabili. Utilizzare il gas nell'ambito di centrali di cogenerazione, producendo così calore da distribuire tramite reti di teleriscaldamento. In questo contesto, favorire l'ampliamento della rete di trasporto fino al Sopraceneri (gasdotto in alta pressione), anche al fine di garantire il rifornimento di carburanti gassosi per autotrazione. Laddove è già esistente la rete di distribuzione, favorire l'allacciamento delle utenze.

Strumenti

1. Realizzazione della **rete di trasporto del gas (gasdotto in alta pressione)** definita nell'ambito dell'**intero progetto Metanord autorizzato a livello federale** (versione estesa, gasdotto di 25 km circa, fino a Giubiasco e Cadepezzo);
2. realizzazione di una **dorsale in media pressione (5 bar) che salga sino al Ceneri e scenda a Cadepezzo**, per la distribuzione capillare e il rifornimento dei punti di erogazione per gas da trazione;
3. **realizzazione della rete di distribuzione del gas prevista nel Sopraceneri dal progetto Metanord** (media e bassa pressione, rifornisce le utenze finali), coordinatamente ad eventuali reti di teleriscaldamento; la rete di distribuzione del gas deve essere studiata pure in funzione di stazioni di rifornimento di carburante gassoso;
4. **potenziamento della rete di distribuzione del gas nel Sottoceneri** (media e bassa pressione, rifornisce le utenze finali), coordinatamente ad eventuali reti di teleriscaldamento e alle esigenze di rifornimento di carburante gassoso;
5. **potenziamento della rete di trasporto del gas nel Sottoceneri (alta pressione) per consentire il trasporto nel Sopraceneri**;
6. avvio di studi di fattibilità per **individuare le aree più idonee alla realizzazione di centrali di cogenerazione a gas a ciclo combinato**, da effettuarsi attraverso valutazione e confronto di alternative per la localizzazione degli impianti, secondo processi decisionali multi-attore e multi-criterio. Nel breve-medio periodo, **tali centrali dovranno essere preferibilmente localizzate nel Sopraceneri o comunque dove non è disponibile una rete capillare di distribuzione del gas in modo da poter sfruttare il calore nell'ambito delle reti di teleriscaldamento**;
7. realizzazione di tre/quattro **centrali di cogenerazione di media potenza (fino a 20 MW)** collegate a una rete di **teleriscaldamento** per lo sfruttamento dell'energia termica prodotta (cfr. schede P.10 Gas naturale e P.5 Cogenerazione);
8. realizzazione di **centrali termiche a gas di piccole dimensioni** (non cogenerazione) collegate a reti **di teleriscaldamento**. Anche in questo caso, le **centrali termiche e le relative reti di riscaldamento dovranno essere preferibilmente localizzate nel sopraceneri o comunque in ambiti in cui non è disponibile una rete capillare di distribuzione del gas**.

Varianti d'azione

La variante 0 risponde alla visione 1, la variante B risponde alla visione 2 e la variante A costituisce una via di mezzo tra le due visioni.
Si noti che la realizzazione delle infrastrutture è condizione necessaria per la diffusione del gas naturale ma non costituisce anche condizione sufficiente: si riscontra infatti un ritardo tra la disponibilità dell'infrastruttura e la sostituzione dei vettori energetici tradizionalmente in uso. Pertanto, ferma restando la promozione del gas, mediante distribuzione capillare o teleriscaldamento, le stime di consumo del vettore energetico gas sono effettuate in relazione all'efficacia degli strumenti di promozione del gas avviati nei settori di consumo.

Obiettivi di riferimento per lo sviluppo del gas
(cfr. scheda P.10 Gas naturale): **1'317 GWh_{th}, di cui 160 da cogenerazione**
108 GWh_{el} da cogenerazione

	Visione 1: Rete di distribuzione del gas	**Visione intermedia tra 1 e 2**	**Visione 2: Rete di trasporto del gas e teleriscaldamento**
	Variante 0 (BAU)	**Variante A**	**Variante B**
1. Realizzazione rete del gas di media (5 bar) e bassa pressione (<1 bar) fino al Sopraceneri	X		
2. Dorsale in alta pressione (25 bar) fino a Cadepezzo e Giubiasco (utenze industriali)		X	X
3. Realizzazione di rete di distribuzione del gas nel Sopraceneri	X (capillare e erogatori per trazione)	X (finalizzata a servire i principali impianti produttivi)	X (finalizzata a servire le centrali di cogenerazione e teleriscaldamento e i principali impianti produttivi)
4. Potenziamento della rete di trasporto del gas nel Sottoceneri		X	X
5. Potenziamento della rete di distribuzione del gas nel Sottoceneri	X	X	X
6. Studi di fattibilità per la localizzazione di centrali di cogenerazione a ciclo combinato, con reti di teleriscaldamento			X
7. Realizzazione di quattro centrali di cogenerazione alimentate a gas con reti di teleriscaldamento			X[2]
8. Realizzazione di centrali termiche (non a cogenerazione) con reti di teleriscaldamento		X	X
Raggiungimento visione (realizzazione infrastruttura di distribuzione dell'energia)	**25 anni**	**35 anni**	**30 anni**

2 Ipotesi: entro il 2035 sono realizzate 3 centrali di potenza pari a 15 MW ciascuna (produzione di 81 GWhel/anno e di 120 GWhth/anno); entro il 2050 sono realizzate 4 centrali di potenza pari a 15 MW ciascuna (produzione di 108 GWhel/anno e di 160 GWhth/anno).

Effetti attesi

Obiettivi di riferimento per lo sviluppo del gas
(cfr. scheda P.10 Gas naturale): **1'317 GWh_{th}, di cui 160 da cogenerazione**
108 GWh_{el} da cogenerazione

	Visione 1: Rete di distribuzione del gas	**Visione intermedia tra 1 e 2**	**Visione 2: Rete di trasporto del gas e teleriscaldamento**
	Variante 0 (BAU)	**Variante A**	**Variante B**
Consumo di energia	Il piano d'azione non agisce sulla diminuzione dei consumi (non sono provvedimenti rivolti all'efficienza energetica).		
Percentuale di utilizzo di energie rinnovabili rispetto al fabbisogno	– – –	– – –	– – Per il futuro, possibilità di alimentare reti di telerisc. con vettori rinnovabili.
Emissioni di CO_2	++ Sostituzione degli impianti di riscaldamento e industriali alimentati a olio con impianti alimentati a gas; sostituzione di carburanti petroliferi con gas.	+ Come precedente ma non viene realizzata la rete di distribuzione per il riscaldamento degli edifici.	+++ Come precedente, con anche produzione centralizzata di elettricità e calore, che è più efficiente e produce minori emissioni. Inoltre possibilità per il futuro di alimentare le reti di teleriscaldamento con vettori rinnovabili.
Costo (per il Cantone)	– – Posa reti di teleriscaldamento più costosa di reti di distribuzione del gas.	–	– – –
Costo (per l'economia privata)			+ I contratti di teleriscaldamento possono essere anche più vantaggiosi per i privati, considerando anche i costi di manutenzione degli impianti indipendenti.
Reddito generato sul territorio cantonale	+++ La posa delle reti genera reddito per le imprese locali.	++ La posa delle reti genera reddito per le imprese locali.	+++ La posa delle reti genera reddito per le imprese locali.
Creazione di occupazione	+++ La posa delle reti genera occupazione per le imprese locali.	++ La posa delle reti genera occupazione per le imprese locali.	+++ La posa delle reti genera occupazione per le imprese locali.
Emissioni atmosferiche	++ Sostituzione degli impianti di riscaldamento e industriali alimentati a olio con impianti alimentati a gas; sostituzione di carburanti petroliferi con gas.	+ Come precedente ma non viene realizzata la rete di distribuzione per il riscaldamento degli edifici.	+++ Come precedente, con anche produzione centralizzata di elettricità e calore, che produce minori emissioni, a parità di vettore energetico utilizzato. Inoltre possibilità per il futuro di alimentare le reti di teleriscaldamento con vettori rinnovabili.
Effetti sul paesaggio			– – Rischio di compromissione del paesaggio per la realizzazione di centrali di cogenerazione – occorre attenta valutazione e confronto di alternative per la localizzazione degli impianti, con processi decisionali multi-attore e multi-criterio.
Effetti su ecosistemi e consumo di suolo	– Nessun effetto significativo, eccettuata la fase di cantiere.	– Nessun effetto significativo, eccettuata la fase di cantiere.	– – Fase di cantiere e centrali di cogenerazione.

D.2

Indicatori di monitoraggio

- Estensione della rete di trasporto del gas naturale in alta pressione (gasdotto, 25 bar) [km]
- Estensione della rete di distribuzione del gas naturale in media e bassa pressione [km]
- Estensione delle reti di teleriscaldamento [km]
- Numero di comuni allacciati alla rete di distribuzione del gas naturale [num]
- Numero di comuni in cui sono realizzate reti di teleriscaldamento [num]
- Percentuale della popolazione residente in comuni allacciati alla rete del gas, rispetto al totale della popolazione residente sul territorio cantonale [%]
- Percentuale della popolazione residente in comuni dotati di reti di teleriscaldamento, rispetto al totale della popolazione residente sul territorio cantonale [%]

Fonti dei dati

- Società Metanord
- Aziende di distribuzione del gas
- Aziende di distribuzione del calore (teleriscaldamento)

Copertura territoriale dei dati	Aggregazione spaziale dei dati
Intero ambito di diffusione del gas o del teleriscaldamento	–
Copertura temporale	**Frequenza di rilevamento**
–	Dati rilevati su base annuale

Responsabilità

La realizzazione della rete di trasporto del gas nel Sopraceneri è di responsabilità della società Metanord, così come delle eventuali reti di distribuzione del gas nei Comuni del Sopraceneri.

La realizzazione della rete di trasporto in alta pressione dipende dal potenziamento della rete nel Sottoceneri di responsabilità AIL.

La realizzazione delle reti di teleriscaldamento è di responsabilità delle aziende di distribuzione del gas o di società appositamente create, anche in partnership con AET.

La facilitazione della posa delle reti di teleriscaldamento avviene attraverso provvedimenti emanati dai comuni (cfr. scheda D.3 Teleriscaldamento).

Collegamenti ad altre schede

P.5 Cogenerazione
P.10 Gas naturale
D.3 Teleriscaldamento

D.3 Teleriscaldamento

Situazione attuale

Un sistema di teleriscaldamento è costituito da una rete di distribuzione del calore collegata ad una centrale termica al servizio di un determinato comparto urbano (residenziale, commerciale, ospedaliero ecc.).

La rete di distribuzione del calore è costituita da tubature di andata e ritorno termicamente isolate e interrate, attraverso le quali circola un fluido (generalmente acqua) che trasporta il calore dalla centrale termica all'utenza e da quest'ultima nuovamente alla centrale.

Il principale vantaggio del teleriscaldamento risiede nel fatto che non dipende da una singola fonte di energia né tantomeno da un unico vettore energetico: la rete può essere infatti alimentata da qualsiasi tipo di impianto, come per esempio termovalorizzatori di rifiuti solidi urbani, impianti geotermici di profondità, impianti a legna, impianti a gas naturale o impianti di recupero di scarti termici da processi produttivi.

La rete di teleriscaldamento di Coldrerio

Condotte della rete di teleriscaldamento di Faido

D.3

Particolarmente intelligente dal punto di vista energetico è accoppiare un impianto di cogenerazione, che produce elettricità e contemporaneamente calore, con una rete di teleriscaldamento che consenta la distribuzione del calore prodotto a utenze domestiche e produttive. È inoltre possibile realizzare reti di teleriscaldamento che sfruttano il calore a bassa temperatura di risulta da processi produttivi o il calore recuperabile dall'ambiente (in particolare, acque superficiali e sotterranee e sottosuolo), in combinazione con pompe di calore per l'innalzamento della temperatura ai livelli di esercizio necessari per le esigenze di riscaldamento delle abitazioni.

Gli ulteriori punti di forza dei sistemi di teleriscaldamento possono essere riassunti come segue:

- il sistema di distribuzione del calore mediante teleriscaldamento sostituisce i singoli impianti privati (caldaia, bollitore, serbatoi etc.), spesso non a norma o non gestiti in modo corretto, permettendo inoltre all'utente di evitare i costi di gestione, manutenzione e controllo del proprio impianto e di guadagnare spazio nel proprio edificio;
- le centrali termiche di grande potenza possono integrare, con costi sostenibili, i migliori sistemi di riduzione delle emissioni e sono caratterizzate da una maggiore efficienza di trasformazione dell'energia primaria contenuta nel combustibile;
- le centrali termiche permettono una gestione della distribuzione del calore centralizzata e ottimizzata;
- il gestore della rete di teleriscaldamento garantisce la fornitura di calore tramite contratto;
- l'utente può conoscere la quantità di energia effettivamente consumata (contatore).

Sul territorio cantonale sono attive 12 centrali di produzione del calore con rete di teleriscaldamento, tutte alimentate a legna. Questi impianti hanno una potenza complessiva di ca. 10 MW e riscaldano una SRE (superficie di riferimento energetico) pari a ca. 160'000 m^2 [fonte: Sezione Forestale del Cantone Ticino]. È inoltre attivo fin dal 1997 l'impianto presso il quartiere Morettina a Locarno, che, attraverso una centrale termica cogenerativa alimentata a gas propano liquido (GPL), alimenta una pompa di calore di elevata potenza, che produce il calore con cui a sua volta viene alimentata una rete di teleriscaldamento urbano. Nei mesi estivi la pompa di calore funziona a ciclo inverso, per il raffreddamento degli edifici allacciati alla rete.

Diversi degli impianti a legna hanno goduto dei contributi erogati dal 2002 dal Cantone Ticino, che ha finanziato la realizzazione di impianti a legna con rete di teleriscaldamento: sino ad oggi sono stati stanziati i seguenti quattro crediti quadro:

- il primo credito quadro è stato di 4.88 Mio CHF (Messaggi 5198 e 5339 del 2002), dei quali circa 4.5 milioni sono stati erogati per qualsiasi tipo di riscaldamento a legna, inclusi caminetti, e circa 350'000 CHF sono stati stanziati per la realizzazione di centrali termiche con reti di teleriscaldamento;
- il secondo credito quadro (Messaggio 5703 del 2005) di 1,2 Mio CHF è stato definito per impianti a legna con una potenza minima di 70 kW: circa 860'000 CHF sono stati investiti per impianti con rete di teleriscaldamento;
- il terzo credito quadro (Messaggio 5872 del 2007) di 5 Mio CHF è stato definito per impianti a legna con una potenza minima di 200 kW e con almeno tre edifici indipendentemente allacciati alla rete di teleriscaldamento collegata all'impianto;
- il più recente credito è stato stanziato nell'ambito delle misure di sostegno all'occupazione e all'economia per il periodo 2009–2011 (Messaggio 6200

del 2009), che ha messo a disposizione ulteriori 2 Mio CHF, sempre per impianti di teleriscaldamento a legna con potenza termica minima dell'impianto pari a 200 kW e almeno tre edifici indipendenti allacciati.

Le stesse misure anticrisi hanno inoltre previsto il finanziamento di una rete di teleriscaldamento nel Bellinzonese, sostenuta con il calore prodotto dall'impianto cantonale di termovalorizzazione dei rifiuti di Giubiasco. La rete, che sarà alimentata con una potenza termica di 27 MW e ha un costo d'investimento previsto di 46.7 Mio CHF, permetterà di coprire un fabbisogno di calore di 43 GWh/anno e potrà servire fino a 4'000 utenze (abitazioni, industrie, serre agricole e edifici pubblici). È inoltre in fase avanzata il progetto il recupero del calore delle acque di galleria del cantiere AlpTransit presso Bodio, che verranno convogliate in un collettore ad anello, con il quale saranno alimentate pompe di calore per il riscaldamento di più di 150 abitazioni.

Infine, si segnala il progetto di recupero del calore del nuovo Centro svizzero di calcolo scientifico (CSCS) che sarà realizzato a Lugano Cornaredo: è all'esame la possibilità di recuperare il calore in eccesso prodotto dalla strumentazione di calcolo e di renderlo disponibile a diverse utenze amministrative e residenziali, che potrebbero sfruttarlo in combinazione con pompe di calore.

Potenziale

Il teleriscaldamento è un sistema di distribuzione particolarmente idoneo se sussistono una o più delle seguenti condizioni:

- si è in presenza di un'alta densità di consumo, quindi di comparti urbani densamente edificati;
- vi sono grandi consumatori con un'esigenza di energia continua lungo tutto l'arco dell'anno (impianti produttivi);
- è possibile sfruttare energia a basso costo (calore residuo o calore ambiente).

I comparti urbani ad elevata densità abitativa sono particolarmente interessanti perché consentono di contenere il più possibile le perdite di calore lungo l'estensione della rete; all'aumentare della densità del comparto, tuttavia, l'intervento in ambiti già esistenti può risultare più difficoltoso e comportare maggiori costi di allestimento della rete.

Ad oggi non esiste una mappatura puntuale delle aree più idonee ad ospitare reti di teleriscaldamento, sebbene a priori tutti gli ambiti del territorio cantonale si prestino allo sviluppo delle reti. Quali zone particolarmente idonee ad un sistema di distribuzione del calore di questo tipo possono in particolare essere presi in considerazione i **nuovi quartieri** previsti dai piani regolatori e i **nuclei storici**. I primi sono particolarmente adatti poiché la rete di teleriscaldamento può essere inserita sin dall'inizio nel concetto di pianificazione, i secondi perché densamente edificati e spesso riscaldati con l'elettricità: il ricorso a reti di teleriscaldamento consentirebbe la sostituzione di tali sistemi, altamente inefficienti, in ambiti che si caratterizzano per la difficoltàdi intervenire sull'efficienza energetica, sia sull'impianto che sull'involucro dell'edificio (pompe di calore rumorose, vincoli all'installazione di impianti solari, impossibilità o divieto di realizzare un isolamento interno o esterno degli edifici ecc.). Inoltre, l'introduzione di reti di teleriscaldamento nei nuclei consentirebbe di abbattere importanti immissioni inquinanti causate da camini non sufficientemente alti.

L'opportunità di intervento deve essere comunque valutata di volta in volta attraverso specifici studi di fattibilità, in particolare per quei nuclei storici in cui la pavimentazione stradale (selciato, ciottolato o simili) rende difficoltosa la posa delle tubature, aumentando in modo significativo i costi d'investimento per la posa della rete.

Estremamente interessanti per il teleriscaldamento sono inoltre i comparti industriali in cui, nell'arco di pochi ettari, sono concentrate aziende produttive che, per i propri processi produttivi, hanno una richiesta costante di calore nel corso dell'anno. Ciò è particolarmente interessante per gli impianti di cogenerazione, poiché consente di non sprecare il calore che in estate non sarebbe utilizzato per riscaldamento.

Le prospettive di sviluppo delle reti di teleriscaldamento sono inoltre molto interessanti nel sopraceneri e in tutti i territori in cui non è ancora disponibile una rete capillare di distribuzione del gas: in tali ambiti il teleriscaldamento potrebbe diventare parte integrante dell'urbanizzazione del territorio. Più difficile è invece prospettare lo sviluppo del teleriscaldamento negli ambiti in cui la rete di distribuzione del gas è da tempo sviluppata e articolata. Sebbene infatti il gas possa essere ottimamente utilizzato quale vettore con cui alimentare le reti di teleriscaldamento, almeno per i prossimi venti anni non è pensabile di porre in concorrenza le esistenti reti di distribuzione capillare del gas con nuove reti di teleriscaldamento.

Visioni, scelte, obiettivi

Le reti di teleriscaldamento devono diventare parte integrante dell'urbanizzazione al livello di pianificazione locale (piani regolatori)

Circa 490 GWh di energia termica per il riscaldamento delle abitazioni, degli edifici amministrativi e commerciali e per processi produttivi sono forniti mediante reti di teleriscaldamento. Almeno 1/3 di tale quantità di energia termica proviene da fonti rinnovabili o calore residuo.

Tenendo conto della disponibilità di calore prodotto da impianti di cogenerazione (cfr. scheda P.5), l'obiettivo può tradursi nella configurazione che segue:

	Produzione energia termica da impianti di cogenerazione [GWh_{th}]	Produzione energia termica da centrali termiche [GW_{th}]	Totale energia termica da distribuire mediante teleriscaldamento [GWh_{th}]
Rifiuti	43	–	43
Scarti termici	–	2	2
Biomassa – Legna	70	60	130
Biogas	5	–	5
Geotermia di profondità	80	–	80
Gas naturale	160 (80 per abitazioni + 80 per processi produttivi)	70 (per abitazioni)	230 (150 per abitazioni + 80 per processi produttivi)
Totale	**348**	**122**	**490**

In aggiunta a quanto previsto per la cogenerazione, si prevede dunque la realizzazione di reti di teleriscaldamento, con relative centrali termiche, sia per il vettore energetico legna (60 GWh), sia per il vettore energetico gas naturale (70 GWh).

Si sottolinea tuttavia come la possibilità di sviluppare reti di teleriscaldamento alimentate a gas si riferisca a un periodo di transizione: nel lungo periodo, le reti di teleriscaldamento dovranno essere alimentate a fonti di energia rinnovabile (cfr. scheda P.10 Gas), in particolare mediante legna, recupero di calore da processi (ad esempio, termovalorizzatore rifiuti). È inoltre ipotizzabile lo sviluppo di reti di teleriscaldamento che sfruttano l'apporto di calore a bassa temperatura (scarti termici da processi produttivi, acque superficiali, acque sotterranee, calore geotermico), in combinazione con pompe di calore.

Strumenti

Il raggiungimento degli obiettivi è fortemente legato agli strumenti messi in atto per il settore «Cogenerazione»: gli strumenti qui proposti devono essere intesi come complementari a quelli proposti nella scheda di settore P.5 Cogenerazione.

1. Realizzazione di una **mappatura del territorio cantonale** per identificare le aree adatte alla realizzazione di reti di teleriscaldamento dal punto di vista della domanda di calore per riscaldamento e processi produttivi e della densità edilizia e le aziende, le industrie e gli impianti esistenti dai quali eventualmente attingere calore residuo. Tale mappatura evidenzierà in particolare gli ambiti in cui domanda e offerta di calore meglio si incontrano, ambiti privilegiati per l'installazione di reti di teleriscaldamento e/o impianti di cogenerazione, e consentirà di definire il **potenziale di realizzazione di reti di teleriscaldamento** sul territorio cantonale.
2. La distribuzione di calore deve divenire parte integrante dell'urbanizzazione: occorre pertanto elaborare indicazioni per i comuni per **l'inserimento nei PR**, in funzione della densità di consumo, della possibilità di sfruttamento di fonti di energia rinnovabile o di scarti di calore (pianificazione delle centrali termiche e della rete di teleriscaldamento ad esse connessa). A questo scopo il Cantone elabora **linee guida** e **regolamenti** concernenti la posa delle reti di teleriscaldamento (da favorire ogniqualvolta si effettuano lavori di scavo) e la coordinazione di reti che toccano il territorio di più Comuni, nonché misure normative per facilitare l'allacciamento dei potenziali utenti, laddove la rete è esistente (ad esempio, obbligo di predisposizione all'allacciamento per tutti i nuovi edifici realizzati in un raggio di 1'000 metri dalla rete di teleriscaldamento, purché essa sia parte dell'urbanizzazione e il costo di allacciamento sia concorrenziale con altre forme di approvvigionamento energetico). Per i **nuclei esistenti** e i nuovi quartieri, tali norme introducono **l'obbligo per i Comuni di realizzare studi di fattibilità concernenti la realizzazione di reti di teleriscaldamento** per la distribuzione del calore.
3. Il Cantone elabora un **programma di incentivi** cantonale in favore dei **Comuni**, per la realizzazione di studi di fattibilità per introdurre il teleriscaldamento sul loro territorio, con priorità per progetti di recupero del calore residuo di bassa temperatura. A questo scopo, mette a disposizione **1 Mio CHF complessivamente per un periodo di 5 anni**;
4. Il Cantone eroga **prestiti a interesse zero o interesse agevolato a vantaggio dei gestori delle reti di teleriscaldamento**, in modo da supportare la realizzazione di una prima struttura portante della rete. A questo scopo,

mette a disposizione **40 Mio CHF, su un periodo di 20 anni, da restituirsi entro 20 anni**;

5. Il Cantone eroga contributi per **coprire parte dei costi di realizzazione della rete di teleriscaldamento** collegata all'impianto di termovalorizzazione ICTR di Giubiasco, stimati complessivamente in circa 47 mio CHF, di cui 10 mio a carico del Cantone;
6. Il Cantone eroga contributi (**sussidi a fondo perso**) per favorire la diffusione del **teleriscaldamento a legna** (impianti di potenza superiore a 200 kW con almeno tre edifici indipendenti allacciati). A tale scopo, mette a disposizione risorse finanziarie di entità compresa tra **1.4 Mio CHF/anno (approccio conservativo) per 15 anni e 2.5 Mio CHF/anno** (intervento più ambizioso) per 10 anni (cfr. scheda «P.7 Biomassa - Legname d'energia»).
7. Il Cantone concede **proroghe** ai proprietari di impianti di combustione per i quali è stato emanato un **ordine di risanamento secondo il ROIAt**, nel caso in cui sottoscrivano un **impegno ad allacciarsi a una rete di teleriscaldamento in fase di progettazione/realizzazione.**

Varianti d'azione

Obiettivo: 490 GWh/anno

	Variante 0 (BAU)	Variante A	Variante B
1. Mappatura		X	X
2. Linee guida e regolamenti per i Comuni		X	X
3. Incentivi per i Comuni per studi di fattibilità		X (1 Mio CHF)	X (1 Mio CHF)
4. Prestiti a tasso agevolato per i gestori di rete			X (40 Mio CHF)
5. Contributi a fondo perso per rete ICTR	X (10 Mio CHF)	X (10 Mio CHF)	X (10 Mio CHF)
6. Sussidi per impianti di teleriscaldamento a legna di potenza > 200 kW	X (1.4 Mio CHF/anno)	X (2.5 Mio CHF/anno)	X (2.5 Mio CHF/anno)
7. Proroghe per risanamento impianti combustione	X	X	X
Raggiungimento dell'obiettivo	**50 anni**	**30 anni**	**25 anni**
Stima fabbisogno termico soddisfatto con teleriscaldamento 2035 [GWh]	**255**	**412**	**450**
Stima fabbisogno termico soddisfatto con teleriscaldamento 2035 [GWh]	**396**	**548[1]**	**559[1]**

2 Una volta raggiunto l'obiettivo (2040 per Variante A e 2035 per Variante B), si è ipotizzato che la diffusione del teleriscaldamento cresca con un ritmo pari alla metà di quello registrato sul periodo 2010–2035.

Effetti attesi

Obiettivo: 490 GWh/anno

	Variante 0 (BAU)	Variante A	Variante B
Consumo di energia	Le varianti d'azione non agiscono sulla diminuzione dei consumi (non sono provvedimenti rivolti all'efficienza energetica).		
Utilizzo di energie rinnovabili rispetto al fabbisogno	Dipende dalle fonti con cui le reti di teleriscaldamento saranno alimentate.		
Emissioni di CO_2	++	+	+++
Costo (per il Cantone)	– 31 Mio CHF	– – 36 Mio CHF	– – – 76 (di cui 40 Mio sono prestito da restituire entro 10 anni) Costo (per l'economia privata).
Costo (per l'economia privata)	–	– – –	– –
Reddito generato sul territorio cantonale	+	++	+++
Creazione di occupazione	+	++	+++
Emissioni atmosferiche	+	++	+++
Effetti sul paesaggio	Il piano d'azione non avrà effetti significativi sul paesaggio, poiché le reti saranno posate nel sottosuolo; le centrali potranno produrre intrusione paesaggistica, tuttavia di entità contenuta, poiché potranno essere almeno parzialmente interrate.		
Effetti su ecosistemi e consumo di suolo	Il piano d'azione agirà sulle aree urbanizzate, quindi non avrà effetto significativo sugli ecosistemi. In generale, l'effetto è comparabile con quello prodotto dalla posa delle reti di distribuzione del gas.		

Indicatori di monitoraggio

- Numero di reti di teleriscaldamento nel Cantone Ticino in riferimento alla tipologia di zona (nuovo quartiere o complesso di edifici, quartiere o complesso di edifici esistente, nucleo) [num]
- Potenza totale delle centrali termiche a energia rinnovabile e del calore residuo sfruttato [MW]
- SRE (superficie di riferimento energetico) riscaldata attraverso reti di teleriscaldamento [m^2]
- Numero di utenti allacciati a reti di teleriscaldamento [num]
- Potenza delle centrali di cogenerazione che alimentano reti di teleriscaldamento [MW]

Fonti dei dati

Dati necessari per l'elaborazione delle mappature e la definizione del potenziale:

- sezione forestale per ottenere i dati concernenti le centrali a legna con rete di teleriscaldamento già realizzate
- PR e registro di commercio
- Registro edifici e abitazioni (REA)
- sondaggio presso aziende, industrie e comuni
- catasto degli impianti di combustione

Copertura territoriale dei dati	Aggregazione spaziale dei dati
Intero Cantone	Dati puntuali – sono noti i mappali catastali
Copertura temporale	**Frequenza di rilevamento**
Dati disponibili presso il Cantone	Dati rilevati con continuità nel tempo

Responsabilità

- Le mappature, la definizione del potenziale e l'elaborazione di norme, linee guida e programmi di incentivazione sono demandate al Cantone e ai Comuni;
- La realizzazione di studi di fattibilità e reti di teleriscaldamento di proprietà pubblica è demandata ai Comuni e/o a partner privati.

Collegamenti ad altre schede

P.5 Cogenerazione
P.7 Biomassa – Legname d'energia
P.9 Geotermia e calore ambiente
P.10 Gas naturale

C. Usi finali

C.1 Climatizzazione edifici abitativi (riscaldamento e raffreddamento)

C.2 Commercio e servizi

C.3 Apparecchiature elettriche e illuminazione privata

C.4 Processi produttivi

C.5 Illuminazione pubblica

C.6 Mobilità

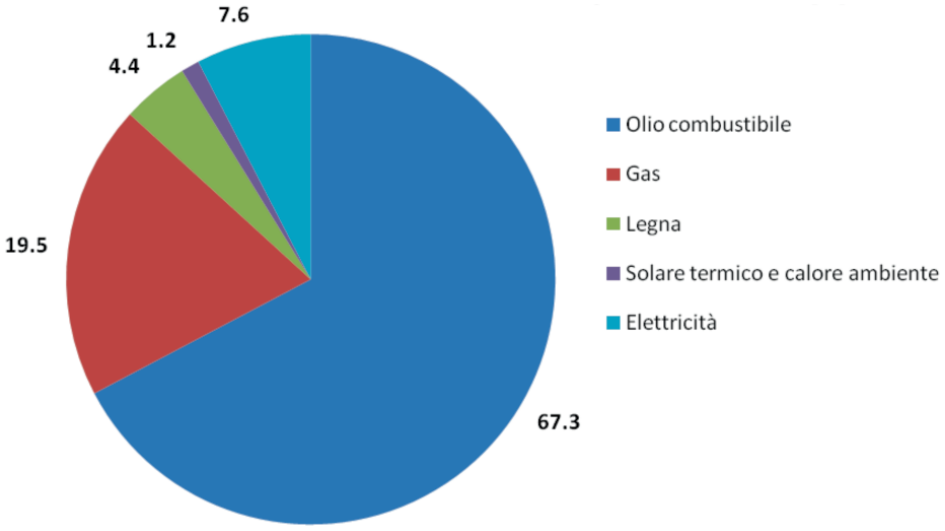
C.1 Climatizzazione edifici abitativi
(riscaldamento e raffreddamento)

Situazione attuale (2008)

I consumi per la climatizzazione degli edifici sono legati

- alle caratteristiche dell'involucro dell'edificio (grado di coibentazione termica);
- agli impianti e al vettore energetico utilizzato per la climatizzazione (riscaldamento invernale e raffreddamento estivo).

Abitazioni: stima consumi per riscaldamento (%)



A livello cantonale si stima che il riscaldamento del parco immobiliare sia responsabile di circa 1/3 dei consumi complessivi di energia (3'235 GWh/anno), di cui quasi il 70% provenienti da olio combustibile. Il gas è responsabile di circa il 20% dei consumi, mentre l'elettricità di poco meno dell'8% (riscaldamenti elettrici e pompe di calore).

	Copertura del fabbisogno 2008 per riscaldamento abitazioni [GWh/anno]
Gas naturale	631
Elettricità	246
Olio combustibile	2'176
Legna	143
Solare termico	39
Totale GWh	**3'235**

C.1

In ragione dell'attuale estensione della rete di distribuzione del gas naturale, limitata al sotto-Ceneri, la ripartizione dei vettori energetici utilizzati per riscaldamento differisce per i territori del sopra e sottoceneri.

Per una prima indicazione di livello territoriale, è possibile riferirsi ai dati contenuti nelle banche dati Catasto degli impianti di combustione, Registro Edifici e Abitazioni e Banca dati dell'Ufficio Stima. Utilizzando a titolo di riferimento i comuni di Mendrisio e Airolo[1], si riscontrano infatti differenze significative nell'utilizzo dei riscaldamenti elettrici e a legna (cfr. diagrammi alla pagina successiva); per un confronto sono riportati anche i valori medi cantonali ricavati dal Censimento 2000. In relazione alla diffusione dei riscaldamenti elettrici, si sottolinea che non vi è relazione diretta tra la proporzione di edifici che adottano questo sistema di riscaldamento e i consumi di questo vettore energetico: i dati forniti dalle aziende di distribuzione dell'elettricità mostrano come il fabbisogno di calore delle abitazioni con riscaldamento elettrico sia inferiore rispetto a quello medio registrato dalle altre abitazioni: si deduce pertanto che molte delle abitazioni con riscaldamento elettrico siano case di vacanza o comunque abitazioni con minore superficie riscaldata.

Si segnala infine che dati relativi alla diffusione dei sistemi di raffrescamento estivo non sono invece ad oggi disponibili.

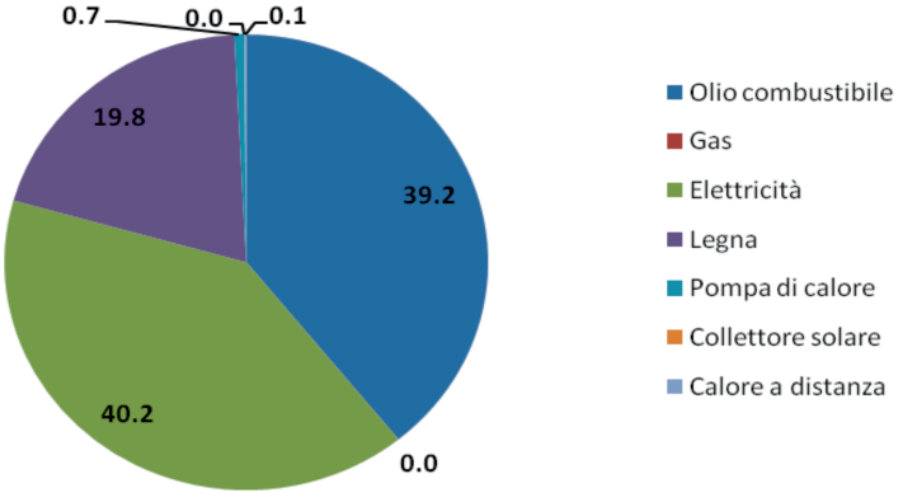
Non è facile stimare un indice di fabbisogno medio per gli edifici esistenti [kWh/m^{2}anno], in quanto tale valore dipende fortemente dalla dimensione e dalla forma dell'edificio: esso è più elevato in edifici di ridotte dimensioni (abitazioni mono-famigliari sono frequentemente caratterizzate da valori superiori a 180–230 kWh/m^{2}anno), più contenuto per edifici più grandi.

Ad esempio, una ricerca SUPSI relativa ai consumi energetici degli edifici scolastici (ricerca AES – Analisi Edifici Scolastici), che ha considerato edifici costruititi tra il 1970 e il 2000, ha stimato un indice energetico medio pari a 150 kWh/m^{2}anno. A titolo di paragone si possono confrontare tali valori con gli indici energetici imposti dalla normativa vigente nel corso degli anni [fonte: SPAAS].

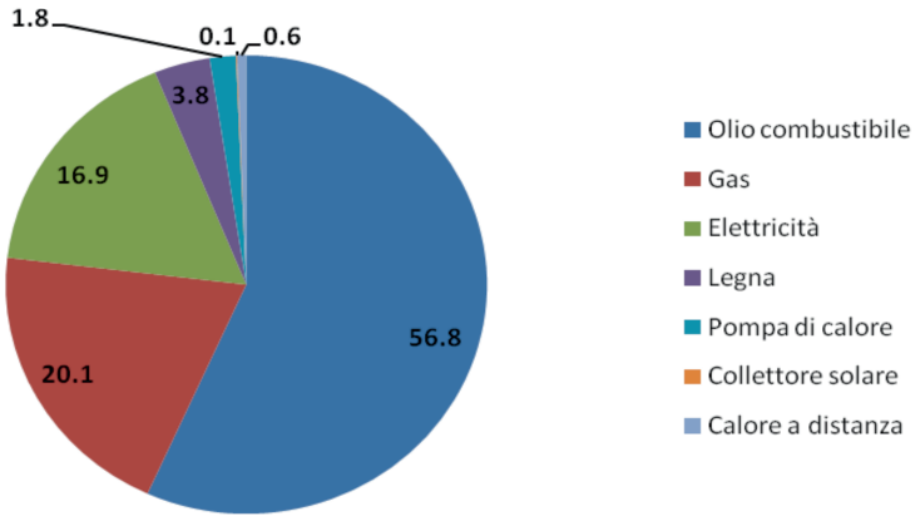
Le norme più recenti in materia sono state introdotte nel settembre 2008, attraverso il Regolamento sull'utilizzazione dell'energia (RUEn), che dà attuazione in Ticino ai provvedimenti definiti nell'ambito della Conferenza dei Direttori cantonali dell'energia (MoPEC: Modello di Prescrizioni energetiche dei Cantoni): in coerenza con gli aggiornamenti delle norme SIA e i nuovi parametri per gli standard Minergie entrati in vigore dal 2009, tale atto introduce prescrizioni per nuovi edifici, trasformazioni e cambiamenti di destinazione per edifici esistenti, nuove installazioni, trasformazioni o modifiche degli impianti destinati a produzione e distribuzione di calore, freddo, acqua calda e aria e illuminazione, e grandi consumatori di energia, in presenza di calore residuo non utilizzato.

1 I due comuni sono ritenuti rappresentativi delle condizioni medie dei territori del sottoceneri e del sopraceneri, dal punto di vista della struttura dei consumi energetici, in quanto sono caratterizzati da un mix variegato di residenze, attività secondarie e terziarie. Mendrisio è inoltre servito dalla rete gas, mentre Airolo non lo è.

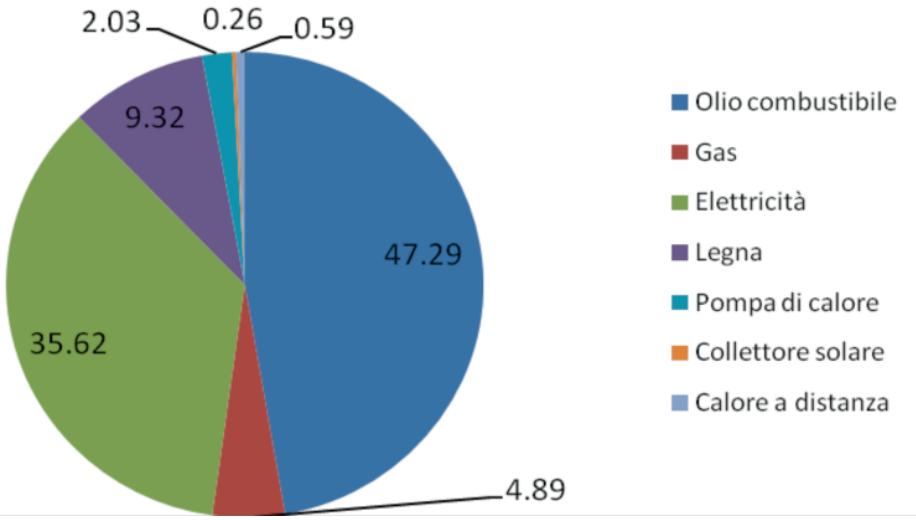
Fonte energetica utilizzata per il riscaldamento principale, Airolo 2009 (%)



Fonte energetica utilizzata per il riscaldamento principale, Mendrisio 2007 (%)

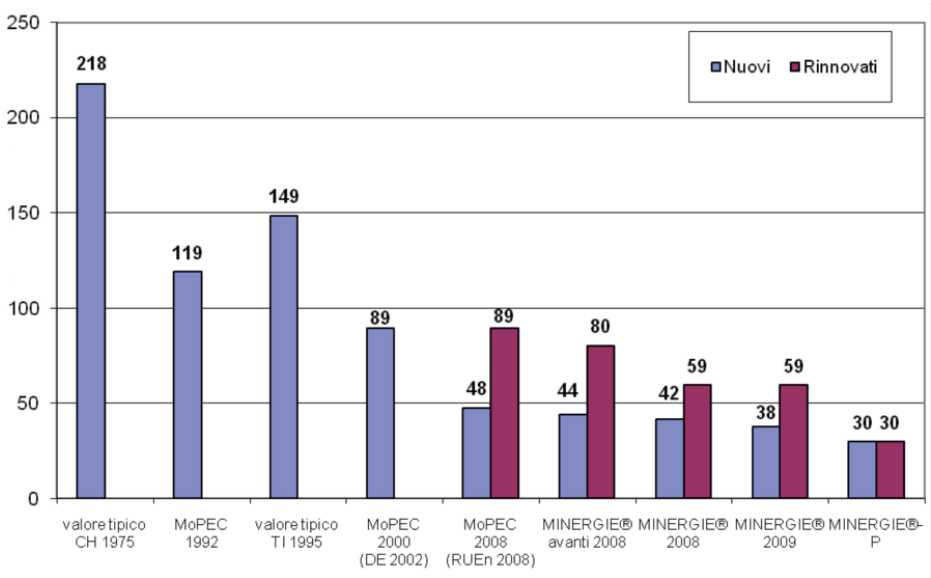


Fonte energetica utilizzata per il riscaldamento principale, Censimento 2000 Totale Cantone Ticino



C.1

Evoluzione dell'indice energetico (kWh/m2a) in base alla normativa vigente, per edifici nuovi e rinnovati



Quale utile parametro di riferimento, si segnala che al 2008 gli edifici che rispettano lo standard Minergie erano 247, pari allo 0.25% delle abitazioni registrate dal Censimento Federale del 2000 e a 0.74 edifici/1'000 abitanti[2] (per confronto, a livello nazionale 1.5 edifici/1'000 abitanti erano Minergie, per una superficie di riferimento energetico (SRE) pari a poco meno di 30'000 m^2). Di questi, 7 rispettavano lo standard Minergie-P (per un totale di poco meno di 2'000 m^2 di SRE)[3] e 2 rispettavano lo standard Minergie-ECO (per quasi 2'000 m^2 di SRE).

Il contributo ad oggi stanziato dal Cantone per promuovere lo standard Minergie (risanamento e nuova costruzione) è complessivamente pari a 8'010'000 CHF (MG 5703/2005, MG 5872/07 e MG 6200/09), di cui 3.3 Mio CHF rivolti ad edifici di proprietà di enti pubblici o di superficie di riferimento energetico (SRE) superiore a 500 m^2.

Potenziale

Stime di potenziale di diminuzione del fabbisogno energetico per il riscaldamento delle abitazioni basate su elaborazioni ISAAC [2007] e aggiornate con i valori limite oggi vigenti, mostrano che imponendo per tutti i risanamenti un indice energetico pari a 89 kWh/m^{2}anno, corrispondente allo standard RUEn in vigore dal 2009, solo successivamente al 2050 sarebbe possibile ottenere una riduzione di 1/3 del fabbisogno energetico annuo complessivamente dovuto al riscaldamento delle abitazioni. Se invece si applicasse un indice pari allo standard Minergie per i risanamenti introdotto nel 2008 e tuttora in vigore [59 kwh/m^{2}a], la riduzione di 1/3 del fabbisogno termico per riscaldamento potrebbe essere conseguita intorno al 2040. Infine, se si applicasse in modo sistematico lo standard Minergie–P, con un indice energetico pari a 30 kWh/m^{2}anno, la riduzione di 1/3 del fabbisogno di energia per riscaldamento potrebbe essere raggiunta intorno al 2030–2035.

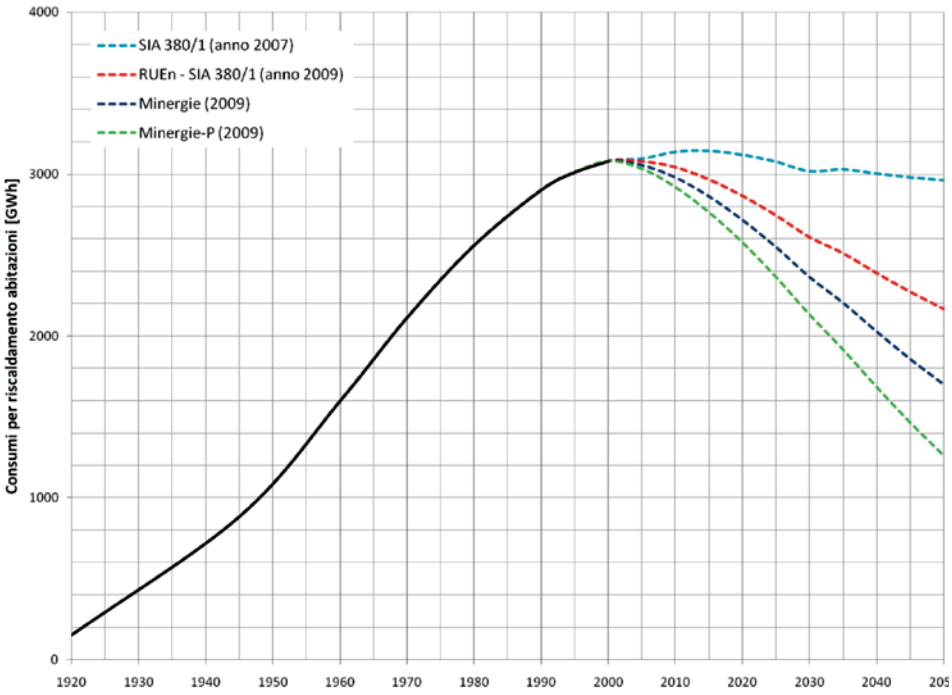
2 Popolazione residente al 31/12/2008: 332'736 (fonte: Statistica ESPOP Statistica dello stato attuale della popolazione, Ufficio federale di statistica, Neuchatel).

3 Fonte: banca-dati Minergie, disponibile presso http://www.minergie.ch/lista-edifici.html e Statistica Minergie 2008.

Le stime ISAAC sono basate sul solo tasso di rinnovamento «naturale» del parco immobiliare, dunque in assenza di sussidi o meccanismi incentivanti: sono infatti effettuate le ipotesi che il tasso di rinnovo delle abitazioni e il tasso di crescita delle abitazioni continuino in futuro con il ritmo attuale (ogni anno, risanamento del 6% della superficie abitativa esistente e incremento del 2.5% della superficie abitativa esistente). **Occorre tuttavia rilevare che i costi di risanamento energetico rendono più onerosa la ristrutturazione degli edifici: al fine di non rallentare il ritmo di risanamento degli edifici esistenti, si ritiene necessario introdurre adeguati strumenti di incentivazione per i proprietari immobiliari.** Quantificare l'entità dei sussidi necessari a mantenere il tasso di rinnovo degli edifici ai livelli del passato non è attualmente possibile, poiché occorrerebbe un'indagine che rilevi la disponibilità a pagare da parte dei proprietari per i risanamenti energetici degli edifici. Questo tipo di approfondimento potrebbe essere sviluppato nell'ambito dei futuri aggiornamenti del PEC.

Per una prima stima dei costi di investimento, si consideri quale costo medio per il risanamento energetico di un edificio il valore di 600 CHF/m^2 (tale cifra si riferisce a soli interventi di isolamento termico dell'edificio, non tiene conto di eventuali interventi sulla statica dell'edificio o altro). Risanamenti energetici particolarmente ambiziosi, secondo lo standard Minergie-P, possono avere costi anche pari al nuovo (circa 2'400 CHF/m^2 per edifici residenziali, seguendo l'indice dei prezzi di costruzione[4]). Il costo medio annuo di risanamento del 6% della superficie abitativa esistente, che in media tra il 2010 e il 2050 è stimato pari a 1'412'291 m^2, può dunque essere stimato in circa 850 Mio CHF/anno.

Fonte: ISAAC 2007, aggiornamento 2009



4 I prezzi nel settore della costruzione seguono l'andamento descritto dall'indice di Neuchâtel, espresso in CHF/m^3: attualmente esso è pari a 800 CHF/m^3).

C.1

Visioni, scelte, obiettivi

Sulla base delle stime sopra espresse, si definiscono obiettivi di riduzione del fabbisogno energetico, basati su interventi di efficienza energetica nell'edilizia, e obiettivi di sostituzione dei vettori energetici, per un progressivo abbandono delle fonti fossili. Si sottolinea come anche in questo settore si individua un ruolo forte per il gas, limitato tuttavia ad un periodo di transizione che consente la sostituzione dell'olio combustibile, di durata pari a circa 40 anni. In ragione della riduzione complessiva del fabbisogno energetico del parco immobiliare, l'incremento di consumo di gas per il fabbisogno di climatizzazione degli edifici risulta comunque contenuto, pari a circa 120 GWh/anno.

Riduzione del fabbisogno

- Ridurre del 30% i consumi energetici per la climatizzazione e per l'impiantistica di gestione degli edifici ad uso abitativo (riscaldamento invernale e raffreddamento estivo), attraverso misure di efficienza energetica sugli involucri e sugli impianti;
- rendere trascurabili i consumi energetici per la climatizzazione estiva degli edifici a destinazione abitativa.

Sostituzione dei vettori energetici

- Fare in modo che il fabbisogno termico degli edifici sia soddisfatto nelle seguenti proporzioni:
  - 30% del fabbisogno coperto mediante gas naturale, preferibilmente mediante reti di teleriscaldamento;
  - 25% pompe di calore, di cui: 2/3, pari al 17%, calore ambiente e 1/3, pari all'8%, elettricità;
  - 20% del fabbisogno coperto mediante olio combustibile;
  - 13.7% circa del fabbisogno coperto mediante legname, preferibilmente mediante reti di teleriscaldamento;
  - 0.3% del fabbisogno coperto mediante biogas derivante da scarti organici;
  - 6% circa solare termico (acqua calda sanitaria)
  - 5% rifiuti (ICTR), scarti termici (inclusa geotermia di profondità) e altro;
  - non sono più utilizzati riscaldamenti elettrici diretti o ad accumulo.

Ridurre del 30% i consumi per il riscaldamento invernale implica raggiungere un fabbisogno termico pari a circa 2'264 GWh/anno.
In particolare, l'obiettivo prevede che la copertura del fabbisogno avvenga nelle seguenti proporzioni:

Vettore energetico	Grado di copertura del fabbisogno per riscaldamento abitazioni	Copertura del fabbisogno per riscaldamento abitazioni [GWh/anno]
Gas naturale	30%	679 (529 + 80 cogenerazione + 70 teleriscaldamento)
Pompe di calore	25% (17% calore prelevato dall'ambiente, 8% elettricità)	562 (381 + 181)
Olio combustibile	20%	453
Biomassa – Legna	13.5%	310 (210 + 50 cogenerazione + 50 teleriscaldamento)
Biomassa - scarti organici/ biogas	0.3%	5
Solare termico	6%	140
Scarti termici (rifiuti, geotermia di profondità e altro)	5%	115
Totale		**2'264**

Strumenti

I provvedimenti da mettere in atto devono riguardare in via prioritaria il parco immobiliare esistente: a seguito dell'introduzione del nuovo regolamento RUEn, infatti, i nuovi edifici rispondono a rigidi vincoli prestazionali, che di per sé offrono minore spazio per misure di razionalizzazione dei consumi.

1. Al fine di riqualificare gli edifici esistenti, **viene promosso localmente il Programma nazionale di risanamento degli edifici a lungo termine, attivo dal 2010**. In questo contesto il Cantone ha creato una Agenzia locale che sensibilizza i proprietari, tiene i rapporti con i cittadini e gestisce le richieste di finanziamento. Così facendo si superano le barriere legate alla lingua e alla distanza fisica, favorendo l'accesso al finanziamento da parte dei cittadini ticinesi.
   Con l'agenzia locale, il Ticino disporrà di un ente che potrà fornire l'informazione e la consulenza necessaria affinché i proprietari di immobili possano beneficiare al meglio degli incentivi siano essi federali, cantonali o anche comunali. Essa permette in effetti di creare una sorta di sportello unico in modo da fornire in modo unitario e completo le indicazioni di base necessarie.
   La cifra a disposizione a favore dei proprietari ticinesi può essere stimata, in prima approssimazione, in circa 5 Mio CHF/anno, disponibili per un periodo di 10 anni. L'entità effettiva dei finanziamenti erogati sul territorio cantonale sarà tuttavia legata alle richieste inviate dai cittadini ticinesi e all'ordine di priorità con cui esse saranno inoltrate all'Agenzia nazionale di coordinamento. Gli incentivi finanziari sono erogati per interventi di risanamento dell'involucro dell'edificio, purché siano coerenti con i requisiti minimi prestazionali stabiliti in modo omogeneo per tutta la nazione.
2. Al fine di favorire una più ampia diffusione dei risanamenti, vengono concessi sussidi cantonali per la **ristrutturazione energetica di immobili esistenti secondo gli standard di elevata efficienza energetica** (ad esempio Minergie, Minergie-P o Minergie-ECO, ma non solo) e **per l'utilizzo di energie rinnovabili come solare termico e legna** (cfr. relative Schede) **nonché per l'allacciamento a reti di teleriscaldamento**, con priorità per quelle che utilizzano il calore residuo (ex: processi produttivi, ICTR o AlpTransit). Tali sussidi sono complementari e coordinati con quelli derivanti dal Programma nazionale di risanamento degli edifici. L'importo dei sussidi cantonali è definito in **5 Mio CHF/anno**, per un periodo di almeno **10 anni**[5].
   Con la presentazione di un Messaggio per la richiesta di un credito quadro per il periodo 2011–2014, si ridefiniranno i programmi cantonali di incentivo attuali, armonizzandoli con il programma federale, aumentando i crediti a disposizione (ai quali andranno ad aggiungersi i sussidi federali). Questi dovranno esser previsti a livello di Piano finanziario. La limitazione a 4 anni del credito quadro permetterà di adeguare e ridefinire destinazione ed entità dei sussidi in funzione delle esigenze e delle necessità.
   A garanzia del finanziamento, il principio di un credito quadro periodico per l'attuazione di una politica energetica integrata, sostenibile e duratura potrà essere ancorato nella Legge cantonale sull'energia.

5 Tale importo finanziario è ricavato dai proventi della tassa sul CO_2 sui combustibili (2/9 dei proventi, per un massimo di 200 MIO CHF/anno, che saranno ripartiti dalla Confederazione come segue: 133 Mio CHF/anno erogati per il risanamento della struttura degli edifici, 67 Mio/CHF erogati per energie rinnovabili, recupero di calore e tecnica negli edifici).

C.1

3. Introduzione di **incentivi fiscali (detrazioni fiscali** -agiscono sull'importo della tassa- **o deduzioni** -agiscono sull'imponibile- **o diminuzione dell'aliquota) per la promozione dei rinnovamenti ad elevata efficienza energetica** (ad esempio Minergie, Minergie-P e Minergie-ECO, ma non solo) **o di risanamenti parziali di ottimo livello energetico** (nessun beneficio fiscale è concesso per i risanamenti effettuati nel solo rispetto del RUEn). L'entità della detrazione, così come la diminuzione dell'aliquota, deve essere cospicua, così da stimolare gli investimenti: ad esempio, possibilità di detrarre dalle imposte cantonali il 50% del costo del rinnovamento (la misura potrebbe ad esempio essere applicata ai costi d'investimento fino a 50'000 CHF; la detrazione fiscale potrebbe essere ripartita su più anni).
4. Attraverso nuovi regolamenti, introduzione di **limiti più stringenti per i nuovi edifici e gli interventi di risanamento (modifica del RUEn)**, così come effettuato da parte di altri Cantoni (ad esempio Basilea Campagna impone vincoli più restrittivi del 10%; converrebbe tuttavia agire in termini più incisivi). A tale scopo, vengono messi in atto gli aggiornamenti stabiliti dal MoPEC (Modello di prescrizioni energetiche dei cantoni) e concordati nell'ambito della Conferenza dei direttori cantonali dell'energia (EnDK) e, se necessario, ne vengono promossi di più incisivi.
   Ciò implica un aumento dei costi di risanamento, con effetti finanziari diretti sul settore edile, che si ripercuotono sui proprietari immobiliari. La misura non grava tuttavia sul bilancio cantonale, se non in maniera indiretta (variazioni degli utili implicano variazioni sugli introiti da tasse e imposte).
5. **Aggiornamento del RUEn con prescrizioni per la climatizzazione estiva (raffreddamento e raffrescamento)**, volte ad impedire l'installazione di impianti di climatizzazione per gli edifici che non rispettano i parametri minimi definiti dal RUEn stesso in relazione al fabbisogno termico: è introdotto il **divieto di raffreddamento, attraverso sistemi fissi e non, se l'edificio non è conforme alle normative vigenti**. Al fine di garantire l'omogeneità dei regolamenti a livello nazionale, il Cantone si fa promotore **attivo di tali modifiche al regolamento presso la Conferenza dei Direttori Cantonali dell'Energia**.
6. **Aggiornamento del RUEn con prescrizioni per la contabilizzazione individuale dei consumi di acqua calda sanitaria**, per palazzine con più unità abitative. Al fine di garantire l'omogeneità dei regolamenti a livello nazionale, il Cantone si fa promotore **attivo di tali modifiche al regolamento presso la Conferenza dei Direttori Cantonali dell'Energia**.
7. Al fine di spronare i rinnovamenti edilizi attraverso meccanismi di mercato, rendendo il fattore «fabbisogno energetico» a tutti gli effetti criterio di scelta nelle transazioni immobiliari, **il Cantone introduce l'obbligo di certificazione energetica degli edifici (CECE**) per:
   1. i nuovi edifici
   2. i risanamenti
   3. gli edifici esistenti
      - con almeno 5 utilizzatori per una installazione centralizzata di riscaldamento,
      - di natura commerciale o destinati a servizi, purché di grandi dimensioni (ipotesi soglia dimensionale: 2'000 m^2),
      - di proprietà pubblica,

   e, in ogni caso, se coinvolti in transazioni di compra-vendita e/o se sussidiati dal Cantone.
   Al fine di ottemperare a tale obbligo, il Cantone si fa promotore presso la Confederazione per migliorare lo strumento CECE adattandolo alle condi-

zioni specifiche del Cantone Ticino ed estendendo le categorie di edifici di validità del software CECE (ampliando la propria banca-dati di supporto per un maggior numero di tipologie di edifici o proponendo eventuali altri strumenti di certificazione come il Display, lo strumento di certificazione per gli stabili pubblici).

8. **Approvazione delle modifiche alla Legge Cantonale sull'Edilizia** (cfr. Messaggio 6220 del 13 maggio 2009 «Modifica della legge edilizia cantonale per favorire i provvedimenti di efficienza energetica negli edifici»). Ciò si accompagna alla promozione dell'**aggiornamento degli strumenti urbanistici comunali (Piano Regolatore e Regolamento edilizio**), con l'introduzione di prescrizioni più restrittive del RUEn o opportunità fiscali per la riqualificazione energetica degli stabili per quanto riguarda l'utilizzo delle energie rinnovabili per la produzione di calore e la climatizzazione estiva.
9. Per i **grandi consumatori, pubblici e privati**, introduzione dell'**obbligo di dotarsi della figura dell'Energy manager** per il contenimento dei consumi energetici degli edifici (involucro e impianti). Sono sottoposti a tale obbligo i soggetti proprietari o gestori degli edifici caratterizzati da un **consumo annuo di energia per la climatizzazione dell'edificio (riscaldamento e raffreddamento) superiore a 500'000 kWh/anno**, equivalenti a 50'000 litri/anno di olio combustibile (rientrano ad esempio in questa categoria ospedali, grandi edifici per servizi, centri commerciali o grandi stabili residenziali). Analogamente a quanto disposto per i processi produttivi, il Cantone definisce puntualmente i **compiti dell'Energy manager per gli edifici e stabilisce i requisiti per l'accesso a tale figura professionale** (ad esempio, diplomati del DAS «Energy Management» della SUPSI o corsi per Energy manager organizzati dall'ENEA) e istituisce un registro degli Energy manager abilitati.
10. Per il tramite dell'associazione TicinoEnergia viene **istituito un Segretariato per la Svizzera italiana dell'Associazione Energho[6] per promuovere la formazione specifica e altamente specializzata** di un team di professionisti atti a fornire i servizi di consulenza per il contenimento dei consumi energetici degli edifici (il programma Energho analizza solo gli impianti-installazioni tecniche). Attualmente infatti non ci sono consulenti Energho con sede sul territorio cantonale e il sito web dell'associazione è disponibile solo in lingua francese e tedesca. Al fine di attivare tale Segretariato regionale, il Cantone mette a disposizione risorse per **150'000 CHF/anno per i primi due anni, e successivamente per 50'000 CHF/anno**. Il costo di utilizzo dei servizi di consulenza di Energho rimane a carico dei grandi consumatori; esso è tuttavia più che compensato dai risparmi potenzialmente ottenibili, che Energho garantisce pari ad almeno il 10% dei consumi in 5 anni;
11. Per il tramite dell'associazione TicinoEnergia viene **attivato uno sportello/segretariato regionale dell'AEnEc**, che agisca in modo coordinato con il segretariato regionale Energho. Nel caso in cui la gestione di tale sportello/segretariato e di quello citato al punto precedente sia affidata ad un unico soggetto, ad esempio Ticinoenergia, i costi di gestione possono scendere a complessivi **200'000 CHF/anno per i primi due anni e a 60'000 CHF/anno per gli anni successivi**;

6 Associazione senza scopo di lucro sostenuta dall'Ufficio Federale dell'Energia nell'ambito del programma Svizzera Energia www.energho.ch.

C.1

12. Viene promosso lo **sfruttamento dell'energia termica contenuta nelle acque di scarico**, che può essere utilizzata per riscaldare o raffreddare edifici, attraverso la realizzazione di studi, analisi e impianti dimostrativi. In inverno infatti le acque di scarico sono notevolmente più calde rispetto all'aria esterna e possono essere utilizzate mediante pompa di calore per il riscaldamento, mentre in estate risultano più fredde e possono essere utilizzate per il raffrescamento. Secondo calcoli effettuati dall'Ufficio federale dell'energia, lo sfruttamento di tale energia termica potrebbe riguardare circa il 5 percento degli edifici ed è particolarmente indicato per riscaldare quelli collocati nei pressi di grandi canali di scolo delle acque di scarico o di impianti di depurazione delle acque. Sulla base degli studi e delle analisi condotte potranno essere eventualmente predisposti incentivi o obblighi normativi, sia per stabili pubblici che per edifici privati.
13. Sostenere l'attivazione dello strumento di **rimunerazione per il calore prodotto da fonti rinnovabili e immesso in reti di teleriscaldamento**, gestito a livello federale (cfr. Piano d'azione per le energie rinnovabili);
14. Tramite Banca di Stato il Cantone promuove **agevolazioni ipotecarie** per risanamenti che rispettino gli standard energetici elevati (ad esempio Minergie, Minergie-P) e utilizzino energie rinnovabili per la produzione di calore;
15. Sensibilizzazione delle compagnie di assicurazione affinché introducano **bonus nei premi assicurativi** (assicurazione obbligatoria e facoltativa immobili) per risanamenti che rispettino standard energetici elevati (ad esempio Minergie e Minergie-P) e utilizzino energie rinnovabili per la produzione di calore;
16. Promozione delle procedure di **contabilizzazione energetica degli stabili di proprietà comunale**, anche attraverso lo strumento di certificazione Display (cfr. strumento 7);
17. **Sostenere l'azione di TicinoEnergia (Sistema Edificio - gruppo di lavoro TE-SE)**, volta a sviluppare gli approfondimenti che permetteranno di acquisire know-how nel settore dell'efficienza energetica negli edifici e che si tradurrà in documentazione di base e corsi di formazione (di base e continua) per gli addetti ai lavori a tutti livelli: dagli ingegneri agli architetti, dagli artigiani agli impiantisti.
    Da approfondire, in particolare, la definizione di modelli e tipologie costruttive idonee all'applicazione di standard energetici elevati, in particolare nell'ambito dei risanamenti;
18. Definizione di una **procedura sistematica per la raccolta dati dei consumi energetici per il riscaldamento e la climatizzazione del parco immobiliare**, in particolare appoggiandosi ai controllori della combustione, che già oggi consentono di disporre dei dati relativi agli impianti alimentati a olio combustibile e a gas.

Varianti d'azione

La variante A prevede l'introduzione di regolamenti più incisivi e prescrizioni normative vincolanti; la variante B punta sull'introduzione di incentivi (sussidi o sgravi fiscali) e provvedimenti volontari. La variante C prevede l'introduzione combinata di incentivi e provvedimenti normativi vincolanti.

Le varianti B e C sono ritenute più efficaci delle varianti 0 e A, tuttavia si caratterizzano per costi molto più elevati, derivanti dalla presenza combinata di sussidi monetari e sgravi fiscali.

Obiettivo: 2'264 GWh (riduzione dei consumi del 30%)

	Variante 0 (BAU)	Variante A	Variante B	Variante C
1. Programma nazionale di risanamento degli edifici	X (50 Mio CHF)	X (50 Mio CHF)	X (50 Mio CHF)	X (50 Mio CHF)
2. Sussidi cantonali per il risanamento di edifici e le energie rinnovabili	X (20 Mio CHF)	X (50 Mio CHF)	X (50 Mio CHF)	X (50 Mio CHF)
3. Incentivi fiscali per il risanamento degli edifici			X	X
4. Limiti più stringenti per RUEn		X		X
5. Aggiornamento RUEn con prescrizioni su climatizzazione estiva		X		X
6. Aggiornamento RUEn con prescrizioni su contabilizzazione individuale acqua calda sanitaria		X		X
7. Obbligo certificazione energetica CECE		X		X
8. Modifiche alla Legge cantonale sull'edilizia e aggiornamento PR e regolamenti edilizi	X	X	X	X
9. Obbligo Energy manager per grossi consumatori		X		X
10. Apertura sportello Energho			X (700'000 CHF)	X (700'000 CHF)
11. Apertura sportello AEnEc			X (880'000 CHF)	X (880'000 CHF)
12. Sfruttamento energetico acque di scarico		X	X	X
13. Supporto alla rimunerazione del calore prodotto da fonte rinnovabile	X	X	X	X
14. Agevolazioni ipotecarie BancaStato	X		X	X
15. Agevolazioni assicurative			X	X
16. Procedura per la contabilizzazione dei consumi energetici per riscaldamento e raffreddamento		X	X	X
17. Sostegno a TicinoEnergia	X	X	X	X
18. Raccolta dati sistematica		X	X	X
Raggiungimento dell'obiettivo di medio periodo	**80 anni**	**45 anni**	**30 anni**	**25 anni**
Stima consumi nel 2035	**2'931 GWh**	**2'695 GWh**	**2'426 GWh**	**2'264 GWh**
Stima consumi nel 2050	**2'750 GWh**	**2'372 GWh**	**2'102 GWh**	**1'972 GWh**

C.1

Le varianti B e C raggiungono l'obiettivo prima del 2050 (rispettivamente nel 2040 e nel 2035): per stimare i consumi al 2050 si è fatta l'ipotesi che i consumi possano diminuire ulteriormente, secondo un tasso di riduzione pari alla metà di quello registrato negli anni precedenti.

Effetti attesi

Obiettivo medio periodo: 2'264 GWh (riduzione dei consumi del 30%)

	Variante 0 (BAU)	Variante A	Variante B	Variante C
Consumo di energia	+	++	+++	++++
	12.14 GWh di riduzione all'anno; a regime (tra 70 anni) 975 GWh di riduzione.	21.6 GWh di riduzione all'anno; a regime (tra 45 anni) 975 GWh di riduzione.	32.4 GWh di riduzione all'anno; a regime (tra 30 anni) 975 GWh di riduzione.	38.9 GWh di riduzione all'anno; a regime (tra 25 anni) 975 GWh di riduzione.
Utilizzo di energie rinnovabili rispetto al fabbisogno	+	++	+++	++++
	A regime, 875 GWh/anno da fonti rinnovabili; nel transitorio, 8.7 GWh in più ogni anno sono forniti da fonti rinnovabili (differenza tra valore a regime e valore attuale, diviso per il numero di anni in cui si stima di arrivare a regime); al 2035: 400 GWh/anno da fonti rinnovabili; al 2050: 530 GWh da energie rinnovabili.	A regime, 875 GWh/anno da fonti rinnovabili; nel transitorio, 15.4 GWh in più ogni anno sono forniti da fonti rinnovabili (differenza tra valore a regime e valore attuale, diviso per il numero di anni in cui si stima di arrivare a regime); al 2035: 565 GWh/anno da fonti rinnovabili; al 2050: 800 GWh da energie rinnovabili.	A regime, 875 GWh/anno da fonti rinnovabili; nel transitorio, 23 GWh in più ogni anno sono forniti da fonti rinnovabili (differenza tra valore a regime e valore attuale, diviso per il numero di anni in cui si stima di arrivare a regime); al 2035: 760 GWh/anno da fonti rinnovabili; al 2050: 990 GWh da energie rinnovabili.	A regime, 875 GWh/anno da fonti rinnovabili; nel transitorio, 27.8 GWh in più ogni anno sono forniti da fonti rinnovabili (differenza tra valore a regime e valore attuale, diviso per il numero di anni in cui si stima di arrivare a regime); al 2035: 875 GWh/anno da fonti rinnovabili; al 2050: 1'083 GWh da energie rinnovabili.
Emissioni di CO_2 (le stime sono basate solo sulla riduzione dei consumi ottenuta mediante interventi di efficienza energetica)	+	++	+++	++++
	Ogni anno 3'224 ton CO_2 evitate rispetto all'anno precedente, ipotizzando riduzione dei consumi integralmente di olio combustibile. A regime, 257'950 ton CO_2 evitate. Al 2035: 80'600 ton CO_2 evitate. Al 2050: 128'960 ton CO_2 evitate.	Ogni anno 5'732 ton CO_2 evitate rispetto all'anno precedente, ipotizzando riduzione dei consumi integralmente di olio combustibile. A regime, 257'950 ton CO_2 evitate. Al 2035: 143'300 ton CO_2 evitate. Al 2050: 229'280 ton CO_2 evitate.	Ogni anno 8'597 ton CO_2 evitate rispetto all'anno precedente, ipotizzando riduzione dei consumi integralmente di olio combustibile. A regime, 257'950 ton CO_2 evitate. Al 2035: 214'925 ton CO_2 evitate. Al 2050: 300'895 ton CO_2 evitate.	Ogni anno 10'318 ton CO_2 evitate rispetto all'anno precedente, ipotizzando riduzione dei consumi integralmente di olio combustibile. A regime, 257'950 ton CO_2 evitate. Al 2035: 257'950 ton CO_2 evitate. Al 2050: 335'335 ton CO_2 evitate.
Costo (per il Cantone)	–	–	– – –	– – –
	(15 Mio CHF)	(15 Mio CHF)	(16.6 Mio CHF + 15 Mio CHF + incentivi fiscali)	(16.6 Mio CHF + 15 Mio CHF + incentivi fiscali)
Costo (per l'economia privata)	– – –	– – –	–	–
Reddito generato sul territorio cantonale	+	++	+++	++++
Creazione di occupazione	+	++	+++	++++

C.1

	+	++	+++	++++
Emissioni atmosferiche				
Effetti sul paesaggio	Nessun effetto significativo.			
Effetti su ecosistemi e consumo di suolo	Nessun effetto significativo..			

Indicatori di monitoraggio

- Stima del consumo totale cantonale per il riscaldamento del parco immobiliare [GWh/anno]
- Stima del consumo totale cantonale per il raffrescamento estivo [GWh/anno]
- Numero di edifici riscaldati con i vettori energia elettrica, olio combustibile, gas, legna [num]
- Numero di edifici riscaldati con pompe di calore [num]
- Numero di edifici riscaldati con solare termico [num]
- Estensione reti teleriscaldamento realizzate e in progetto [m] e numero di edifici allacciati [num]
- Numero di edifici che rispettano standard di elevata efficienza energetica [num]
- Numero di edifici certificati Minergie, Minergie-P e Minergie-ECO [num]
- m^2 di edifici risanati con incentivi programma nazionale per il risanamento degli edifici [m^2]
- Stima dell'indice di consumo medio annuo degli edifici [kWh/m^2anno]

Fonti dei dati

- Aziende di distribuzione dell'elettricità
- Aziende di distribuzione del gas
- Catasto degli impianti di combustione
- Registro Edifici e Abitazioni
- Banca-dati edifici Minergie

C.1

Responsabilità

- La responsabilità di gestione dei meccanismi incentivanti, degli aggiornamenti del RUEn e della modifica alla Legge Edilizia cantonale spetta al Cantone, così come la promozione dei piani energetici comunali, degli accordi con le compagnie assicurative e con gli istituti di credito.
- L'aggiornamento degli strumenti di pianificazione comunale e la realizzazione dei piani energetici comunali spetta ai Comuni.

Collegamenti ad altre schede

P.3 Fotovoltaico
P.7 Biomassa – Legname d'energia
P.10 Gas naturale
P.11 Combustibili e carburanti liquidi
C.2 Commercio e servizi
C.4 Processi produttivi

C.2 Commercio e servizi

Situazione attuale

Secondo il bilancio energetico per l'anno 2008, il settore dei commerci e servizi è responsabile del 13.8% dei consumi complessivi registrati sul territorio cantonale [1'393 GWh, su un totale di 10'193 GWh].

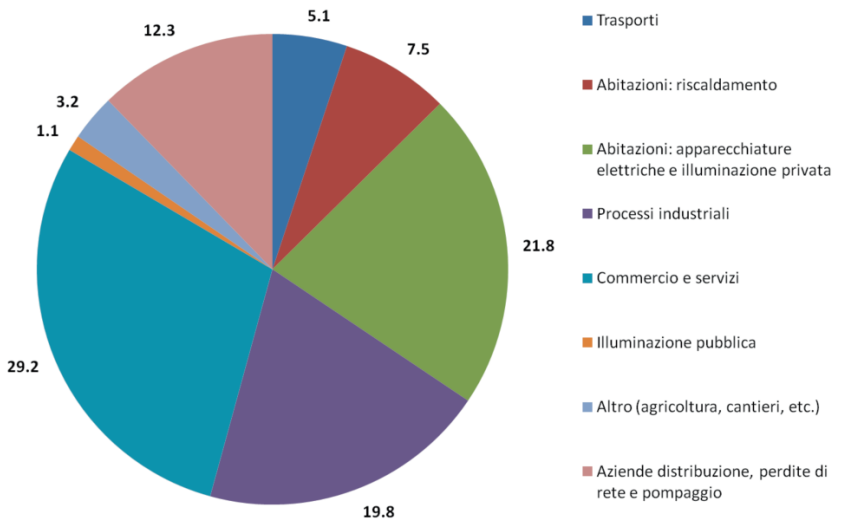
La quota prevalente di consumo è attribuita al vettore energetico «elettricità», che è responsabile del consumo di 961 GWh/anno: si tratta del 29.2% dei consumi di elettricità registrati nel corso del 2008, complessivamente pari a circa 3'290 GWh. Si rilevano poi 378 GWh di olio combustibile e 54 GWh di gas naturale, utilizzati per il riscaldamento dei locali.

Particolarmente elevato è il consumo di elettricità per la climatizzazione estiva degli uffici e degli immobili commerciali, specie le grandi superfici di vendita. A livello commerciale è inoltre elevato il consumo per la refrigerazione dei prodotti, che può arrivare a costituire la metà dei consumi elettrici degli esercizi commerciali.

In sintesi, la struttura dei consumi può essere infatti attribuita alle esigenze riportate nella tabella che segue (per completezza si segnala che il settore del commercio è responsabile di consumo di energia anche in relazione al trasporto merci; merci, brevemente affrontato nella scheda «C.6. Mobilità»).

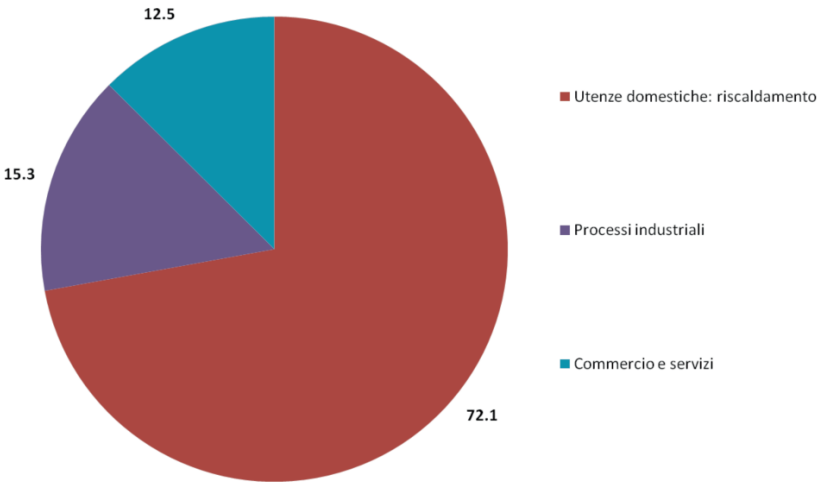
	Uffici e servizi	Commercio
Energia elettrica	- Illuminazione - Climatizzazione (raffreddamento estivo) - Apparecchi informatici	- Illuminazione - Climatizzazione (raffreddamento estivo) - Refrigerazione prodotti
Olio combustibile, gas naturale	- Riscaldamento invernale	- Riscaldamento invernale

Erogazione elettricità per settore 2008 (%)

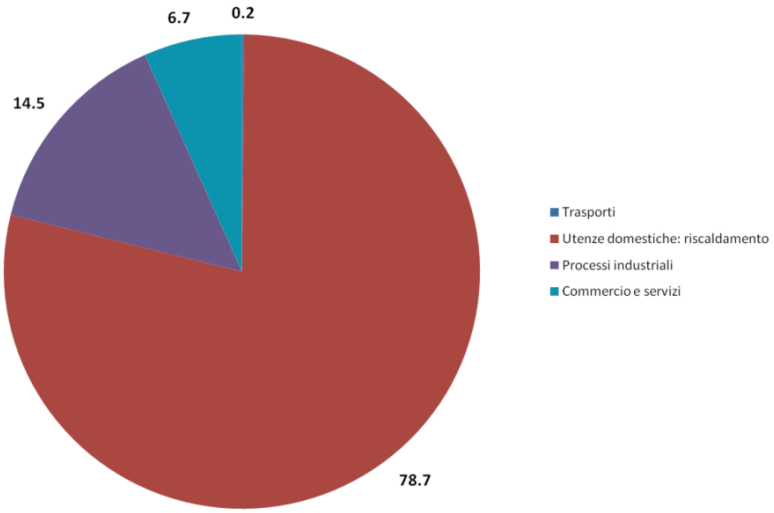


C.2

Consumi olio combustibile per settore 2008 (%)



Erogazione gas naturale per settore 2008 (%)



Potenziale

Il potenziale di riduzione dei consumi è strettamente correlato a quello descritto nelle schede di settore «Apparecchiature elettriche e illuminazione privata» e «Climatizzazione abitazioni». Per quanto riguarda il consumo a scopo di riscaldamento, per gli edifici di natura amministrativa e commerciale valgono le considerazioni sviluppate nella scheda «Climatizzazione abitazioni», che individuano un potenziale di riduzione del fabbisogno termico per riscaldamento per almeno 1/3 degli attuali consumi, nel caso venga adottato in modo sistematico lo standard Minergie per tutti gli edifici esistenti. Indicativamente, se tale standard fosse adottato in maniera sistematica per tutti gli edifici amministrativi e commerciali esistenti, si stima che la riduzione di 1/3 del fabbisogno termico potrebbe essere raggiunta già nel 2040. Applicare lo standard Minergie-P agli edifici esistenti consentirebbe di raggiungere la stessa riduzione nell'arco di un numero di anni inferiore (circa 20 anni).

Inoltre, si rilevano interessanti possibilità di valorizzazione degli apporti termici gratuiti dovuti alla presenza dell'illuminazione e degli apparecchi informatici, negli uffici, nonché dei frigoriferi, nel commercio: se gli impianti termici

fossero dimensionati conteggiando opportunamente questi contributi gratuiti, i consumi potrebbero diminuire ulteriormente.

Infine, si segnala che negli stabili di grandi dimensioni di natura amministrativa o commerciale vi è sicuramente un elevato potenziale di sviluppo per la geotermia, sia per il riscaldamento invernale che per il raffrescamento estivo (geo-cooling), in accoppiata con pompe di calore.

Per quanto riguarda i consumi di elettricità, invece, è opportuno effettuare considerazioni differenziate per i sotto-settori «Uffici e servizi» e «Commercio».

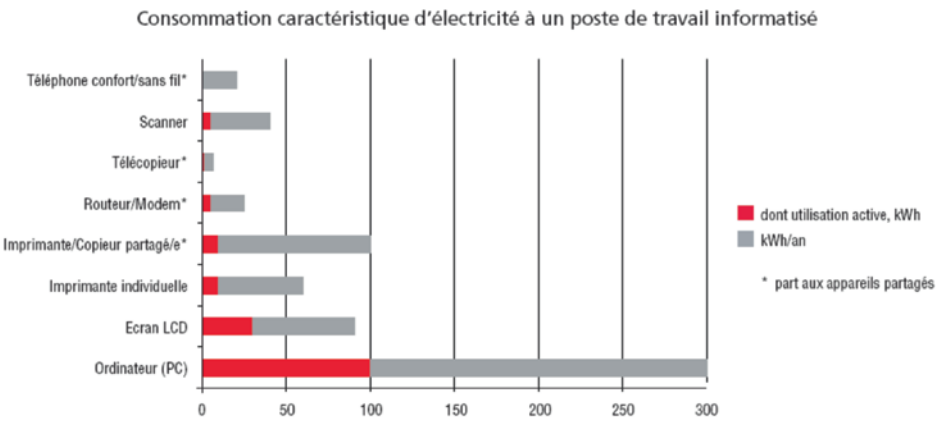
Uffici e servizi

L'Agenzia Svizzera per l'efficienza energetica (S.A.F.E.) ha elaborato per una varietà di settori di consumo stime di potenziale di risparmio energetico, derivanti dall'uso di apparecchi a più elevata efficienza energetica o da più razionali modalità di gestione ed uso (cfr. tabella seguente, estratta da uno studio condotto a livello nazionale dall'agenzia S.A.F.E., http://www.energieeffizienz.ch/files/SAFE_Potentiels_JN_CM.pdf).
Considerando le apparecchiature utilizzate nell'ambito di uffici e servizi, le stime di S.A.F.E. individuano un potenziale di risparmio elevato:

	Potenziale di riduzione dei consumi	Motivazione
Illuminazione pubblica, uffici, magazzini, industria	40%	Nuovi impianti più efficienti, domotica e rilevatori di presenza
Apparecchiature informatiche da ufficio	30%	Riduzione del consumo in modalità stand-by
Ventilazione, climatizzazione	30%	Adeguato dimensionamento

In particolare, uno studio condotto nel 2009 dall'agenzia S.A.F.E. mostra in modo dettagliato l'incidenza dei consumi in stand-by degli apparecchi informatici utilizzati in ufficio, inclusi i Personal Computer: la figura seguente propone una sintesi dei risultati emersi dallo studio [fonte: http://www.energieeffizienz.ch/files/PC-Standby-f.pdf]: vi è dunque molto spazio per un effettivo contenimento dei consumi, attraverso una più oculata gestione della modalità stand-by (ad esempio, per i PC solo 1/3 dei consumi deriva dall'effettivo esercizio dell'apparecchio, i restanti 2/3 sono dovuti allo stand-by).

Fonte: S.A.F.E., Agenzia svizzera per l'efficienza energetica



C.2

Commercio

Per quanto riguarda il consumo per illuminazione degli stabili commerciali, sempre con riferimento alle stime S.A.F.E. si può utilizzare un potenziale di riduzione dei consumi di almeno il 40% rispetto ai valori attuali, derivante dall'utilizzo di lampade più efficienti e dall'utilizzo più razionale dei fasci luminosi all'interno dei locali (meno illuminazione diffusa a vantaggio dell'illuminazione mirata su specifici «bersagli»).

Per quanto riguarda la climatizzazione estiva, si ritiene plausibile una contrazione dei consumi pari ad almeno il 30%, sia attraverso il ricorso ad adeguato dimensionamento degli impianti di climatizzazione, sia attraverso la più generale razionalizzazione e la diminuzione della differenza di temperatura tra l'interno e l'esterno, parametro che negli spazi commerciali è molto spesso impostato su valori molto elevati, superiori al livello di comfort medio.

Infine, per quanto riguarda la refrigerazione delle merci, discreti potenziali di riduzione dei consumi derivano dal contenimento delle dispersioni, che può essere realizzato mediante la posa di coperture scorrevoli sui frigoriferi che ancora ne siano sprovvisti. Complessivamente, si stima che anche in questo ambito il potenziale di riduzione dei consumi sia pari al 30% circa[1].

Nel complesso i potenziali di riduzione dei consumi rispetto ai valori del 2008 possono quindi essere definiti come segue:

	Uffici e servizi	Commercio
Energia elettrica	- Illuminazione: riduzione del 40% - climatizzazione (raffrescamento estivo): riduzione del 30% - apparecchi informatici: riduzione del 30%	- Illuminazione: riduzione del 40% - climatizzazione (raffrescamento estivo): riduzione del 30% - refrigerazione prodotti: riduzione del 30%
Olio combustibile, gas naturale	- Riscaldamento: riduzione di 1/3 del fabbisogno termico	- Riscaldamento: riduzione di 1/3 del fabbisogno termico

Visioni, scelte, obiettivi

Tenendo conto delle stime sopra proposte, sono definiti obiettivi di contenimento dei consumi e di sostituzione nell'uso dei vettori energetici come segue:

Energia elettrica

Riduzione dei consumi di energia elettrica complessivamente pari al 35% dei consumi del 2008. L'obiettivo prevede dunque che i consumi di elettricità del settore commercio e servizi a regime siano pari a 625 GWh/anno;

Olio combustibile e gas naturale

- Riduzione del fabbisogno termico per il riscaldamento degli edifici pari al 30% rispetto ai valori del 2008, attraverso misure di efficienza energetica sugli involucri e sugli impianti.
  L'obiettivo prevede dunque che i consumi complessivi per riscaldamento degli immobili del settore commercio e servizi siano pari a circa 300 GWh/anno.

1 Occorre in questo caso particolare attenzione nel contenimento dei consumi, perché eventuali interruzioni della catena del freddo potrebbero provocare alterazioni dei cibi, con problemi di tipo igienico-sanitario.

- Sostituzione: il fabbisogno termico così risultante è coperto nei seguenti termini:
  - olio combustibile: 20% del fabbisogno a regime, pari a 60 GWh/anno;
  - gas naturale: 37% del fabbisogno a regime (preferibilmente attraverso reti di teleriscaldamento), pari a 112 GWh/anno;
  - pompe di calore (in particolare, in combinazione con sonde geotermiche): 28%, pari a circa 85 GWh del fabbisogno coperti mediante energia termica prelevata dall'ambiente e 15%, pari a circa 45 GWh del fabbisogno, coperti mediante energia elettrica effettivamente consumata per alimentare le pompe di calore.
- Non sono utilizzati riscaldamenti elettrici diretti o ad accumulo.

A livello complessivo ci si pone dunque l'obiettivo di una riduzione dei consumi di 1/3 (33%) rispetto ai livelli del 2008, per un valore totale dei consumi a regime pari a circa 927 GWh.

	Consumi 2008 [GWh]	Obiettivo consumi [GWh]
Energia elettrica	961	625 (illuminazione, raffreddamento locali, apparecchiature elettriche, refrigerazione) + 45 (consumo pompe di calore per riscaldamento)
Olio combustibile	378	60
Gas naturale	54	112
Calore ambiente	–	85
Totale GWh	**1'393**	**927 (625 + 302)**

Si segnala infine come le grandi superfici di tetto disponibili su edifici di tipo amministrativo e commerciale costituiscano localizzazione particolarmente adatta all'installazione di impianti fotovoltaici di dimensioni medio-grandi.

Strumenti

Gli strumenti cui attingere per la realizzazione degli obiettivi coincidono in buona parte con quelli introdotti per i settori «Climatizzazione abitazioni», «Apparecchiature elettriche e illuminazione privata» e «Processi produttivi». In particolare, per facilitare le trasformazioni nel settore, il Cantone promuove la diffusione delle procedure di valutazione delle performance energetiche dei processi amministrativi e commerciali attualmente già sviluppate a livello federale: sono infatti attive da diversi anni l'Agenzia per l'energia nell'Economia AEnEC, che dispone di programmi specifici per il contenimento dei consumi energetici sia per le Piccole Medie Imprese PMI che per i grossi consumatori, e l'associazione Energho, che dispone di programmi di contenimento dei consumi dei grandi stabili di natura amministrativa. Inoltre la riqualificazione energetica degli edifici amministrativi e commerciali è facilitata anche dal Programma nazionale di risanamento degli edifici avviato dalla Confederazione e dai programmi di sussidio adottati dal Cantone (promozione risanamenti di elevata efficienza energetica e utilizzo delle energie rinnovabili).

1. Riconosciuta la validità dell'operato della **Agenzia per l'energia nell'Economia (AEnEC)**, il Cantone crea le condizioni per **favorire la partecipazione delle PMI ticinesi al «Modello PMI»** da essa offerto[2]. Tale modello prevede l'analisi strutturata delle procedure aziendali, al fine di individuare i punti critici dal punto di vista dei consumi energetici, così come le possibilità di ottimizzazione e miglioramento (check-up energetico); quindi, prevede la definizione di una convenzione con l'azienda per il raggiungimento di obiettivi di risparmio energetico, su un periodo di 10 anni. A questo scopo, il Cantone **finanzia l'apertura di uno sportello cantonale dell'AEnEC, attraverso un importo di almeno 150'000 CHF/anno, corrisposti per i primi due anni, e di 50'000 CHF/anno per gli anni successivi (fino al 2030, dunque per 20 anni)**[3]. Si riducono così le barriere all'accesso al servizio da parte delle PMI locali, costituite in prima battuta dalla lingua (a titolo d'esempio, si consideri che il sito web di AEnEC è disponibile solo in francese e tedesco) e dall'assenza di referenti a pochi chilometri dalla sede aziendale. La responsabilità di attivazione e gestione di tale sportello può essere affidata all'AET, a Ticino Energia, alla SUPSI etc. Tra i vari compiti ad esso attribuiti, lo sportello cantonale della AEnEC contribuisce attivamente all'**elaborazione di linee guida** per la riduzione dei consumi energetici per imprese operanti in settori omogenei, fornendo informazioni sulle migliori pratiche adottate in progetti d'eccellenza e sulle migliori tecnologie attualmente a disposizione;
2. Il Cantone offre un **contributo per la partecipazione al Modello PMI, finanziando a fondo perduto, in parte o integralmente, i costi di partecipazione al Modello PMI per il primo anno** (i costi di partecipazione al Modello PMI per il primo anno sono compresi tra 460 e 5'200 CHF in funzione dei costi energetici dell'azienda; negli anni successivi i costi sono inferiori del 40%, essendo compresi tra 400 e 3'000 CHF). L'azienda che usufruisce di tale contributo, che copre il check-up energetico delle procedure aziendali, si impegna a stipulare la convenzione con la AEnEC e a raggiungere gli obiettivi fissati in modo congiunto.

2 Si tratta di uno strumento proposto anche per la scheda processi produttivi: il costo di realizzazione non deve essere considerato due volte.

3 Nel caso in cui il Cantone attivi anche il Segretariato regionale dell'associazione Energho proposto per il parco immobiliare e li affidi allo stesso ente, tali costi possono scendere a 100'000 CHF/anno per i primi due anni e a 30'000 CHF/anno per gli anni successivi (cfr. scheda Climatizzazione abitazioni).

La cifra complessivamente messa a disposizione per tale contributo è pari a **500'000 CHF per ogni ciclo biennale**; vengono effettuati 5 cicli, eventualmente ripetibili per ulteriori 10 anni fino al 2030 (s**u 10 anni, il contributo versato è pari a 2'500'000 CHF**)[4].
A copertura di tale meccanismo di sussidio, il Cantone potrebbe attingere ad un eventuale fondo creato con il prelievo di alcuni centesimi percentuali per ogni kWh di energia elettrica consumata proposto nella scheda Fotovoltaico (cfr. strumento 7, scheda P.3 Fotovoltaico).
Non sono previsti contributi finanziari specifici per le aziende di grandi dimensioni, in quanto per esse sono già attive facilitazioni predisposte a livello federale, specie a seguito dell'introduzione della tassa sul CO_2: la AEnEC stipula infatti anche convenzioni sugli obiettivi con i grandi consumatori, al fine di un utilizzo efficace dell'energia e degli scarti termici.

3. Per favorire l'adesione alla AEnEC, il Cantone definisce **sgravi fiscali per le PMI: riduzione dell'aliquota per le imprese che avviano un «Modello PMI» e stipulano con la AEnEc una convenzione sugli obiettivi**. La riduzione dell'aliquota dovrà essere definita in modo differenziato al fine di favorire fiscalmente le imprese con pochi dipendenti. La riduzione attesa delle entrate cantonali è stimata equivalente alla cifra complessivamente messa a disposizione per i sussidi, pertanto pari a 2.5 Mio CHF per un ciclo di 10 anni.

4. Per i **grandi consumatori** il Cantone introduce **l'obbligo di stipulare convenzioni con la AEnEC e di dotarsi della figura dell'Energy manager aziendale**, responsabile della raccolta e dell'analisi dei dati sui consumi energetici nonché della promozione dell'uso efficiente dell'energia. Sono sottoposte a tale obbligo le **aziende del settore terziario con un consumo annuo di energia complessivamente superiore a 500'000 kWh/anno (includendo elettricità, gas, olio combustibile e carburanti) o superiore a 100'000 kWh/anno per la climatizzazione dell'edificio (riscaldamento e raffreddamento)**.
L'Energy manager opera in stretto contatto con lo sportello regionale della AEnEC, che su base annuale ne verifica l'operato: ogni anno l'AEnEC e l'Energy manager concordano gli obiettivi di miglioramento che l'azienda si impegna a raggiungere e l'Energy manager produce report annuali di evoluzione dei consumi energetici, certificandone la diminuzione e individuando eventuali interventi correttivi.
Lo sportello cantonale della AEnEC, in accordo con il Cantone Ticino, stabilisce i requisiti professionali per l'accesso alla figura di Energy manager (ad esempio, diplomati del DAS «Energy Management» della SUPSI o corsi per Energy manager organizzati dall'ENEA) e istituisce un registro degli Energy manager abilitati.

5. Il Cantone **istituisce un Segretariato per la Svizzera italiana dell'Associazione Energho[5] e promuove la formazione specifica e altamente specializzata** di un team di professionisti atti a fornire i servizi di consulenza per il contenimento dei consumi energetici degli edifici (il programma Energho analizza **solo gli impianti-installazioni**

4 Questo strumento e il successivo coincidono con strumenti proposti per il settore «Processi produttivi». Per i due settori d'intervento sono tuttavia messe a disposizione risorse finanziarie specifiche.

5 Associazione senza scopo di lucro sostenuta dall'Ufficio Federale dell'Energia nell'ambito del programma Svizzera Energia www.energho.ch.

tecniche)[6]. Attualmente infatti non ci sono consulenti Energho con sede sul territorio cantonale e il sito web dell'associazione è disponibile solo in lingua francese e tedesca. Al fine di attivare tale Segretariato regionale, il Cantone mette a disposizione risorse per **150'000 CHF/anno per i primi due anni, e successivamente per 50'000 CHF/anno**; Il costo di utilizzo dei servizi di consulenza di Energho rimane a carico dei grandi consumatori; esso è tuttavia più che compensato dai risparmi potenzialmente ottenibili, che Energho garantisce pari ad almeno il 10% dei consumi in 5 anni;

6. Il Cantone **promuove** il ricorso a **strumenti semplificati di autovalutazione delle potenzialità di risparmio energetico**, quali ad esempio lo strumento **Effi-check** recentemente predisposto a livello Federale [www.proofit.ch]: a questo scopo **provvede alla traduzione dei contenuti del sito web e predispone adeguate forme di pubblicità**;
7. **Il Cantone aggiorna il RUEn con prescrizioni per la climatizzazione estiva**, volte ad impedire l'installazione di impianti di climatizzazione per gli edifici che non rispettano i parametri minimi definiti dal RUEn stesso in relazione al fabbisogno termico: è introdotto il divieto **di raffreddamento, attraverso sistemi fissi e non, se l'edificio non è conforme alle normative vigenti**. Al fine di garantire l'omogeneità dei regolamenti a livello nazionale, il Cantone si fa promotore **attivo di tali modifiche al regolamento presso la Conferenza dei Direttori dell'Energia (EnDK)**;
8. Al fine di riqualificare gli edifici esistenti, **il Cantone supporta il Programma nazionale di risanamento degli edifici a lungo termine, gestito dalla Confederazione, che è attivo dal 2010**. In questo contesto, cogliendo una possibilità offerta a livello federale, il Cantone crea una Agenzia cantonale che tenga i rapporti con i privati cittadini e effettui una prima valutazione delle richieste di finanziamento inoltrate dai privati. Così facendo si superano le barriere legate alla lingua e alla distanza fisica, favorendo l'accesso al finanziamento da parte dei cittadini ticinesi. I costi vivi di tale operazione a carico del Cantone sono stimabili in circa **50'000 CHF all'anno**.
   La cifra messa a disposizione dalla Confederazione a favore del Cantone Ticino può essere stimata, **in prima approssimazione, in circa 5 Mio CHF/anno, disponibili per un periodo di 10 anni**[7]. Gli incentivi finanziari sono erogati per interventi di risanamento dell'involucro dell'edificio, purché siano coerenti con i requisiti minimi prestazionali stabiliti in modo omogeneo per tutta la nazione;
9. Al fine di favorire una più ampia diffusione dei risanamenti, **il Cantone** concede sussidi per la **ristrutturazione energetica di immobili esistenti secondo standard di elevata efficienza energetica** (ad esempio, Minergie o Minergie-P) **e per l'utilizzo di energie rinnovabili (solare termico, legna, geotermia e calore ambiente) nonché per l'allacciamento a reti di teleriscaldamento**, con priorità per quelle che utilizzano il calore residuo (ex: processi produttivi, ICTR o AlpTransit). Tali sussidi sono coordinati con quelli erogati per la promozione dell'energia solare termica e della legna (cfr. relative Schede) e possono essere eventualmen-

6 Si tratta di uno strumento proposto anche per la scheda «Climatizzazione abitazioni»: il costo di realizzazione non deve essere considerato due volte.

7 Tale importo finanziario è ricavato dai proventi della tassa sul CO_2 sui combustibili (2/9 dei proventi, per un massimo di 200 MiO CHF/anno, che saranno ripartiti come segue: 133 Mio CHF/anno erogati direttamente dalla Confederazione, 67 Mio/CHF erogati dai Cantoni). Attenzione: si tratta di uno strumento proposto anche per la scheda «Climatizzazione abitazioni»: il costo di realizzazione non deve essere considerato due volte.

te cumulati con quelli derivanti dal Programma nazionale di risanamento degli edifici. L'importo dei sussidi è definito in **5 Mio CHF/anno**, per un periodo di almeno **10 anni**. La copertura finanziaria di tale sussidio può essere alternativamente garantita attraverso il piano finanziario cantonale, definito ogni quattro anni, oppure attraverso una quota delle risorse annualmente ottenute attraverso il prelievo di alcuni centesimi percentuali per ogni kWh di energia elettrica consumata proposto nella scheda relativa al settore fotovoltaico.

10. Il Cantone introduce **incentivi fiscali (detrazioni fiscali** -agiscono sull'importo della tassa- **o deduzioni** -agiscono sull'imponibile- **o diminuzione dell'aliquota) per la promozione dei rinnovamenti ad elevata efficienza energetica**, quali ad esempio Minergie o Minergie-P) (nessun beneficio fiscale è concesso per i risanamenti effettuati nel solo rispetto del RUEn). L'entità della detrazione, così come la diminuzione dell'aliquota, deve essere cospicua, così da stimolare gli investimenti: ad esempio, possibilità di detrarre dalle imposte cantonali il 50% del costo del rinnovamento (la misura potrebbe ad esempio essere applicata ai costi d'investimento fino a 50'000 CHF; la detrazione fiscale potrebbe essere ripartita su più anni).
11. **Regolamento Cantonale sull'inquinamento luminoso**: basato sulle Linee guida per la prevenzione dell'inquinamento luminoso del 2007, impone direttive obbligatorie da applicare in tutti i comuni, con effetto diretto sugli edifici con funzioni amministrative e commerciali, per tutti i casi in cui le immissioni luminose artificiali siano responsabili di interferenze con la qualità di vita della popolazione e con la salvaguardia delle risorse ambientali e animali. In particolare quindi saranno sottoposte a regolamentazione le insegne luminose degli stabili amministrativi e commerciali, nonché le illuminazioni delle aree a parcheggio di pertinenza. Tale Regolamento è previsto dal Rapporto Cantonale sulla protezione dell'ambiente del 2009.

Varianti d'azione

Le varianti d'azione A e B differiscono per il ricorso a incentivi finanziari diretti (sussidi) o a sgravi fiscali; esse sono tuttavia equivalenti dal punto di vista del numero di anni necessari al raggiungimento degli obiettivi e della configurazione a regime del sistema energetico.

La variante 0 si appoggia al fatto che la riduzione dei consumi sarà attuata progressivamente dalle aziende, in ragione dell'aumento del costo dei combustibili e, più in generale, dell'approvvigionamento energetico. Si ritiene tuttavia che, in assenza di stimoli o incentivi pubblici, questo approccio potrà consentire il raggiungimento degli obiettivi solo nel lungo periodo, tra non meno di 60 anni.

Obiettivo: 927 GWh/anno (riduzione del 33%)

	Variante 0 (BAU)	Variante A	Variante B
1. Apertura sportello AEnEc		X (800'000 CHF)	X (800'000 CHF)
2. Contributo partecipazione modello PMI della AEnEc		X (2.5 Mio CHF)	
3. Sgravi fiscali per partecipazione modello PMI della AEnEc			X (2.5 Mio CHF)
4. Obbligo convenzione AEnEc per grandi consumatori		X	X
5. Istituzione segretariato associazione Energho		X (700'000 CHF)	X (700'000 CHF)
6. Promozione Effi-check	X	X	X
7. Aggiornamento RUEn su climatizzazione estiva		X	X
8. Programma nazionale risanamento edifici	X	X	X
9. Sussidi per risanamento edifici ad elevata efficienza energetica e energie rinnovabili	X (20 Mio CHF)	X (50 Mio CHF)	
10. Incentivi fiscali per risanamento edifici ad elevata efficienza energetica e energie rinnovabili			X
11. Regolamento cantonale sull'inquinamento luminoso	X	X	X
Raggiungimento dell'obiettivo	**60 anni**	**30 anni**	**30 anni**
Stima consumi GWh al 2035	**1'200 GWh**	**1'005 GWh**	**1'005 GWh**
Stima consumi GWh al 2050	**1'082 GWh**	**849 GWh[8]**	**849 GWh[8]**

8 Nell'ipotesi che, una volta raggiunto l'obbiettivo (anno 2040), la diminuzione dei consumi avvenga con un tasso medio annuo pari alla metà di quello registrato tra il 2010 e il 2040.

Effetti attesi

Obiettivo: 927 GWh/anno (riduzione del 33%)

	Variante 0 (BAU)	Variante A	Variante B
Consumo di energia	+	++	++
	Ogni anno, riduzione dei consumi di energia di 7.8 GWh rispetto all'anno precedente. A regime (2070) riduzione dei consumi di 466 GWh rispetto al 2008.	Ogni anno, riduzione dei consumi di energia di 15.5 GWh rispetto all'anno precedente. A regime (2040) riduzione dei consumi di 466 GWh rispetto al 2008.	Ogni anno, riduzione dei consumi di energia di 15.5 GWh rispetto all'anno precedente. A regime (2040) riduzione dei consumi di 466 GWh rispetto al 2008.
Utilizzo di energie rinnovabili	+	++	++
	Ipotizzando una crescita lineare, annualmente incremento medio delle energie rinnovabili pari a 1.42 GWh (calore ambiente). Al 2035, utilizzo di 35.42 GWh/anno e al 2050 utilizzo di 56.7 GWh/anno.	Ipotizzando una crescita lineare, annualmente incremento medio delle energie rinnovabili pari a 2.83 GWh (calore ambiente). Al 2035, utilizzo di 70.83 GWh/anno e al 2050 utilizzo di 100 GWh/anno.	Ipotizzando una crescita lineare, annualmente incremento medio delle energie rinnovabili pari a 2.83 GWh (calore ambiente). Al 2035, utilizzo di 70.83 GWh/anno e al 2050 utilizzo di 100 GWh/anno.
Emissioni di CO_2 (calcolate tenendo conto solo della riduzione dei consumi e non della configurazione del sistema a regime)	+	++	++
	Considerando che la riduzione dei consumi consista integralmente in una riduzione dei consumi di olio combustibile, ogni anno si stima una riduzione delle emissioni di CO_2 pari a 2'060 ton. A regime (2070), diminuzione delle emissioni pari a 123'550 ton. Al 2035, diminuzione delle emissioni pari a 51'500 ton. Al 2050, diminuzione delle emissioni pari a 82'400 ton.	Considerando che la riduzione dei consumi consista integralmente in una riduzione dei consumi di olio combustibile, ogni anno si stima una riduzione delle emissioni di CO_2 pari a 4'117 ton. A regime (2040), diminuzione delle emissioni pari a 123'550 ton. Al 2035, diminuzione delle emissioni pari a 102'925 ton. Al 2050, diminuzione delle emissioni pari a 144'095 ton.	Considerando che la riduzione dei consumi consista integralmente in una riduzione dei consumi di olio combustibile, ogni anno si stima una riduzione delle emissioni di CO_2 pari a 4'117 ton. A regime (2040), diminuzione delle emissioni pari a 123'550 ton. Al 2035, diminuzione delle emissioni pari a 102'925 ton. Al 2050, diminuzione delle emissioni pari a 144'095 ton.
Costo (per il Cantone)	–	– –	– –
	(i sussidi cantonali per il risanamento degli edifici sono conteggiati nella scheda Climatizzazione abitazioni).	4 Mio CHF (i sussidi cantonali per il risanamento degli edifici sono conteggiati nella scheda Climatizzazione abitazioni).	4 Mio CHF (i sussidi cantonali per il risanamento degli edifici sono conteggiati nella scheda Climatizzazione abitazioni).
Costo (per l'economia privata)	–	– –	– –
	(I costi sono in parte compensati dai benefici in fase di gestione).	(I costi sono in parte compensati dai benefici in fase di gestione).	(I costi sono in parte compensati dai benefici in fase di gestione).
Reddito generato sul territorio cantonale	+	++	++
Creazione di occupazione	+	++	++
Emissioni atmosferiche	+	++	++
Effetti sul paesaggio	(nessun effetto significativo sul paesaggio)		
Effetti su ecosistemi e consumo di suolo	(nessun effetto significativo su ecosistemi e consumo di suolo)		

C.2

Indicatori di monitoraggio

- Consumo di energia elettrica da parte di utenze ascrivibili alla categoria «commercio e servizi» [GWh/anno]
- Stima del consumo di energia elettrica per il raffrescamento estivo da parte di utenze ascrivibili alla categoria «commercio e servizi» [GWh/anno]
- Numero di edifici a destinazione amministrativa/commerciale riscaldati con pompe di calore [num]
- Numero di edifici a destinazione amministrativa/commerciale riscaldati con olio combustibile [num]
- Numero di edifici a destinazione amministrativa/commerciale riscaldati con gas naturale [num]
- Numero di edifici a destinazione amministrativa/commerciale certificati Minergie, Minergie-P e Minergie-ECO [num]
- Numero di edifici a destinazione amministrativa/commerciale che rispettano standard di elevata efficienza energetica [num]
- m^2 di edifici a destinazione amministrativa/commerciale risanati con incentivi programma nazionale per il risanamento degli edifici [m^2]
- Numero di aziende che usufruiscono dei contributi per la partecipazione al Programma PMI della AEnEc [num]

Fonti dati

- Aziende di distribuzione dell'elettricità
- Aziende di distribuzione del gas
- Catasto degli impianti di combustione
- Registro Edifici e Abitazioni
- Agenzia Minergie
- UACER – SPAAS

Copertura territoriale dei dati	Aggregazione spaziale dei dati
Intero territorio cantonale	Comunale – se possibile, dato associato al mappale catastale
Copertura temporale	**Frequenza di rilevamento**
–	Annuale

Responsabilità

L'attuazione dei meccanismi incentivanti spetta al Dipartimento del territorio – Sezione della protezione dell'aria, dell'acqua e del suolo, in accordo con il Dipartimento delle Finanze - Sezione della promozione economica.

Collegamenti con altre schede

C.1 Climatizzazione edifici (riscaldamento e raffreddamento)
C.3 Apparecchiature elettriche e illuminazione privata
C.4 Processi produttivi

C.3 Apparecchiature elettriche e illuminazione privata

Situazione attuale (2008)

I dati forniti dalle aziende di distribuzione dell'elettricità consentono di stimare il consumo dovuto agli apparecchi elettrici e all'illuminazione privata (utenze domestiche): nel 2008 esso è stimato in 718 GWh.

A titolo di riferimento, si consideri che il consumo di elettricità sul territorio cantonale per il 2008 è stato complessivamente pari a 3'290 GWh (inclusi i consumi per pompaggio).

Con una quota pari a quasi il 22%, gli apparecchi elettrici e l'illuminazione privata delle utenze domestiche influenzano dunque in modo importante i consumi di elettricità.

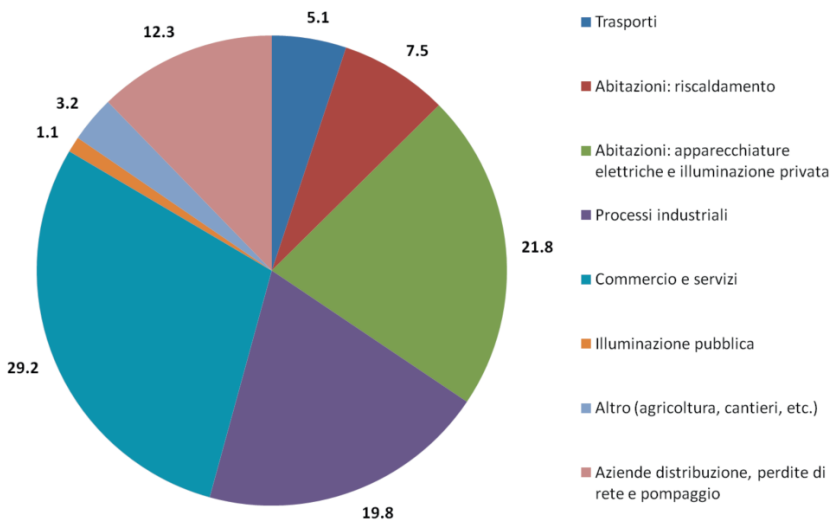
Le stime medie di consumo per utenza domestica in Ticino sono in linea con quelle rilevate a livello svizzero dall'Ufficio federale dell'energia: mediamente il consumo di energia elettrica per l'illuminazione privata e l'utilizzo di apparecchiature elettriche in un'economia domestica composta da quattro persone si aggira intorno ai 3'500 – 4'000 kWh/anno.

L'entità dei consumi dipende da due fattori principali:

– l'efficienza energetica dell'apparecchio;
– l'utilizzo che l'utente ne fa.

A livello federale sono diversi i provvedimenti, le campagne e i servizi che si orientano al tema dell'efficienza energetica di apparecchi e illuminazione privata. Di seguito una visione generale.

Erogazione elettricità per settore 2008 (%)



C.3

Provvedimenti

- dal 1° gennaio 2009, divieto di commercializzazione per lampadine ad incandescenza di categoria F e G (ordinanza 734.71 sull'approvvigionamento elettrico, appendice 2.3); in fase di studio la possibilità di offrire solo lampadine cat. A e B (come prevede l'Unione Europea);
- dal 2002, introduzione dell'etichetta energia (www.etichettaenergia.ch), lo strumento che definisce la classe di efficienza energetica per le seguenti tipologie di elettrodomestici:

  – frigoriferi e congelatori;
  – lavatrici;
  – asciugatrici;
  – lavastoviglie;
  – forni elettrici;
  – condizionatori d'aria per uso domestico;
  – lampade.

Marchi

- marchio di qualità TCO per schermi, monitor e in generale apparecchi informatici (www.tcodevelopment.com);
- marchio di qualità energystar per apparecchi da ufficio ad elevata efficienza energetica (www.energystar.ch), adottato in Svizzera a partire dal 1° gennaio 2009 e già utilizzato a livello europeo.

Campagne e servizi

- nel 2009, avvio della campagna federale di sensibilizzazione «I piccoli gesti» (www.piccoli-gesti.ch);
- piattaforma topten, che offre un servizio online di confronto tra le prestazioni in ambito di efficienza energetica di differenti categorie di prodotti in vendita sul mercato (www.topten.ch);
- Agenzia energia apparecchi elettrici eae, che mira a provvedere ad un utilizzo economico dell'energia nel settore degli apparecchi ed è a disposizione quale gruppo specializzato per lo sviluppo e la conversione di misure spontanee e per la creazione di aiuti per l'esecuzione di disposizioni territoriali in tutto l'ambiente energetico ed ecologico (www.eae-geraete.ch);
- Agenzia svizzera per l'efficienza energetica S.A.F.E, che ha lo scopo di promuovere l'efficienza energetica attraverso progetti mirati (www.energieeffizienz.ch).

Anche a livello cantonale e locale vengono svolte attività in questo senso: si citano il Fondo Clima Lugano Sud (sovvenzioni per l'acquisto di apparecchi efficienti presso il centro Lugano Sud) e l'Associazione TicinoEnergia (comunicazione e sensibilizzazione). Diversi commerci, aziende elettriche e comuni attuano inoltre campagne mirate per l'acquisto di apparecchi efficienti, anche nell'ambito di eventi nazionali quali l'energyday.

Occorre considerare che l'evoluzione tecnologica che caratterizza il mercato garantisce una crescente efficienza energetica per i prodotti che ogni anno vengono messi in vendita: la diminuzione dei consumi dei singoli apparecchi avviene spontaneamente, in concomitanza con la sostituzione degli apparecchi obsoleti. In questo contesto diventa quindi prioritario informare e sensibilizzare i consumatori affinché:

- in una società del consumismo, che offre sempre più apparecchi elettrici per gli usi più disparati (ad es.: cornici fotografiche digitali), il consumatore sia in grado di fare scelte di acquisto mirate e non dettate dalla sola offerta di mercato;
- l'efficienza energetica diventi un criterio di acquisto tanto quanto la funzionalità e l'estetica, e il consumatore sappia come riconoscerla (marchi, etichetta energia);
- il consumatore sia cosciente dell'influenza che il proprio comportamento può avere sui consumi di energia, in particolare in relazione alla gestione dell'apparecchio (ad es.: elettrodomestici mantenuti accesi o in stand-by anche quando non si fruisce direttamente del loro servizio).

Potenziale

L'Agenzia Svizzera per l'efficienza energetica (S.A.F.E.) ha elaborato per una varietà di settori di consumo stime di potenziale di risparmio energetico, derivante dall'uso di apparecchi a più elevata efficienza energetica e da più razionali modalità di gestione ed utilizzo (cfr. tabella seguente, estratta da uno studio condotto a livello nazionale dall'agenzia S.A.F.E., http://www.energieeffizienz.ch/files/SAFE_Potentiels_JN_CM.pdf).

Considerando le utenze domestiche, gli uffici e i servizi, le stime di S.A.F.E. individuano un potenziale di risparmio molto elevato, pari fino al 60% per la sola illuminazione privata. Molto elevato è anche il potenziale di risparmio per gli elettrodomestici, mediamente pari al 30%.

	Potenziale di riduzione dei consumi	Motivazione
Illuminazione privata	60%	Aumento dell'utilizzo di lampadine con un consumo 5 volte inferiore all'attuale
Elettrodomestici da cucina	25%	Apparecchi di classe A, A+, A++
Elettrodomestici lavanderia	30%	Asciugatrice con tecnologia a pompa di calore
Piccoli apparecchi	20%	Riduzione modalità Standby (es. macchine del caffè)
Elettronica d'intrattenimento	40%	Riduzione modalità Standby
Totale	**33%**	**Valore medio**

Visioni, scelte, obiettivi

Tenendo conto delle stime dei potenziali di risparmio elaborati dall'agenzia S.A.F.E. e dell'avanzamento della tecnologia, si ritiene realisticamente fattibile un obiettivo di riduzione dei consumi per illuminazione privata ed elettrodomestici pari al **35%**.

In termini di consumo di elettricità, il raggiungimento dell'obiettivo consentirebbe, a regime, una diminuzione di 251 GWh rispetto ai valori del 2008, portando il consumo di elettricità per illuminazione privata ed elettrodomestici a 467 GWh.

Strumenti

1. Compatibilmente con le disponibilità finanziarie, **i Comuni, rispettivamente le aziende elettriche, erogano contributi monetari per l'acquisto di lampade a efficienza energetica**: si tratta di incentivi diretti (sussidi), dalla forte valenza simbolica, di sicura efficacia purché accompagnati da informazione capillare alla cittadinanza. Tale strumento incentivante è già stato utilizzato in passato da alcuni comuni certificati Città dell'energia rispettivamente dalle loro aziende elettriche, come ad esempio i Comuni di Coldrerio (messa a disposizione della cittadinanza lampadine da 60 e 75 Watt al prezzo simbolico di 5 CHF, in vendita presso la Cancelleria comunale) e di Mendrisio (offerta da parte delle AIM).
   In concomitanza con tale campagna incentivante, i Comuni, rispettivamente le aziende elettriche, potrebbero inoltre promuovere la distribuzione a prezzo agevolato di prese elettriche multiple dotate di tasto di spegnimento o interruttori. Un'azione di questo tipo è già stata realizzata da quasi tutte le aziende elettriche ticinesi nell'ambito dell'energyday 2008 e viene tuttora promossa da alcune di queste (ad es.: AGE Chiasso).
2. Al fine di sostenere finanziariamente tali attività, il Cantone mette a disposizione dei comuni, rispettivamente delle aziende elettriche, **risorse per 1 Mio CHF, da erogarsi su un periodo di 10 anni**. Il Cantone stila inoltre un documento di **Linee guida** destinato ai Comuni, da utilizzarsi quale riferimento sia per costruire la campagna di incentivi comunali, sia quale supporto alla comunicazione e sensibilizzazione della cittadinanza, in fase di attuazione della campagna.
3. **Limitazione dell'offerta di mercato**: dal punto di vista dell'illuminazione, la Confederazione si sta già muovendo per limitare la disponibilità sul mercato di lampadine poco efficienti (categoria inferiore alla B). Questo tipo di intervento, che potrebbe in futuro toccare altre tipologie di prodotti, è pensabile solo sul piano nazionale.
4. **Campagne di sensibilizzazione**: le campagne di sensibilizzazione sono già molte e vengono prevalentemente attuate a livello federale (cfr. elenco proposto in apertura della scheda). Il Cantone fornisce alla Confederazione tutto il supporto necessario all'attuazione con successo delle campagne.
5. **Regolamento Cantonale sull'inquinamento luminoso**: basato sulle Linee guida per la prevenzione dell'inquinamento luminoso del 2007, impone direttive obbligatorie da applicare in tutti i comuni, con effetto diretto anche sui privati, per tutti i casi in cui le immissioni luminose artificiali siano responsabili di interferenze con la qualità di vita della popolazione e con la salvaguardia delle risorse ambientali e animali; tale Regolamento è previsto dal Rapporto Cantonale sulla protezione dell'ambiente del 2009.

Varianti d'azione

Obiettivo: riduzione del 35% - consumi pari a 467 GWh		
	Variante 0 (BAU)	**Variante A**
1. Contributi monetari a livello comunale (o di aziende elettriche) per acquisto lampade ad elevata efficienza (campagna incentivante)	X (pochi comuni)	X (numero di comuni/aziende tale da coprire almeno metà della popolazione)
2. Linee guida e contributo finanziario cantonale per le campagne incentivanti comunali		X (1 Mio CHF)
3. Limitazione all'offerta di mercato (Confederazione)	X	X
4. Campagne di sensibilizzazione (Confederazione)	X	X
5. Regolamento cantonale inquinamento luminoso	X	X
Raggiungimento dell'obiettivo	**35 anni**	**25 anni**
Stima consumi [GWh] al 2035	**539**	**492**
Stima consumi [GWh] al 2050[1]	**455**	**416**

Effetti attesi

Obiettivo: riduzione del 35% - consumi pari a 467 GWh		
	Variante 0 (BAU)	**Variante A**
Utilizzo di energie rinnovabili	Le varianti d'azione non agiscono sull'aumento della produzione da fonte rinnovabile.	
Consumo di energia	**+** Ogni anno aumento dell'efficienza energetica tale da garantire una riduzione dei consumi di 7.2 GWh/anno.	**+++** Fino al raggiungimento dell'obiettivo, ogni anno aumento dell'efficienza energetica tale da garantire una riduzione dei consumi di 10 GWh/anno.
Emissioni di CO_2	**+** Ogni anno riduzione delle emissioni di 1'019 ton, grazie alla diminuzione del consumo di energia elettrica; a regime (raggiungimento obiettivo) riduzione delle emissioni di 35'685 ton.	**+++** Ogni anno riduzione delle emissioni di 1'420 ton, grazie alla diminuzione del consumo di energia elettrica; a regime (raggiungimento obiettivo) riduzione delle emissioni di 35'500 ton.
Costo (per il Cantone)		**–** 1 Mio CHF su 10 anni.
Costo (per l'economia privata)	**–** Il costo ricade sulle aziende di produzione, che devono investire nella ricerca tecnologica, al fine di aumentare l'efficienza energetica dei loro prodotti. Parte del costo ricade inoltre sui Comuni, che sono chiamati a definire programmi di sussidio a favore della popolazione.	**–**

1 Nell'ipotesi che, una volta raggiunti gli obiettivi, negli anni successivi la riduzione dei consumi avvenga con un tasso di riduzione annuo pari a ½ di quello mediamente registrato negli anni precedenti.

Reddito generato sul territorio cantonale	La misura non produce un aumento diretto di reddito né di occupazione, se non in relazione agli eventuali elettrodomestici sviluppati e prodotti sul territorio cantonale.	
Creazione di occupazione		
Emissioni atmosferiche	+	+++
Effetti sul paesaggio	Il piano d'azione non avrà effetti diretti sul paesaggio, fatta eccezione per i benefici derivanti dall'attuazione del regolamento sull'inquinamento luminoso.	
Effetti su ecosistemi e consumo di suolo	Il piano d'azione non avrà effetti diretti sul consumo di suolo né sugli ecosistemi, fatta eccezione per i benefici derivanti dall'attuazione del regolamento sull'inquinamento luminoso.	

Indicatori di monitoraggio

- Numero di elettrodomestici ad elevata efficienza energetica per i quali sono state concesse le detrazioni fiscali, per tipologia di apparecchio [num]
- Numero di lampade ad efficienza energetica, per tipologia, messe in vendita a condizioni di favore grazie al contributo comunale [num]
- Risorse finanziarie messe a disposizione dai Comuni per l'acquisto di lampade ad elevata efficienza energetica [CHF]
- Risorse finanziarie erogate dal Cantone a favore dei comuni, vincolate alla concessione di sussidi per l'acquisto di lampade ad elevata efficienza energetica [CHF]
- Stima del risparmio energetico conseguito attraverso tale incentivazione [GWh]

Fonti dei dati

- Cantone Ticino, divisione delle Contribuzioni
- Comuni che erogano incentivi monetari diretti.

Copertura territoriale dei dati	Aggregazione spaziale dei dati
Intero Cantone	Comunale, se possibile
Copertura temporale	**Frequenza di rilevamento**
–	Annuale

Responsabilità

L'attuazione dei provvedimenti di sgravio fiscale e di elaborazione delle linee guida per i Comuni spetta al Cantone. L'attuazione dei programmi incentivanti diretti è demandata ai Comuni.

Collegamenti con altre schede

C.2 Commercio e servizi

C.4 Processi produttivi

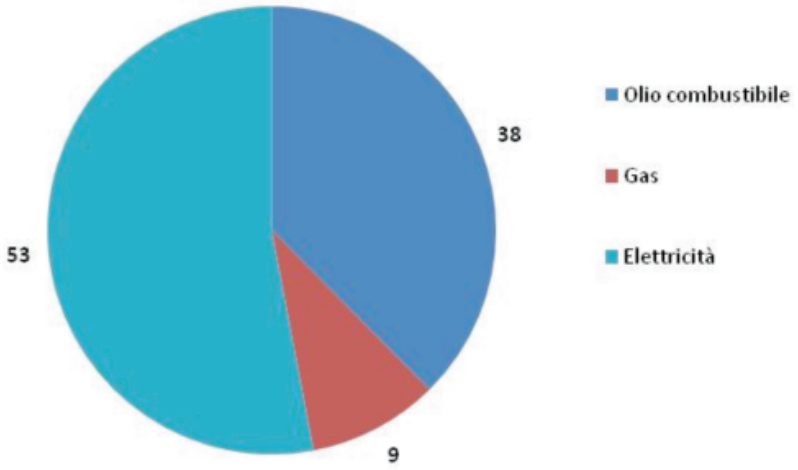
Situazione attuale

Le imprese del settore secondario (industria e artigianato) fanno uso dei seguenti vettori energetici:

- energia elettrica;
- olio combustibile;
- gas.

Parte dell'energia è utilizzata nell'ambito dei processi produttivi (energia di processo), parte a fini di riscaldamento. I dati attualmente disponibili non consentono tuttavia di distinguere tra le due tipologie di utilizzo: per una stima della ripartizione tra queste due tipologie di consumo sarebbe necessario avviare indagini e approfondimenti puntuali, con il coinvolgimento diretto delle aziende.

Processi produttivi: ripartizione percentuale consumi anni 2008



I dati oggi a disposizione consentono comunque di elaborare stime complessive di consumo, per l'anno 2008, articolate per vettore energetico:

	Consumi 2008 per processi produttivi [GWh]	Consumi 2008 per processi produttivi [%]
Energia elettrica	652	53%
Olio	463	38%
Gas	116	9%
Totale	**1'231**	

Nel complesso si può stimare che nel 2008 i processi industriali abbiano consumato 1'231 GWh, corrispondenti al 12% del consumo energetico cantonale totale, pari a 10'193 GWh.

C.4

Potenziale

Il potenziale di riduzione dei consumi energetici dei processi produttivi è molto elevato: stime dell'Agenzia per l'energia nell'Economia (AEnEC) e dell'Istituto di eco-imprenditoria (IEC) della Scuola universitaria professionale della Svizzera nord-occidentale (FHNW), che ha sviluppato lo strumento QuickScan per l'utilizzo razionale delle risorse (energia, materie prime) e la gestione efficiente delle scarti (rifiuti, emissioni) nel settore produttivo, mostrano che già in assenza di interventi fisici sulla riorganizzazione dei processi, in molte aziende è stato possibile ridurre fino al 10% i consumi energetici. Attraverso una razionalizzazione sistematica dei processi produttivi e l'intervento diretto sui macchinari delle catene produttive (sostituzione dei macchinari obsoleti, aumento dell'efficienza, definizione di nuovi elementi del processo) e logistiche, il potenziale di contenimento dei consumi è molto più elevato.

Particolarmente interessanti sono le possibilità di recupero del calore residuo nell'ambito dei processi produttivi (scarti termici) e le opportunità di connessione delle aziende a reti di teleriscaldamento che sfruttino il calore prodotto da impianti di cogenerazione: i processi produttivi esprimono infatti una domanda di calore costante nel corso dell'anno, non legata unicamente ad esigenze di riscaldamento invernale e pertanto costituiscono l'elemento ideale da accoppiare agli impianti di cogenerazione.

I costi di investimento che accompagnano le misure di razionalizzazione dei processi sono generalmente ripagabili nell'arco di qualche anno. Non è possibile tuttavia generalizzare e quantificare dei valori di riferimento validi in generale, poiché i consumi dipendono in primo luogo dalla tipologia di processo produttivo e in secondo luogo dallo specifico processo che l'azienda mette in atto.

Visioni, scelte, obiettivi

Nel contesto sopra delineato occorre agire su due fronti: da una parte occorre mettere in atto misure di efficienza e utilizzo razionale dell'energia, dall'altra occorre intervenire per il progressivo abbandono dei combustibili fossili e la loro sostituzione con vettori energetici rinnovabili e elettricità. Poiché l'abbandono dei combustibili fossili richiederà molti anni, anche per questo settore di consumo si ritiene di dover **promuovere l'utilizzo del gas per un periodo di transizione**, in sostituzione dell'olio combustibile. Nel lungo periodo (2050) tuttavia l'uso del gas dovrà essere limitato, anche in ragione della disponibilità della risorsa, che per quell'epoca sarà significativamente inferiore rispetto ad oggi, fattore che tra l'altro influirà in termini sostanziali sul suo costo.
Per il periodo di transizione gli obiettivi possono quindi essere espressi come segue:

Risparmio

- ridurre del 20% rispetto ai livelli del 2008, il fabbisogno complessivo di energia per processi produttivi, attraverso misure di efficienza energetica

Sostituzione

- coprire il fabbisogno energetico per processi produttivi nei seguenti termini:
  – olio: 10%;
  – gas: 30%;
  – elettricità: 60%.

C.4

Soddisfare l'obiettivo di medio periodo richiede che i consumi complessivi del settore produttivo non superino i 985 GWh/anno e siano così articolati:

	Grado percentuale di copertura del fabbisogno per processi produttivi	Copertura del fabbisogno per processi produttivi [GWh/anno]
Olio combustibile	10%	100
Gas naturale	30%	295
Elettricità	60%	590
Totale		**985**

Strumenti

Per raggiungere gli obiettivi è necessario attivare misure di ottimizzazione dei processi, recupero del calore residuo e conversione nei vettori di approvvigionamento, in particolare presso le Piccole e Medie Imprese (PMI), spina dorsale del tessuto economico ticinese. Per facilitare tali trasformazioni, il Cantone promuove la diffusione delle procedure di valutazione delle performance energetiche dei processi produttivi attualmente già sviluppate a livello federale.

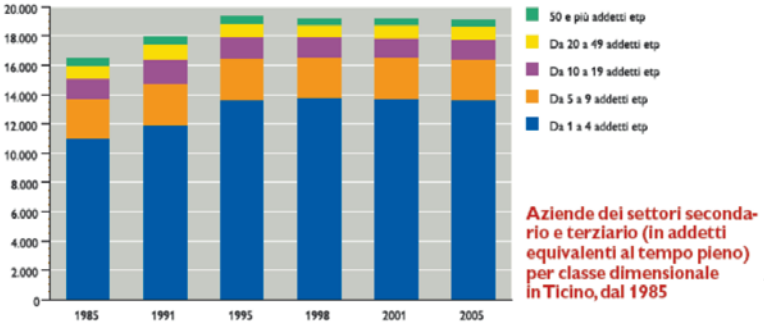
1. Riconosciuta la validità dell'operato della **Agenzia per l'energia nell'Economia (AEnEC)**, il Cantone crea le condizioni per **favorire la partecipazione delle PMI ticinesi al «Modello PMI»** da essa offerto. Tale modello prevede l'analisi strutturata delle procedure aziendali, al fine di individuare i punti critici dal punto di vista dei consumi energetici, così come le possibilità di ottimizzazione e miglioramento (check-up energetico); quindi, prevede la definizione di una convenzione con l'azienda per il raggiungimento di obiettivi di risparmio energetico, su un periodo di 10 anni. A questo scopo, il Cantone **finanzia l'apertura di uno sportello cantonale dell'AEnEC**, attraverso un importo di **almeno 150'000 CHF/anno, corrisposti per i primi due anni, e di 50'000 CHF/anno per gli anni successivi (fino al 2030, dunque per 20 anni)**[1]. Si riducono così le barriere all'accesso al servizio da parte delle PMI locali, costituite in prima battuta dalla lingua (a titolo d'esempio, si consideri che il sito web di AEnEC è disponibile solo in francese e tedesco) e dall'assenza di referenti a pochi chilometri dalla sede aziendale. La responsabilità di attivazione e gestione di tale sportello può essere affidata all'AET, a Ticino Energia, alla SUPSI etc. Tra i vari compiti ad esso attribuiti, lo sportello cantonale della AEnEC contribuisce attivamente all'elaborazione di linee guida per la riduzione dei consumi energetici per imprese operanti in settori omogenei, fornendo informazioni sulle migliori pratiche adottate in progetti d'eccellenza e sulle migliori tecnologie attualmente a disposizione;

1 Nel caso in cui il Cantone attivi anche il Segretariato regionale dell'associazione Energho proposto per il parco immobiliare e li affidi allo stesso ente, tali costi possono scendere a 100'000 CHF/anno per i primi due anni e a 30'000 CHF/anno per gli anni successivi (cfr. scheda C.1 Climatizzazione edifici abitativi).

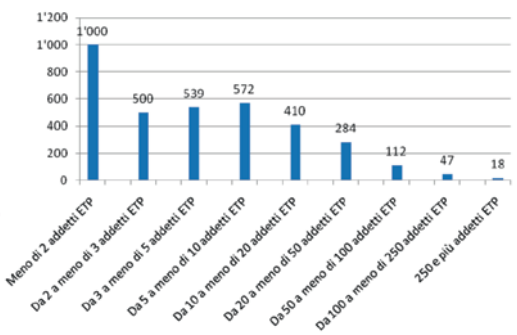
2. Il Cantone offre un **contributo per la partecipazione al Modello PMI, finanziando in parte o in tutto i costi di partecipazione al Modello PMI per il primo anno.** L'azienda che usufruisce di tale contributo, che copre il check-up energetico delle procedure aziendali, si impegna a stipulare la convenzione con la AEnEC e a raggiungere gli obiettivi fissati in modo congiunto.
Nello svolgimento del check-up energetico previsto dal Modello PMI, lo sportello cantonale della AEnEC potrà anche tenere conto delle procedure suggerite dallo strumento QuickScan, originalmente sviluppato dalla SUP della Svizzera Nord-Occidentale – FHNW [www.cleanerproduction.ch] e degli esiti del Progetto Interreg EnergyCh-IT [www.energychit.com], attualmente in corso di svolgimento.
La cifra complessivamente messa a disposizione per tale contributo è pari a **1'000'000 CHF per ogni ciclo biennale**; vengono effettuati 5 cicli, eventualmente ripetibili per ulteriori 10 anni fino al 2030 **(su 10 anni, il contributo versato è pari a 5'000'000 CHF)**.
L'importo ricevuto da ciascuna PMI assume la forma del contributo a fondo perduto. I costi di partecipazione al Modello PMI per il primo anno sono compresi tra 460 e 5'200 CHF in funzione dei costi energetici dell'azienda (negli anni successivi i costi sono inferiori del 40%, essendo compresi tra 400 e 3'000 CHF). Considerando un costo medio per il primo anno pari a circa 3'000 CHF per azienda, per ogni ciclo di contributi si ipotizza l'articolazione dei finanziamenti[2] che segue:

Beneficiario	Contributo all'apertura del modello PMI [CHF]	Finanziamento da erogare [CHF]	Numero di aziende coinvolte	Aziende coinvolte/ aziende settore secondario
A. PMI con meno di 5 addetti ETP	**Copertura totale (3'000 CHF/azienda)**	800'000	266	13.1%
B. PMI con meno di 20 addetti ETP	**Metà dei costi di apertura (1'500 CHF/azienda)**	150'000	100	10.2%
C. PMI con meno di 50 addetti ETP	**Un terzo dei costi di apertura (1'000 CHF/azienda)**	50'000	50	1.8%

2 La scelta di articolazione dell'importo finanziario è stata effettuata in base ai dati che seguono circa la struttura delle aziende a livello cantonale, forniti da USTAT (Fonte: censimento delle aziende, Ufficio federale di statistica, 30 giugno 2007) e tratti dal Censimento delle Aziende del 2005 (la figura di destra mostra solo le aziende del settore secondario):



Aziende dei settori secondario e terziario (in addetti equivalenti al tempo pieno) per classe dimensionale in Ticino, dal 1985



Pertanto, considerando 5 cicli di contributi, su 10 anni il Cantone favorisce l'avvio di «Modelli PMI» per il 65% delle imprese con meno di 5 addetti, per il 50% delle imprese con meno di 20 addetti e il 10% delle imprese con meno di 50 addetti, a fronte di un capitale investito di 5'000'000 CHF.
A copertura di tale meccanismo di sussidio, il Cantone potrebbe attingere al fondo che viene creato con il prelievo di 1.1 cts/kWh proposto nella scheda Fotovoltaico P.3 (cfr. strumento 7).
Non sono previsti contributi finanziari specifici per le aziende di grandi dimensioni, in quanto per esse sono già attive facilitazioni predisposte a livello federale, specie a seguito dell'introduzione della tassa sul CO_2: la AEnEC stipula infatti anche convenzioni sugli obiettivi con i grandi consumatori, al fine di un utilizzo efficace dell'energia e degli scarti termici.

3. Per favorire l'adesione alla AEnEC, il Cantone definisce **sgravi fiscali per le PMI: riduzione dell'aliquota per le imprese che avviano un «Modello PMI» e stipulano con la AEnEc una convenzione sugli obiettivi.** La riduzione dell'aliquota è definita in modo differenziato al fine di favorire fiscalmente le imprese con pochi dipendenti, secondo le tre categorie già utilizzate per l'alternativa 1. La riduzione attesa delle entrate cantonali è stimata equivalente alla cifra complessivamente messa a disposizione per i sussidi, pertanto pari a 5 Mio CHF per un ciclo di 10 anni.
4. Per i **grandi consumatori** il Cantone introduce **l'obbligo di stipulare convenzioni con la AEnEC e di dotarsi della figura dell'Energy manager aziendale**, responsabile della raccolta e dell'analisi dei dati sui consumi energetici nonché della promozione dell'uso efficiente dell'energia. Sono sottoposte a tale obbligo le **aziende del settore secondario con un consumo annuo di energia complessivamente superiore a 500'000 kWh/anno (includendo elettricità, gas, olio combustibile e carburanti) o superiore a 100'000 kWh/anno per un singolo vettore energetico**.
   L'Energy manager opera in stretto contatto con lo sportello regionale della AEnEC, che su base annuale ne verifica l'operato: ogni anno l'AEnEC e l'Energy manager concordano gli obiettivi di miglioramento che l'azienda si impegna a raggiungere e l'Energy manager produce report annuali di evoluzione dei consumi energetici, certificandone la diminuzione e individuando eventuali interventi correttivi.
   Lo sportello cantonale della AEnEC, in accordo con il Cantone Ticino, stabilisce i requisiti professionali per l'accesso alla figura di Energy manager (ad esempio, diplomati del DAS «Energy Management» della SUPSI o corsi per Energy manager organizzati dall'ENEA) e istituisce un registro degli Energy manager abilitati.
5. Il Cantone promuove il ricorso a **strumenti semplificati di autovalutazione delle potenzialità di risparmio energetico**, quali ad esempio lo strumento **Effi-check** recentemente predisposto a livello Federale [www.proofit.ch]: a questo scopo **provvede alla traduzione dei contenuti del sito web e predispone adeguate forme di pubblicità**.
6. Il Cantone garantisce supporto tecnico-organizzativo per le misure definite nel Piano d'azione federale per le energie rinnovabili che saranno introdotte dalla Confederazione per la **rimunerazione per il calore prodotto da fonti rinnovabili** (Incentivi finanziari per la produzione di calore da legna, acque superficiali, geotermia e l'utilizzo di calore residuo derivante da acque di scarico, impianti di incenerimento dei rifiuti, industria e impianti di cogenerazione) e l'immissione nella rete di distribuzione di gas prodotto da fonti rinnovabili (biogas).
7. Il Cantone garantisce supporto tecnico-organizzativo per **l'introduzione a livello federale di certificati e/o bonus di efficienza energetica** (in coerenza con il piano d'azione per l'efficienza energetica): introduzione di

un sistema di certificati bianchi, rilasciati in proporzione agli interventi di efficienza energetica adottati sia dalle aziende di approvvigionamento elettrico che dai consumatori, commerciabili su un apposito mercato.

8. Il Cantone **stringe accordi con le aziende di distribuzione dell'elettricità e del gas, nonché i distributori di olio combustibile, al fine di attivare tariffe promozionali destinate alle imprese che attivano processi di efficienza energetica** [check-up energetici/convenzioni con AEnEC/singoli provvedimenti che rispondono a misure di efficienza energetica]. Tali provvedimenti devono essere applicati in maniera omogenea su tutto il territorio cantonale.
9. Al fine di disporre di dati attendibili del consumo energetico nel settore produttivo, il Cantone promuove **campagne di rilevazione** a tappeto su base biennale, che rilevino i vettori di approvvigionamento utilizzati, nonché la ripartizione degli usi energetici per processi produttivi e riscaldamento, al fine di realizzare un **censimento e una mappatura** dei consumi dovuti ai processi produttivi, anche nell'ottica di sfruttare gli scarti termici e di sviluppare reti di teleriscaldamento in collegamento a impianti di cogenerazione. A tale scopo, **si appoggia alla rete di rilevamento attivata al fine del controllo delle emissioni degli impianti di combustione** e alla banca dati «catasto degli impianti di combustione» ad essa associata.
10. Misura di pianificazione: favorire **l'aggiornamento dei piani regolatori comunali** affinché sia introdotto l'obbligo di allacciamento alla rete di teleriscaldamento, o almeno l'obbligo di mantenimento di condizioni tali da non prevaricare un successivo allacciamento, per i **nuovi edifici produttivi** localizzati nei pressi di reti di riscaldamento esistenti (ad esempio, entro un raggio di 1'000 metri).

Varianti d'azione

Le varianti A e B differiscono unicamente in termini dell'approccio scelto per l'incentivazione delle Piccole Medie Imprese alla partecipazione al «Modello PMI» proposto dalla AEnEC: esse consentono dunque di raggiungere gli obiettivi nel medesimo arco temporale, tuttavia differiscono in relazione alle modalità di finanziamento di tale incentivazione: la variante A agisce mediante sussidio, la variante B mediante sgravio fiscale.

La variante 0 si appoggia al fatto che la riduzione dei consumi sarà attuata progressivamente dalle aziende, in ragione dell'aumento del costo dell'energia. Si ritiene tuttavia che, in assenza di stimoli o incentivi pubblici, questo approccio potrà consentire il raggiungimento degli obiettivi solo nel lungo periodo, tra non meno di 50 anni.

Obiettivo: consumi 985 GWh

	Variante 0 (BAU)	Variante A	Variante B
1. Apertura sportello regionale AEnEC		X (1.3 Mio CHF)	X (1.3 Mio CHF)
2. Sussidio partecipazione «Modello PMI» dell'AEnEC		X (5 Mio CHF)	
3. Sgravi fiscali per «Modello PMI» dell'AEnEC			X (5 Mio CHF)
4. Obbligo di convenzioni con AEnEC e energy manager per grossi consumatori		X	X
5. Promozione autovalutazione di strumenti tipo Effi-check	X	X	X
6. Supporto remunerazione calore prodotto da fonti rinnovabili (Confederazione)	X	X	X
7. Supporto introduzione bonus di efficienza energetica (Confederazione)	X	X	X
8. Accordi con distributori di elettricità, olio e gas per tariffe incentivanti l'efficienza nei processi		X	X
9. Censimento e mappatura consumi aziende (anche per individuare ambiti per teleriscaldamento)		X	X
11. Aggiornamento P.R.		X	X
Raggiungimento dell'obiettivo di medio periodo	**Più di 50 anni**	**25 anni**	**25 anni**
Stima consumi nel 2035	**1'108 GWh**	**985 GWh**	**985 GWh**
Stima consumi nel 2050	**1'035 GWh**	**911[2] GWh**	**911[2] GWh**

2 Nell'ipotesi che, raggiunti gli obiettivi di settore nel 2035, tra il 2035 e il 2050 la riduzione dei consumi continui con un tasso annuo pari alla metà di quello registrato sul periodo 2010–2035.

Effetti attesi

Obiettivo medio periodo: consumi 985 GWh

	Variante 0 (BAU)	Variante A	Variante B
Consumo di energia	+	+++	+++
	4.9 GWh di riduzione all'anno; a regime riduzione di 246 GWh, pari al 20% degli attuali consumi.	9.8 GWh di riduzione all'anno; a regime riduzione di 246 GWh, pari al 20% degli attuali consumi.	9.8 GWh di riduzione all'anno; a regime riduzione di 246 GWh, pari al 20% degli attuali consumi.
Utilizzo di energie rinnovabili	Le varianti d'azione non influiscono sulla promozione delle energie rinnovabili.		
Emissioni di CO_2 (Le stime rendono conto della riduzione dei consumi ottenuta mediante interventi di efficienza energetica)	+	++	+++
	1'304 ton CO_2 evitate /anno, ipotizzando riduzione dei consumi integralmente di olio combustibile. A regime, 65'200 ton CO_2 evitate. Al 2035: 32'600 ton CO_2 evitate. Al 2050: 52'160 ton CO_2 evitate.	2'609 ton CO_2 evitate /anno, ipotizzando riduzione dei consumi integralmente di olio combustibile. A regime, 65'200 ton CO_2 evitate. Al 2035: 65'200 ton CO_2 evitate. Al 2050: 84'793 ton CO_2 evitate.	2'609 ton CO_2 evitate /anno, ipotizzando riduzione dei consumi integralmente di olio combustibile. A regime, 65'200 ton CO_2 evitate. Al 2035: 65'200 ton CO_2 evitate. Al 2050: 84'793 ton CO_2 evitate.
Costo (per il Cantone)		– – –	– – –
	i costi diretti per il Cantone sono trascurabili.	1.3 Mio CHF + 5 Mio CHF per 10 anni.	1.3 Mio CHF + 5 Mio CHF per 10 anni.
Costo (per l'economia privata)	– – –	–	–
	costo d'investimento elevato ma buoni tempi di ritorno e diminuzione costi di gestione negli anni successivi.	costo d'investimento elevato ma buoni tempi di ritorno e diminuzione costi di gestione negli anni successivi.	costo d'investimento elevato ma buoni tempi di ritorno e diminuzione costi di gestione negli anni successivi.
Reddito generato sul territorio cantonale	+	+++	+++
Creazione di occupazione	La definizione di misure di efficienza energetica non influisce direttamente sull'occupazione.		
Effetti sul paesaggio	Nessun effetto significativo.		
Effetti su ecosistemi e consumo di suolo	Nessun effetto significativo.		

Indicatori di monitoraggio

- Numero di impianti di combustione utilizzati in processi produttivi alimentati a olio combustibile [num] e potenza installata [MW]
- Numero di impianti di combustione utilizzati in processi produttivi alimentati a gas [num] e potenza installata [MW]
- Numero aziende con sede in Cantone Ticino che aderiscono al «Modello PMI» della AEnEC [num]
- Numero di aziende che godono di contributi cantonali per l'adesione al «Modello PMI» della AEnEC [num]
- Numero di aziende che usufruiscono di tariffe promozionali sull'elettricità, il gas o l'olio combustibile per aver attivato interventi di efficienza energetica [num] e consumi corrispondenti [GWh]
- Consumi di energia (elettricità, gas, olio e legna) da parte di utenze del settore secondario [GWh]
- Consumi di energia (elettricità, gas, olio e legna) da parte di utenze del settore secondario/addetti del settore secondario [GWh/addetto]

Fonti dei dati

- Aziende di distribuzione dell'elettricità
- Aziende di distribuzione del gas
- Catasto degli impianti di combustione

Copertura territoriale dei dati	Aggregazione spaziale dei dati
Intero territorio cantonale	Alcuni dati disponibili per mappale catastale
Copertura temporale	**Frequenza di rilevamento**
–	Annuale

Responsabilità

- Il Consiglio di Stato è responsabile delle attività di promozione degli strumenti di sussidio, attraverso il Dipartimento del territorio.
- I comuni sono responsabili dell'adeguamento delle misure di pianificazione territoriale.

Collegamenti ad altre schede

C.1 Climatizzazione abitazioni (riscaldamento e raffreddamento)
P.10 Gas natutale
D.2 Rete di distribuzione del gas
P.11 Combustibili e carburanti liquidi

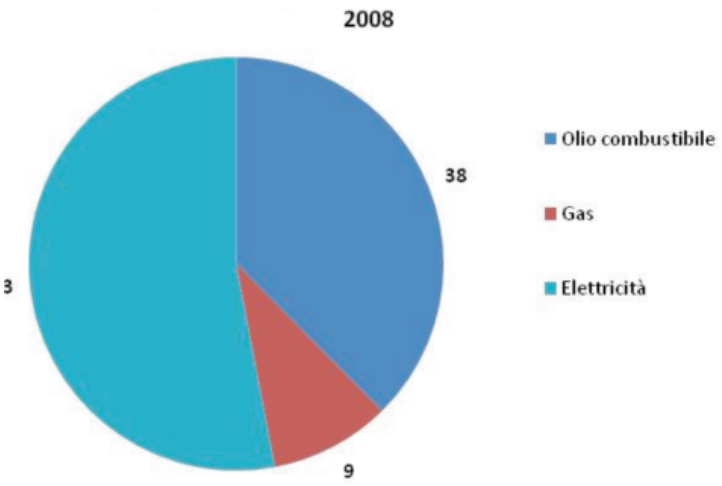
C.5 Illuminazione pubblica

Situazione attuale (2008)

In base ai dati forniti dalle aziende elettriche, il consumo di energia elettrica dovuto all'illuminazione pubblica si situa oggi al 1.25% rispetto al consumo totale (35 GWh/anno registrati nel 2008).

Malgrado la quota parte di consumo sia ridotta, l'illuminazione pubblica è oggi un tema di grande attualità, che tocca aspetti di efficienza energetica, inquinamento luminoso, senso di sicurezza della popolazione: è infatti possibile contenere i consumi energetici e al contempo gestire l'illuminazione artificiale affinché non comporti effetti molesti per la natura e la popolazione, senza creare rischi per l'incolumità della popolazione stessa.

Erogazione elettricità per settore 2008 (%)



Nel 2007 il Cantone ha emanato il documento di Linee guida per la prevenzione dell'inquinamento luminoso, che costituisce un riferimento, sebbene non formalmente vincolante dal punto di vista giuridico, per l'operato dei Comuni in relazione alla corretta gestione dell'illuminazione locale (http://www.ti.ch/dt/da/SPAA/Temi/Inquinamento_luminoso/Documentazione/documentazione.asp). In coerenza con i provvedimenti proposti in tale documento, i comuni di Coldrerio e Lumino hanno approvato tra il 2007 e il 2008 una ordinanza comunale sulla prevenzione delle emissioni luminose, che in particolare vieta la posa e l'installazione di show luminosi o skybeamer, fasci di luce fissi o roteanti rivolti verso il cielo, nonché l'accensione di insegne luminose nelle ore notturne comprese tra la mezzanotte e le sei del mattino.

I comuni sono infatti responsabili della gestione dell'illuminazione sul proprio territorio e del rispetto delle norme in vigore per l'illuminazione stradale (SN 13201-1,2,3,4). I contratti di fornitura con le aziende elettriche sono generalmente definiti in base a un forfait per punto luce e potenza installata e includono un servizio di manutenzione, che, nella maggior parte dei casi, comporta la sostituzione delle lampade danneggiate con lampade ai vapori di sodio (più efficienti rispetto alle lampade ai vapori di mercurio). I contratti di fornitura così formulati non permettono ai comuni di avere una visione chiara dei propri consumi e non sono un incentivo a migliorare l'efficienza energetica dell'illuminazione pubblica. Nella maggior parte dei casi infatti i dati concernenti i tipi di lampada e apparecchio luminoso installati non sono conosciuti né dal fornitore di elettricità né dal comune.

Il sito www.topten.ch/ip suggerisce i valori limite di consumo per l'illuminazione pubblica (kWh/a per metro di strada illuminata) cui i comuni dovrebbero attenersi, in funzione del numero di abitanti:

– comune con meno di 10'000 abitanti: 8 kWh/a·m;
– comune con più di 10'000 abitanti: 12 kWh/ a·m;
– comune con più di 30'000 abitanti: 18 kWh/ a·m.

Lo stesso sito riporta inoltre i risultati di una inchiesta S.A.F.E. condotta nel periodo 2005–2006, con il coinvolgimento di diversi comuni a livello nazionale, che hanno fornito diverse informazioni riguardanti i rispettivi consumi di elettricità. A titolo di riferimento si possono considerare i seguenti valori relativi a comuni ticinesi (auto-dichiarazioni da parte dei comuni):

	Bellinzona	Massagno	Chiasso
Consumo [kWh/ a·m]	21.4	40	33.8
Consumo auspicabile [kWh/ a·m]	12	8	8

Vi è dunque molto spazio per il contenimento dei consumi.
I dati raccolti mediante l'inchiesta S.A.F.E. mostrano inoltre che più di metà delle lampade in funzione in tali comuni sono del tipo «a incandescenza», «a fluorescenza» o a «vapori di mercurio»: si tratta di tipologie di tecnologie di illuminazione obsolete e poco efficienti dal punto di vista energetico. Inoltre, l'inchiesta mostra che almeno la metà delle lampade è mantenuta accesa per l'intero periodo notturno: più efficienti sarebbero strategie di riduzione dell'intensità luminosa o di spegnimento, almeno parziale, purché adeguatamente coordinate nell'ambito di un piano dell'illuminazione pubblica. In tale direzione si stanno muovendo i comuni di Coldrerio, Castel San Pietro e Novazzano, che stanno elaborando un Piano della luce.

Potenziale

La sostituzione delle lampade ai vapori di mercurio con lampade al sodio ad alta pressione consente una diminuzione dei consumi energetici compresa tra il 30% e il 40%, in alcuni casi anche superiore. Ulteriori contenimenti dei consumi possono derivare da interventi fisici di schermatura della lampada, affinché il fascio di luce sia diretto a ciò che effettivamente si vuole illuminare e non vi siano dispersioni nell'ambiente circostante, specie sopra l'orizzonte, o da accorta gestione del periodo di illuminazione (spegnimento notturno o riduzione dell'intensità luminosa).

Per quanto concerne i costi, si consideri che una lampada al sodio ad alta pressione (esclusa l'armatura) costa mediamente 250–300 CHF, circa il doppio di una lampada ai vapori di mercurio. Poiché tuttavia questo tipo di lampada è dal 30% al 40% energeticamente più efficiente di una lampada ai vapori di mercurio, è possibile ammortizzare i costi di investimento in un periodo di tempo di circa 10 anni (S.A.F.E. – Sicurezza e efficienza - Illuminazione stradale).

Si ritiene pertanto plausibile un potenziale di riduzione pari al 40% degli attuali consumi.

Visioni, scelte, obiettivi

Riduzione dei consumi per illuminazione pubblica del 40% rispetto ai valori del 2008, attraverso la sostituzione delle lampade (utilizzo di lampade più efficienti) e la migliore gestione della regolazione

Considerando i valori di consumo specifico rilevati da S.A.F.E., gli obiettivi di consumo sono ragionevolmente raggiungibili combinando la sostituzione delle lampade con adeguate misure di gestione e pianificazione, da definirsi nei piani dell'illuminazione pubblica, che consentiranno non solo di diminuire i consumi (ad es.: spegnimento o riduzione dell'intensità durante la notte) ma anche, dove compatibile con le misure di sicurezza, di ridurre anche il numero di punti luce.

A regime, una volta che sarà raggiunto l'obiettivo, il consumo di elettricità per l'illuminazione pubblica si attesterà intorno ai **21 GWh/anno**.

Strumenti

Per il raggiungimento degli obiettivi si propongono i seguenti strumenti:

1. **Regolamento Cantonale sull'inquinamento luminoso**: basato sulle Linee guida per la prevenzione dell'inquinamento luminoso del 2007, impone direttive obbligatorie per tutti i comuni; tale Regolamento è previsto dal Rapporto Cantonale sulla protezione dell'ambiente del 2009;
2. **Linee guida**: elaborazione di linee guida cantonali per la pianificazione dell'illuminazione pubblica a livello comunale (piani della luce). Le linee guida affrontano i seguenti temi principali:
   - obiettivi e tematiche della pianificazione: efficienza energetica, sicurezza del traffico, sicurezza delle popolazione, provvedimenti specifici per la riduzione dell'inquinamento luminoso. In particolare, definiscono obiettivi specifici di consumo per l'illuminazione pubblica, differenziandoli per la funzione svolta a livello territoriale dal comune. Per tenere conto del contesto territoriale in cui i comuni sono inseriti, fattore determinante per le esigenze di illuminazione, si potrebbero riprendere i limiti di consumo suggeriti da S.A.F.E., incrociandoli tuttavia con la classificazione dei comuni proposta dal modello Centro-Periferia elaborato dall'Ufficio Federale di Statistica, ad esempio come segue:
     - comune rurale: 8 kWh/a·m,
     - comune di cintura urbana: 12 kWh/a·m,
     - comune urbano polo attrattore: 18 kWh/a·m;
   - tecnologie per l'illuminazione pubblica: indicazioni sulle tecnologie migliori, i rendimenti energetici e i costi;
   - misure gestionali: sistemi di controllo che provvedano allo spegnimento parziale o totale, o alla diminuzione di potenza impiegata, nell'arco delle 24 ore (timer e/o potenziometri), anche considerando l'aspetto stagionale e il cambio dell'ora; dispositivi che si accendano solo in caso di necessità (rilevatori di presenza).
   - manutenzione: definizione di disposizioni minime standard per il servizio di manutenzione svolto dalle aziende, dai comuni stessi o da operatori esterni;
   - continuità territoriale e piani intercomunali: indicazioni sulla possibilità, in particolare per i comuni con risorse limitate, di realizzare piani dell'illuminazione intercomunali e indicazioni concernenti il coordinamento dei piani per ambiti territoriali contigui;
   - indici energetici: guida per il calcolo degli indici energetici dell'illuminazione pubblica;
   - iter amministrativo e procedurale per l'approvazione dei piani dell'illuminazione pubblica.

Per la realizzazione di tali linee guida e la loro diffusione, il Cantone mette a disposizione 50'000 CHF una tantum;

3. **Contributi ai Comuni**: il Cantone mette a disposizione dei comuni 500'000 CHF da erogarsi su un periodo di 5 anni, dietro bando di finanziamento, così articolati:
   - 200'000 CHF quale contributo ai comuni per l'elaborazione dei piani dell'illuminazione pubblica;
   - 300'000 CHF quale contributo per interventi di sostituzione delle lampade o delle armature, nel rispetto di criteri di riduzione dell'inquinamento luminoso;

   sono erogati due cicli di finanziamento, sull'arco di 10 anni, per un investimento complessivo di 1 Mio CHF;
4. **Crediti agevolati**: il Cantone promuove presso gli istituti di credito presenti sul territorio, in particolare Banca Stato, l'offerta ai comuni di crediti agevolati per l'elaborazione dei piani dell'illuminazione comunale e/o la sostituzione delle lampade). Attualmente infatti in Ticino i costi per l'elaborazione di un piano dell'illuminazione per un comune di medie dimensioni si aggirano intorno ai 20'000–25'000 CHF. Con la diffusione di tali piani, è plausibile che i costi diminuiscano, per stabilizzarsi su cifre dell'ordine di 15'000–20'000 CHF;
5. **Formazione e coordinamento dei consulenti**: il Cantone promuove
   - la formazione di consulenti in illuminotecnica in grado di realizzare i piani dell'illuminazione pubblica secondo i criteri contenuti nelle linee guida cantonali: a tale scopo organizza corsi di formazione dedicati a tecnici già attivi nel ramo - i costi di partecipazione ai corsi sono coperti dai partecipanti;
   - la creazione di un registro dei tecnici abilitati e la pubblicazione su web della lista dei consulenti accreditati;
   - la definizione di un capitolato d'oneri e dei costi della prestazione, affinché siano omogenei a livello cantonale a dipendenza del tipo di prestazione.

Varianti d'azione

Obiettivo: 21 GWh/anno

	Variante 0 (BAU)	Variante A	Variante B
1. Regolamento cantonale sull'inquinamento luminoso	X	X	X
2. Linee guida per i comuni per la pianificazione dell'illuminazione		X	X
3. Contributi ai Comuni			X
4. Crediti agevolati per i comuni		X	X
5. Formazione e coordinamento		X	X
Raggiungimento dell'obiettivo	**45 anni**	**35 anni**	**25 anni**
Stima consumi [GWh] al 2035	**27**	**25**	**21**
Stima consumi [GWh] al 2050	**22.5**	**20[1]**	**16.8[1]**

1 Ad oggi è difficile stimare l'entità della riduzione dei consumi che potrà essere conseguita una volta raggiunto l'obiettivo di risparmio del 40% rispetto al consumo del 2008 (consumo pari a 21 GWh/anno), poiché è fortemente dipendente dalle tecnologie che in futuro saranno disponibili per l'illuminazione: a titolo puramente indicativo, si ritiene che ulteriori diminuzioni possano avvenire con un ritmo pari alla metà di quello registrato fino al raggiungimento dell'obiettivo.

Effetti attesi

Obiettivo: 21 GWh/anno

	Variante 0 (BAU)	Variante A	Variante B
Utilizzo di energie rinnovabili	La variante d'azione non ha effetti sull'utilizzo delle energie rinnovabili (si tratta di provvedimenti di efficienza energetica).		
Consumo di energia	+	++	+++
	A regime, diminuzione di 14 GWh/anno; nel transitorio, diminuzione di 0.31 GWh/anno.	A regime, diminuzione di 14 GWh/anno; nel transitorio, diminuzione di 0.40 GWh/anno.	A regime, diminuzione di 14 GWh/anno; nel transitorio, diminuzione di 0.56 GWh/anno.
Emissioni di CO_2	+	++	+++
	A regime, riduzione di 1'988 ton CO_2/anno, grazie alla riduzione dei consumi di energia elettrica; ogni anno, diminuzione di 44 ton CO_2 rispetto all'anno precedente.	A regime, riduzione di 1'988 ton CO_2/anno, grazie alla riduzione dei consumi di energia elettrica; ogni anno, diminuzione di 57 ton CO_2 rispetto all'anno precedente.	A regime, riduzione di 1'988 ton CO_2/anno, grazie alla riduzione dei consumi di energia elettrica; ogni anno, diminuzione di 80 ton CO_2 rispetto all'anno precedente.
Costo (per il Cantone)		–	– –
		100'000 CHF per linee guida piani illuminazione.	1 Mio CHF per due cicli di finanziamento ai Comuni + 100'000 CHF per linee guida piani illuminazione.
Costo (per l'economia privata)	– – –	– –	–
	I costi sono in carico ai comuni (mediamente, 20'000 CHF per piano dell'illuminazione e 300 CHF per sostituzione di una lampada).	I costi sono in carico ai comuni, che tuttavia possono godere di crediti agevolati.	Il contributo cantonale diminuisce l'onere finanziario in capo ai Comuni.
Reddito generato sul territorio cantonale		++	++
	Attualmente le competenze tecniche su temi relativi all'illuminazione sono poco diffuse in Cantone Ticino, pertanto non si prevedono effetti significativi.	Adeguate iniziative di formazione favoriscono la permanenza in Cantone Ticino del reddito generato.	Adeguate iniziative di formazione favoriscono la permanenza in Cantone Ticino del reddito generato.
Creazione di occupazione		++	++
	Attualmente le competenze tecniche su temi relativi all'illuminazione sono poco diffuse in Cantone Ticino, pertanto non si prevedono effetti significativi.	Adeguate iniziative di formazione favoriscono l'occupazione di tecnici attivi sul territorio ticinese.	Adeguate iniziative di formazione favoriscono l'occupazione di tecnici attivi sul territorio ticinese.
Emissioni atmosferiche	+	++	+++
Effetti sul paesaggio	+		
	La variante d'azione contribuisce al contenimento dell'inquinamento luminoso.		
Effetti su ecosistemi e consumo di suolo	+		
	La variante d'azione contribuisce al contenimento dell'inquinamento luminoso, con effetto positivo sugli ecosistemi; non produce invece effetti sul consumo di suolo.		

C.5

Indicatori di monitoraggio

- Fabbisogno di elettricità per illuminazione pubblica [GWh/anno]
- Fabbisogno specifico di elettricità per illuminazione pubblica [kWh/metro di strada illuminata·anno]

Fonti dei dati

- Aziende di distribuzione dell'elettricità (consumi per l'illuminazione pubblica, suddivisi per comune)
- Comuni oppure Swisstopo (km di strada illuminata)

Copertura territoriale dei dati	Aggregazione spaziale dei dati
Intero Cantone	Comunale
Copertura temporale	**Frequenza di rilevamento**
–	Annuale

Responsabilità

La responsabilità di elaborare le linee guida, negoziare meccanismi di finanziamento agevolati con gli istituti di credito e coordinare le attività di formazione è demandata al Cantone Ticino. I Comuni sono responsabili dell'elaborazione di piani dell'illuminazione pubblica e dell'attuazione delle misure di efficienza energetica.

Collegamenti con altre schede

–

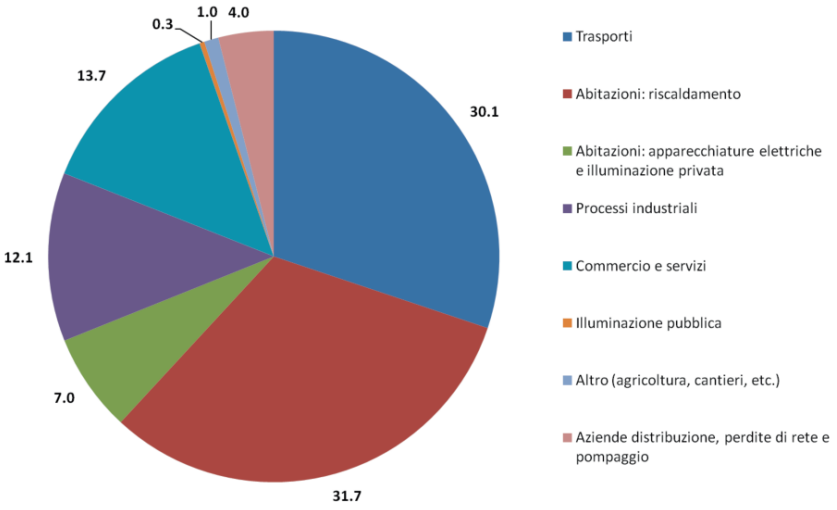
C.6 Mobilità

Situazione attuale

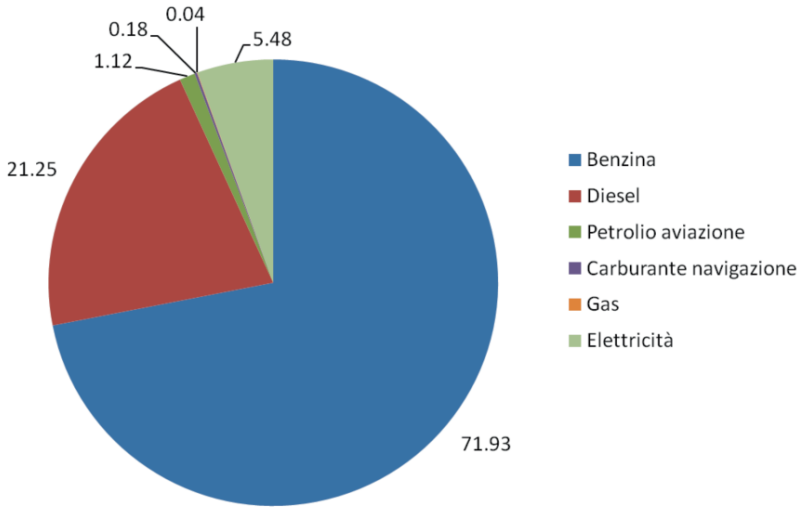
Quasi un terzo dei consumi energetici del Cantone Ticino è dovuto ad esigenze di mobilità [3'072 GWh nel 2008, pari al 30.1% dei consumi energetici complessivi registrati sul territorio cantonale]. I carburanti fossili contribuiscono alla copertura del fabbisogno energetico per quasi il 94.5%. Tali valori sono in linea con i consumi a livello Svizzero [fonte: Prontuario statistico Mobilità e trasporti 2009, Ufficio federale di Statistica].

Il Microcensimento sul comportamento del traffico del 2005 mostra che, a livello nazionale, il principale motivo degli spostamenti è rappresentato dal tempo libero, fare acquisti escluso, che incide per quasi il 45% degli spostamenti quotidiani. Meno del 30% degli spostamenti sono invece dovuti a motivi di lavoro o studio. La mobilità è dunque oggi un fenomeno non sistematico e più difficilmente governabile di un tempo.

Consumi totali 2008, per settore (%)



Trasporti: ripartizione percentuale consumi anni 2008



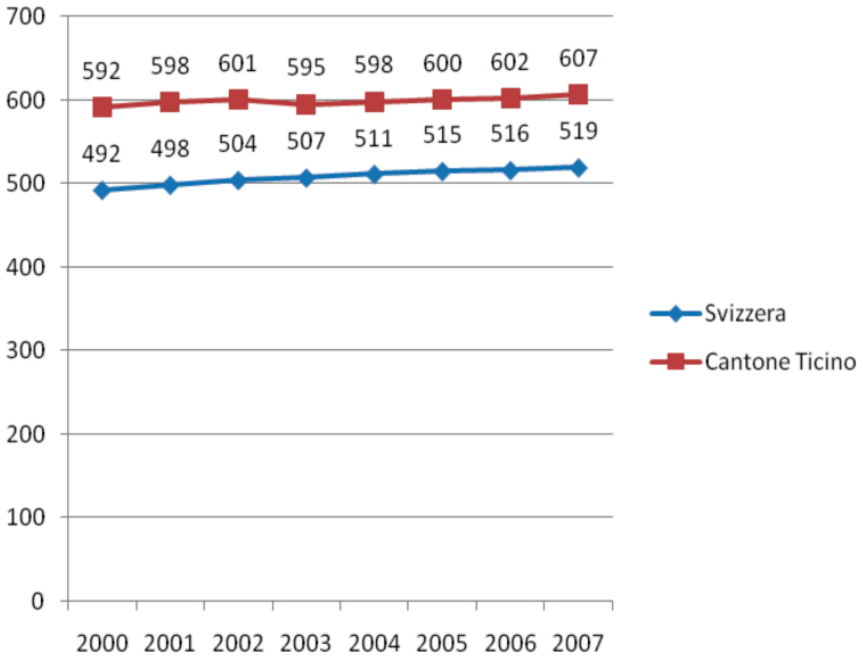
C.6

Trasporto individuale motorizzato

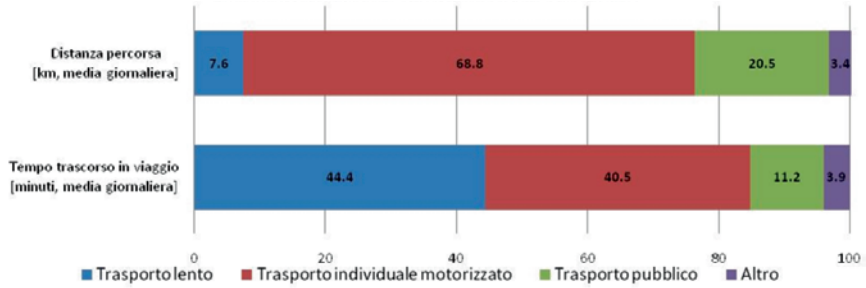
La peculiarità ticinese è legata all'elevato tasso di motorizzazione privata (numero di automobili ogni 1'000 abitanti), in continua crescita e decisamente superiore al valore Svizzero: in Ticino infatti l'80% dei chilometri mediamente percorsi nel corso di una giornata avviene mediante automobili private, mentre in Svizzera tale valore è mediamente pari a poco meno del 70%.

Ciò è dovuto a diversi fattori, complementari tra di loro: lo stile di vita, la conformazione del territorio e del sistema dell'urbanizzato, fortemente frammentato e sfilacciato, la disponibilità ancora non sufficiente di mezzi di trasporto collettivo.

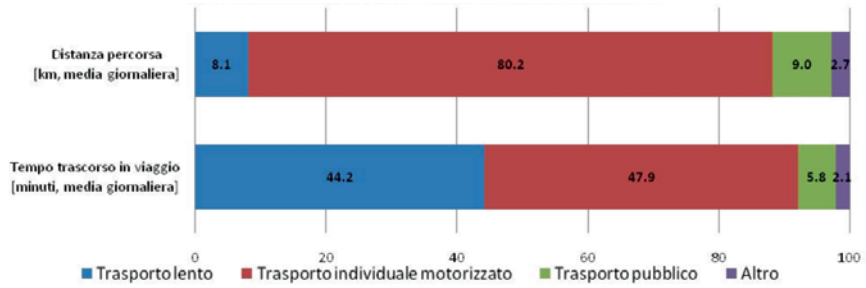
Tasso di motorizzazione (automobili/1'000 abitanti)
Fonte: Statistica dei veicoli stradali 2009, UST



Ripartizione modale degli spostamenti (Svizzera, 2005)
Fonte: Microcensimento sul comportamento del traffico, UST 2005

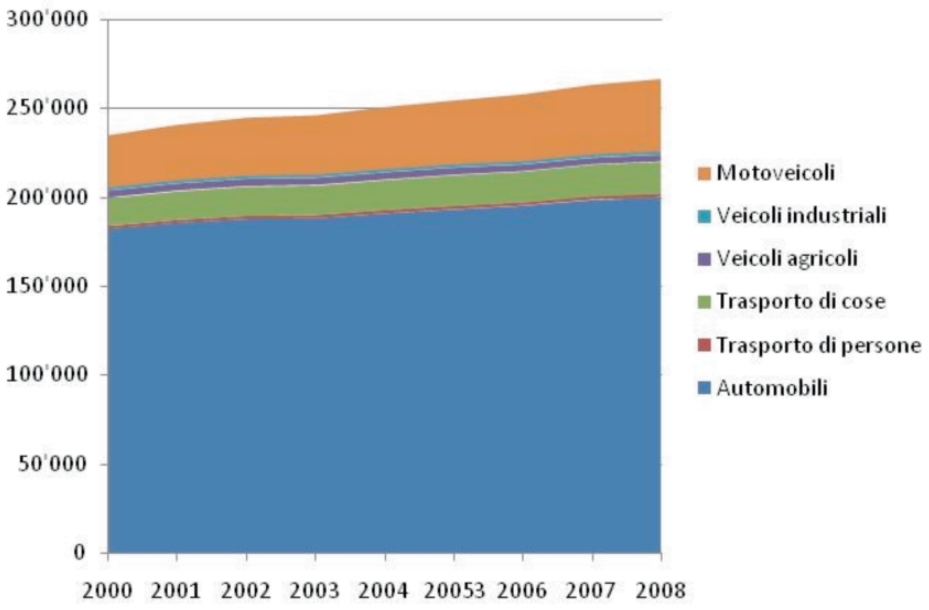


Ripartizione modale degli spostamenti (Cantone Ticino, 2005)
Fonte: Microcensimento sul comportamento del traffico, UST 2005

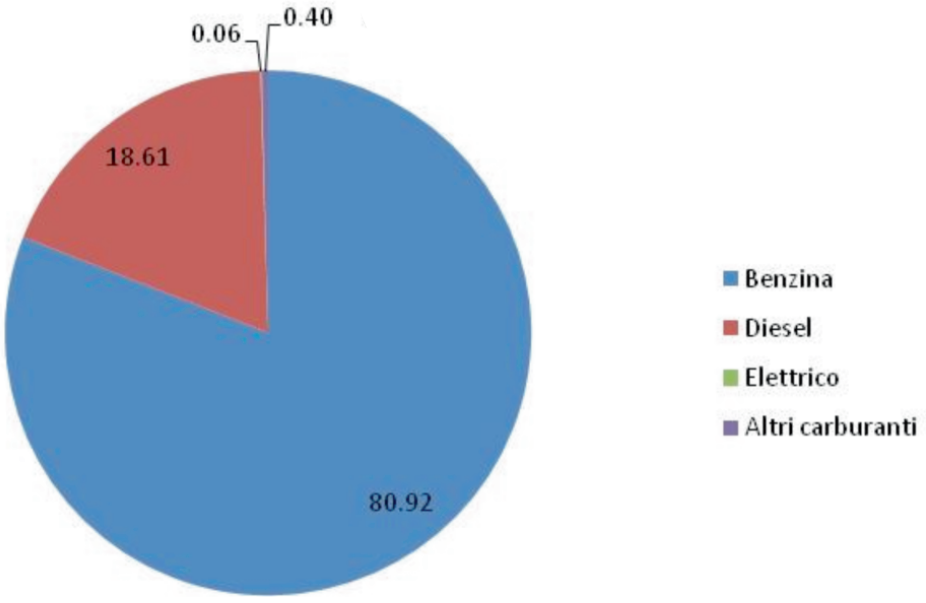


L'attuale composizione del parco auto circolante nel Cantone è presentata nei grafici che seguono: l'80% delle auto è alimentato a benzina, solo lo 0.05% è alimentato a GPL o gas naturale (95 auto alimentate a gas, 2 alimentate a GPL) e lo 0.06% (124 auto) è alimentato elettricamente [fonti: «Ecoincentivi sull'imposta di circolazione, rapporto 2010», Sezione della Circolazione e «Statistica dei veicoli stradali 2009», UST]. Si tratta inoltre di veicoli di cilindrata medio-grande, compresa tra 1'400 e 2'000 cc per il 50% dei veicoli circolanti. Il 5% dei veicoli si contraddistingue invece per una cilindrata superiore ai 3'000 cc.

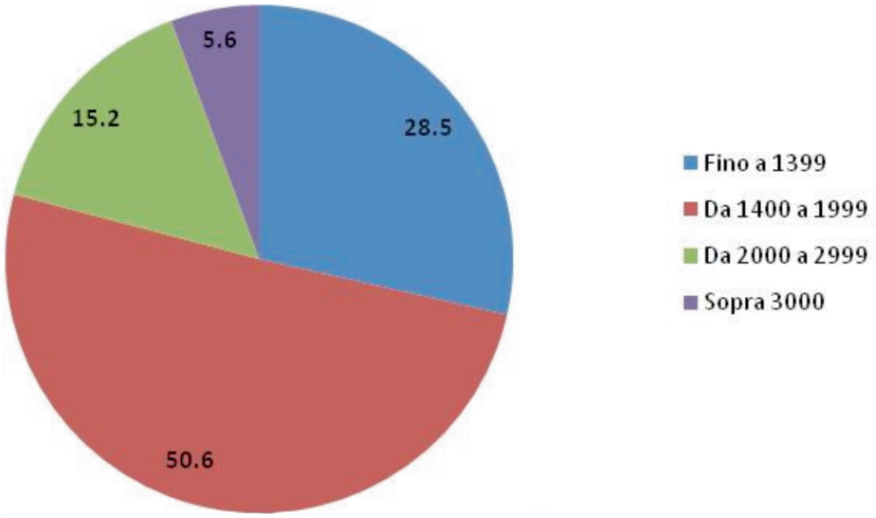
Composizione del parco dei veicoli stradali a motore, Cantone Ticino 2000–2008
Fonte: Statistica dei veicoli stradali 2009, UST.



Parco veicoli circolanti in Cantone Ticino (2008): composizione percentuale per carburante
Fonte: Statistica dei veicoli stradali, UST.



Parco veicoli circolanti in Cantone Ticino (2008): composizione percentuale per cilindrata
Fonte: Statistica dei veicoli stradali, UST.

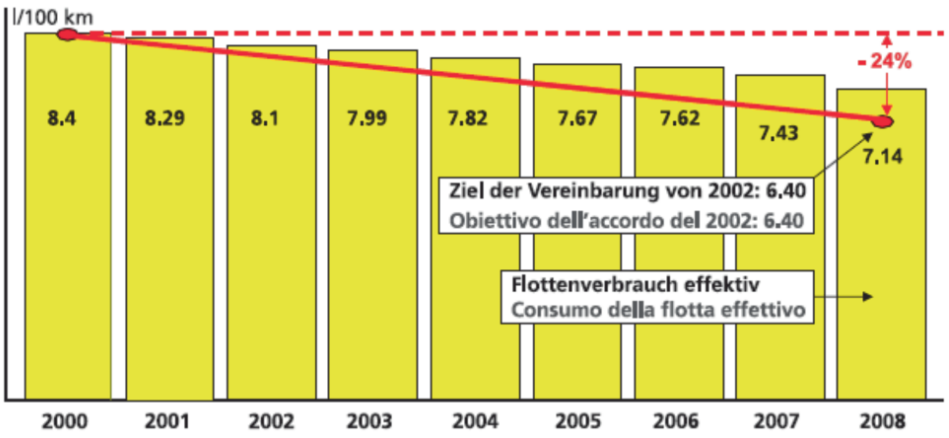


Di pari passo con l'aumento della cilindrata e della potenza media del parco veicoli, aumentano i consumi energetici e le emissioni di CO_2. Nel 2008 le emissioni delle auto di nuova immatricolazione in Svizzera sono mediamente state pari a 175 g/km, mentre nel 2007 a 183 g/km [fonte: Rapporto sul consumo di carburante 2009, auto-schweiz, aprile 2009].

A titolo di riferimento, si consideri che il valore medio di emissioni nell'UE nel 2007 è stato pari a 158 g CO_2/km: la differenza è imputabile a maggiori valori di dimensione dei veicoli, potenza e cilindrata.

Per il futuro il DATEC ha in programma di introdurre valori limite di emissione per le auto di nuova immatricolazione coerenti con quanto in vigore nell'Unione Europea: entro il 2015 al massimo 130 g CO_2/km, entro il 2020 al massimo 95 g CO_2/km, pari a un consumo di circa 4 litri di benzina e 3.6 litri di diesel per 100 km, con ulteriori vincoli sulla quota di produzione o importazione di automobili da parte dello stesso soggetto: nel 2012 il 65% delle automobili dovrà rispettare tali soglie, nel 2013 il 75% e nel 2014 l'80%. Sono in previsione sanzioni nel caso in cui tali valori limite non siano raggiunti.

Consumo specifico dei veicoli nuovi
Fonte: TCS, Catalogo dei consumi 2009.



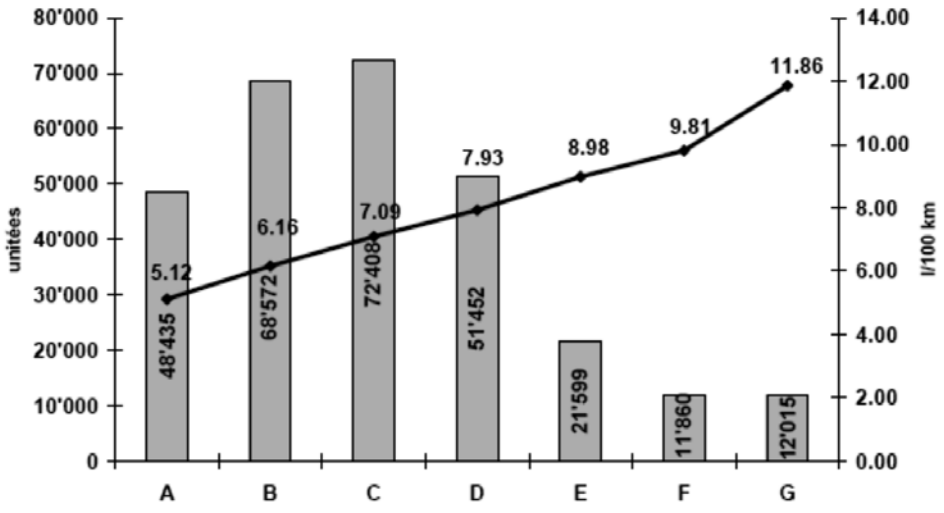
Un importante accordo volontario stretto nel 2002 tra la Confederazione (DATEC) e l'Associazione degli importatori svizzeri di automobili (auto-schweiz) puntava alla riduzione dei consumi a 6,4 l/100 km entro il 2008. Stime recenti [DATEC/ auto-schweiz] riportano tuttavia che per il 2008 il consumo medio dei veicoli di nuova immatricolazione era ancora pari a 7,43 l/100 km: l'obiettivo dunque non è stato raggiunto. In proposito, si tenga conto che un aumento di 100 kg del peso della vettura determina un aumento dei consumi pari a 0,5 l/100 km, e che dal 2000 al 2007 il peso medio delle automobili di nuova immatricolazione è aumentato mediamente di 139 kg (fonte: DATEC). Solo nel corso del 2008 si è registrata una diminuzione del peso rispetto all'anno precedente: i dati futuri consentiranno di valutare se si tratti di una effettiva inversione di tendenza.

Nel 2003 è stata introdotta a livello federale l'Etichetta energia, strumento che effettua la classificazione delle automobili di nuova immatricolazione in sette categorie di consumo energetico (da A a G), secondo le condizioni regolamentate dall'Ordinanza sull'energia. L'etichetta riporta anche le emissioni di CO_2 in g/km. La figura sotto mostra la ripartizione nelle classi energetiche per i **nuovi veicoli** immatricolati nel 2008 (totale Svizzera). È importante sottolineare come l'indicazione fornita dall'Etichetta-energia sia estremamente utile per confrontare in termini relativi veicoli della stessa categoria (potenza, dimensioni, peso), mentre sia poco efficace per confrontare veicoli appartenenti a diverse gamme: paradossalmente infatti, anche a un SUV (Sport Utility Vehicle) può essere attribuita la classe energetica A, all'interno della propria gamma, anche se i consumi energetici sono molto più elevati di quelli dei veicoli di classe A appartenenti alla gamma delle utilitarie da città («mini»).

È attualmente in discussione a livello federale l'evoluzione verso l'etichetta ambiente, che dovrebbe sostituire l'attuale etichetta Energia e indicare, oltre al consumo energetico e le emissioni di CO_2, anche le emissioni di inquinanti atmosferici ed acustici, tenendo conto anche della fase di costruzione dell'automobile, in un'ottica complessiva di ciclo di vita.

Nel luglio 2009 è stata avviata l'indagine conoscitiva in merito all'introduzione di tale provvedimento.

Sempre a livello federale, dall'ottobre 2005 è in vigore il prelievo di 1.5 cts CHF/litro su tutte le importazioni di carburanti fossili, a beneficio della Fondazione



Ripartizione in classi di rendimento energetico per i veicoli di nuova immatricolazione nel 2008
Fonte: Rapporto sul consumo di carburante 2009, auto-schweiz, aprile 2009.

Centesimo per il clima, impegnata in attività di riduzione delle emissioni di gas serra, in Svizzera e all'estero. Attualmente è previsto che tale prelievo venga effettuato fino al 2012. È stata invece esclusa, dal Parlamento federale, l'introduzione di una tassa sul CO_2 per i carburanti, pure possibile in base alla Legge federale sul CO_2.

In questo contesto, a livello ticinese una delle priorità d'intervento è stata attribuita alla sostituzione del parco veicoli con veicoli più efficienti, attraverso le campagne incentivanti attivate nell'ambito dei progetti VEL 1 e VEL 2, che hanno poi portato alla nascita del Centro di competenze per la mobilità sostenibile InfoVEL. I finanziamenti messi a disposizione a livello cantonale sono stati pari a 6 milioni di franchi (Messaggio 5020 del 2000). Il messaggio 6200 del 2009 (Misure di sostegno all'occupazione e all'economia per il 2009–2011) ha inoltre introdotto una misura specifica per la rottamazione dei veicoli con più di 9 anni di età e la sostituzione con veicoli di classe A, se automobili, o di categoria euro 4, se furgoni utilitari (misura 23): a tale scopo è previsto lo stanziamento di 4.5 milioni di franchi, che dovrà tuttavia essere confermato da un apposito decreto esecutivo.

È stata inoltre recentemente introdotta in Ticino la formula degli eco-incentivi, in base alla quale l'imposta di circolazione viene definita in base alla classe di efficienza energetica dell'auto (etichetta energia):

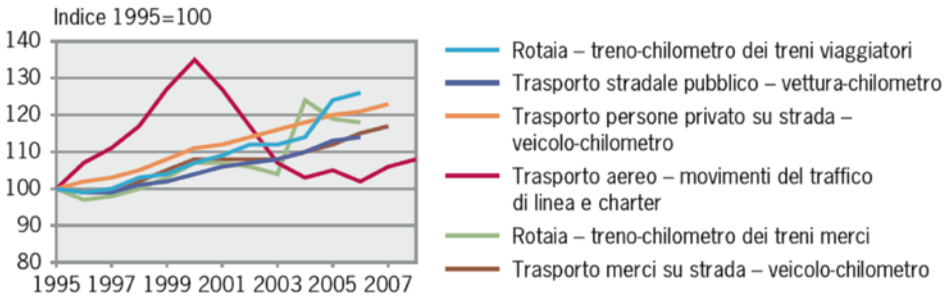
- sconto del 50% per le auto con etichetta energia A, emissioni di CO_2 minori di 140 g/km e, se diesel, filtro antiparticolato;
- supplemento d'imposta del 20% per le auto con etichetta energia F;
- supplemento d'imposta del 50% per le auto con etichetta energia G;
- esonero totale per tutti i veicoli elettrici;
- esonero del 50% per tutti i veicoli ibridi, cumulabile con il primo punto;
- esonero del 25% per i veicoli a gas naturale e GPL, cumulabile con il primo punto;
- tutte le auto immatricolate prima del 1.10.1987 (non dotate di catalizzatore) sono soggette a un supplemento d'imposta del 30%.

Il provvedimento vale solo per le auto immatricolate la prima volta dopo il 1/1/2009.

Trasporto pubblico

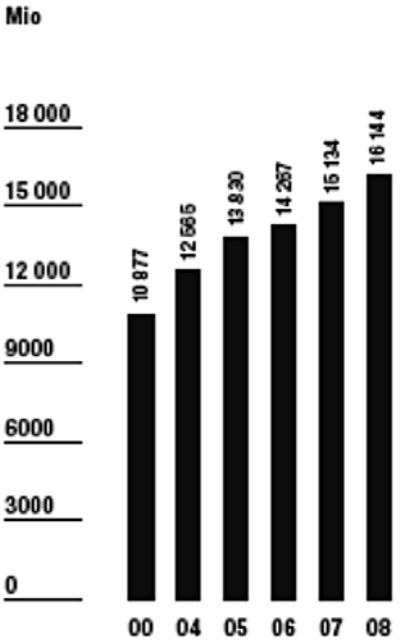
Per quanto riguarda il trasporto su mezzi collettivi, a livello svizzero si registra una continua crescita delle percorrenze su ferrovia e gomma, in relazione a un generalizzato aumento della domanda di mobilità.

Impiego dei mezzi di trasporto: prestazioni chilometriche
Fonte: Mobilità e trasporti - Prontuario statistico 2009, UST.



Nel 2008 la società Autopostale ha registrato un aumento del 3.2% del numero di passeggeri trasportati e del 6.5% dei km percorsi, rispetto al 2007 [fonte: sito web Autopostale, dati riferiti all'intera nazione]. Andamenti comparabili sono stati registrati dalle FFS, che rispetto all'anno precedente hanno registrato un aumento del 5.2% del numero di passeggeri trasportati e un aumento dell'8% dei passeggeri per chilometro nel traffico di lunga percorrenza nelle ore di punta.

Evoluzione dei viaggiatori-chilometro
Fonte: Rapporto annuale FFS 2008



Anche a livello di traffico regionale le FFS registrano un incremento, in parte legato agli interventi di miglioramento apportati, che forniscono collegamenti più frequenti, treni con maggiore capacità (maggior numero di carrozze) e maggiore comfort di viaggio. A livello svizzero nel 2008 le FFS hanno infatti offerto un numero di posti per chilometro del 5% superiore all'anno precedente.

Per valutare se a tali incrementi corrisponda una effettiva sostituzione modale, o se si tratti piuttosto di un aumento di domanda di mobilità, in generale, occorre attendere i risultati del prossimo Microcensimento sul comportamento del traffico [2010].

In Ticino il traffico regionale sulle linee TILO ha registrato un aumento del 19.5% rispetto al 2007, con 110.6 viaggiatori per chilometro [fonte: Rapporto annuale FFS 2008].

L'aumento del traffico passeggeri è attribuibile sia alla quantità di offerta (n. di corse, frequenze, ecc.) come pure alla qualità del servizio (puntualità, materiale rotabile, ecc.), sia al processo di integrazione tariffaria (creazione della Comunità tariffale Ticino e Moesano CTM), messo in atto in Ticino a partire dal 1997, concretizzatosi nell'Abbonamento Arcobaleno, In relazione al grande successo ottenuto per gli abbonamenti mensili e annuali Arcobaleno, a partire dal 2006 è allo studio l'estensione della formula integrata anche per singoli titoli di viaggio.

In particolare è da sottolineare la formula dell'abbonamento aziendale Arcobaleno, in base al quale, se l'azienda contribuisce al pagamento dell'abbonamento casa-lavoro per i propri dipendenti, la CTM raddoppia il contributo concesso dall'azienda.

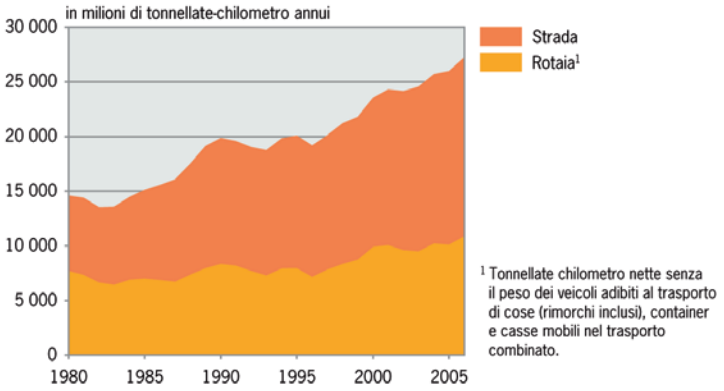
Numero di abbonamenti Arcobaleno – Cantone Ticino [fonte: sito web Arcobaleno]			
	1996	2008	Variazione percentuale
Numero abbonamenti mensili adulti	36'781	91'737	150%
Numero abbonamenti annuali adulti	3'591	7'612	112%

Infine, sono in fase avanzata progetti di sviluppo della rete ferroviaria, in particolare per quanto riguarda il collegamento con l'Italia (linea Mendrisio – Varese/Malpensa).

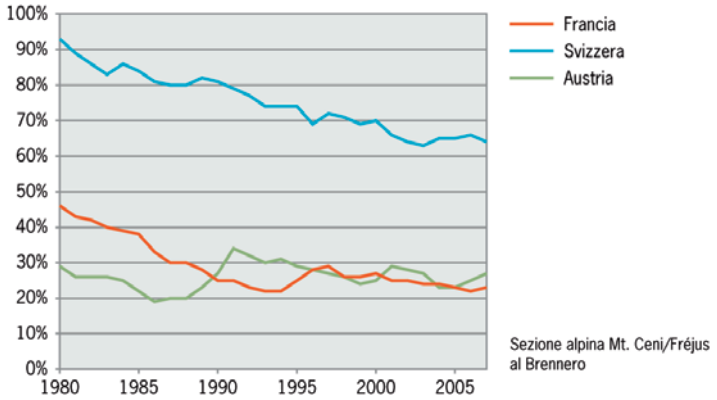
Trasporto merci

A livello svizzero il trasporto merci viene effettuato per il 60% circa su ferrovia e per il 40% circa su strada (fonte: Prontuario statistico mobilità e trasporti). Negli ultimi anni il ruolo della ferrovia è cresciuto più velocemente di quello della strada, anche in virtù di considerazioni di efficienza energetica e minor impatto ambientale. È tuttavia da rilevare che il contributo del ferro sul trasporto merci transalpino è in forte calo, in parziale contrasto con quanto previsto dall'Iniziativa delle Alpi, accolta nel 1994, che prevedeva il trasferimento del traffico merci dalla strada alla ferrovia e la rinuncia all'ampliamento della capacità delle strade di transito. Molto del traffico merci che attraversa il Ticino è costituito da traffico di transito: si tratta pertanto di una tematica difficile da regolamentare al livello di pianificazione Cantonale, pertanto in questa sede essa non è intesa come prioritaria.

Prestazioni di traffico nel trasporto merci
Fonte: Prontuario statistico mobilità e trasporti 2009, UST.



Quota della rotaia nel trasporto merci transalpino
Fonte: Prontuario statistico mobilità e trasporti 2009, UST



Indirizzi e progetti

La Politica della mobilità è definita a livello di Piano direttore che dedica un ambito alla mobilità. A PD sono già consolidati una serie di obiettivi con i quali il PEC deve essere coordinato e diversi conseguenti progetti. Tra questi si citano la Ferrovia Mendrisio-Varese (2013), le gallerie ferroviarie di base del S.Gottardo (2017) e del Monte Ceneri (2019), gli ammodernamenti delle stazioni di Lugano e Bellinzona e le nuove stazioni di S.Martino (Mendrisio), Minusio, Bellinzona Piazza Indipendenza.

Potenziale

Il settore della mobilità presenta un elevato potenziale di riduzione dei consumi. È infatti possibile agire su più aspetti, complementari e sinergici tra di loro:

	Trasporto passeggeri	Trasporto merci
Mobilità	Misure di tele-lavoro o tele-conferenza.	Più in generale, ottimizzazione dei percorsi delle consegne.
Spostamento modale	Favorire gli spostamenti a piedi o in bicicletta (anche elettrica) e quelli con i mezzi di trasporto collettivo, specie per gli spostamenti sistematici casa-lavoro. Ciò implica fornire adeguate alternative all'uso del mezzo privato, migliorando le infrastrutture, specie quelle di scambio intermodale, la frequenza delle corse e promovendo la sensibilizzazione (cambiamento di mentalità).	Trasferimento da gomma a ferro per il trasporto di merci a lunga percorrenza.
Cambiamento tecnologico	Diffusione di automobili elettriche, alimentate a gas naturale o a biogas e, più in generale, riduzione dei consumi del parco veicoli circolante (materiali più leggeri, maggiore efficienza nella combustione, minor attrito dei pneumatici, migliore aerodinamica).	Promuovere l'utilizzo di furgoni elettrici o alimentati a gas per le consegne, specie in ambito urbano.
Cambiamento degli stili di vita	Diffusione di tecniche di eco-drive.	

Estremamente difficile è tuttavia tradurre in termini quantitativi tale potenziale, in assenza di studi e indagini specifiche condotte per il Ticino. **Pertanto in questa sede è possibile solo proporre alcune ipotesi elaborate a livello internazionale, da sottoporre a valutazioni più articolate ed eventuali revisioni nel corso della vita del PEC.**

Risulta particolarmente complessa anche la semplice stima dell'evoluzione dei consumi della mobilità nello scenario tendenziale, perché fortemente influenzata dalle condizioni sociali e dalla vitalità dell'economia: infatti, all'aumentare della ricchezza di un paese, la popolazione tende a viaggiare di più, con mezzi di trasporto più veloci e costosi; inoltre, maggiori attività economiche implicano maggiore scambio di materie prime e prodotti finiti, con un importante effetto sul settore dei trasporti.

A titolo di riferimento si riporta qui una sintesi del potenziale di riduzione dei consumi energetici al 2050 (valori medi per l'Europa), sulla base delle elaborazioni dell'European Renewable Energy Council e di Greenpeace [Rapporto Energy (R)evoution 2008]:

	Trasporto passeggeri	Trasporto merci
Domanda di mobilità	Contenimento dell'aumento della domanda rispetto ad oggi [passeggeri*km / pro capite]: 25% (valore inferiore del 6% rispetto allo scenario tendenziale di riferimento).	Aumento rispetto ad oggi [ton*km/ unità di PIL]: 35% (valore inferiore del 5% rispetto allo scenario tendenziale di riferimento).
Spostamento modale	Rispetto allo scenario tendenziale di riferimento [kWh/ passeggeri*km]: • 2.5% spostamento da auto a ferrovia • 2.5% spostamento da auto a bus	Rispetto allo scenario tendenziale di riferimento [kWh/ton*km]: • 5% spostamento da camion medi a ferrovia • 2.5% spostamento da camion pesanti a ferrovia
Cambiamento tecnologico	Rispetto allo scenario tendenziale di riferimento [kWh/ passeggeri*km]: • Motore a combustione: 80% di riduzione consumi automobili • Trazione elettrica: 80% di riduzione consumi automobili e 40% di riduzione consumi treni	Rispetto allo scenario tendenziale di riferimento [kWh/ton*km]: • Motori a combustione: • 50% (riduzione consumo camion) • Trazione elettrica: 90% (riduzione consumi treni)
Cambiamento degli stili di vita	10% di riduzione dei consumi del parco veicoli circolante (tecniche di Eco-drive) [kWh/km].	

Queste stime propongono per l'Europa un aumento, per lo scenario di riferimento al 2050, della domanda di trasporto passeggeri pro capite pari al 30% circa rispetto ai valori attuali. Lo scenario più efficace di riduzione della domanda prevede invece, al 2050, un aumento del 24%: il potenziale di riduzione della domanda di trasporto è dunque pari al 6%. Per quanto riguarda le merci, la stessa fonte stima un potenziale di riduzione della domanda di trasporto, rispetto allo scenario tendenziale al 2050, pari al 5%. Tali stime tengono conto dell'aumento della domanda di trasporto conseguente alla crescita delle economie di transizione dell'Est Europa.

Considerando l'attuale sistema infrastrutturale, nonché l'evoluzione tendenziale degli investimenti in questo settore, il rapporto Energy (R)evolution individua per l'Europa un potenziale di spostamento modale da auto a ferro e a bus tale da ridurre complessivamente del 5% i consumi energetici per gli spostamenti dei passeggeri, lo spostamento da gomma a ferro è invece tale da ridurre del 7.5% i consumi energetici per il trasporto merci. Nel caso tuttavia gli investimenti in infrastrutture venissero effettuati secondo nuove strategie che favoriscano il trasporto collettivo su ferro, a svantaggio del trasporto individuale su gomma, si potrebbero raggiungere valori più elevati di spostamento modale, tali da consentire un risparmio energetico complessivamente pari al 20–25%.

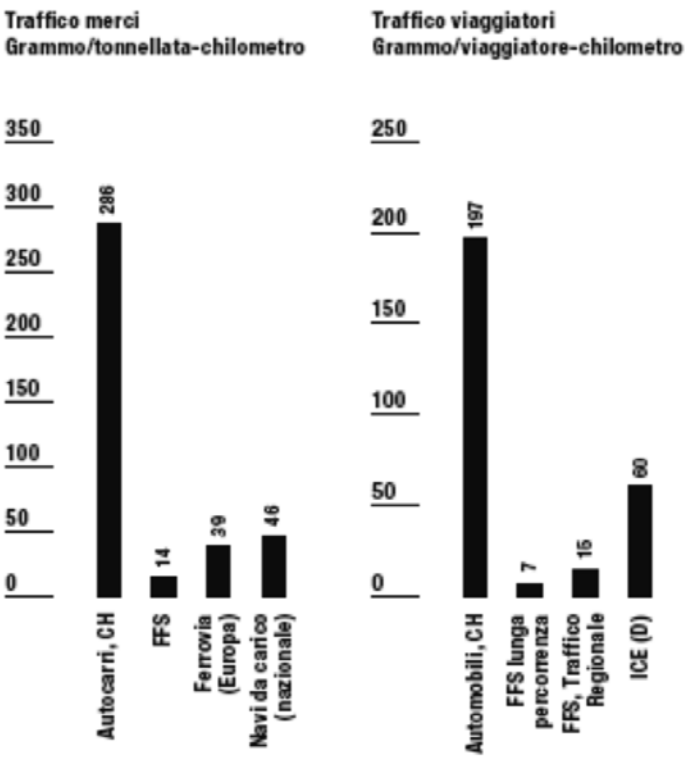
Il rapporto Energy (R)evolution non considera inoltre il potenziale di spostamento modale da auto a mobilità lenta (spostamenti a piedi o in bicicletta): secondo il Microcensimento della mobilità del 2005, in Canton Ticino il 20% degli spostamenti effettuati quotidianamente in auto è inferiore a 1 km e solo il 26% di essi è superiore a 10 km: vi è dunque grande spazio per il passaggio alla mobilità lenta. Stime effettuate da Infovel [Valutazione dell'Impronta Ecologica della mobilità individuale in Ticino, 2009] delineano un potenziale teorico di riduzione del 40% dei consumi, agendo sullo spostamento modale. Tenendo conto dell'effettiva disponibilità di alternative con cui favorire lo spostamento su bus o ferrovia, si può ritenere realistica per il Ticino una riduzione dei consumi per spostamento modale non inferiore al 25–35%.

A titolo di riferimento, si consideri che misure di promozione del trasferimento

modale da gomma su ferro possono portare importanti benefici, oltre che in termini di complessivo risparmio energetico, anche in termini di contenimento delle emissioni climatiche ed atmosferiche. Il potenziale di risparmio in questo caso è molto elevato. Stime FFS mostrano infatti che si potrebbe ottenere una diminuzione delle emissioni pari al 95%, sia per i passeggeri che per le merci (in questo calcolo le FFS stimano che il 70% dell'elettricità di trazione provenga da fonte idroelettrica) [fonte: Rapporto di gestione FFS 2008].

Per quanto riguarda il cambiamento tecnologico, si consideri che una media del consumo attuale delle nuove auto è pari, a livello mondiale, a 10 litri di benzina equivalenti per 100 km. Già oggi sostituire una automobile con una automobile di elevata efficienza energetica e minore potenza consente risparmi nel consumo di carburante fino al 40%. Proiezioni ottimistiche (SRU 2005) vedono per il 2050 un valore pari a 2.0 litri di benzina equivalenti per 100 km, pari a 1/5 del valore attuale. Analoghe proporzioni possono essere stimate per il trasporto merci. Considerando che per il 2050 il parco veicoli circolante sarà pressoché interamente sostituito (durata media di vita di un veicolo pari a 15 anni, si può ritenere che tale potenziale di riduzione sia integralmente attribuibile al parco veicoli circolante al 2050. Proiezioni ottimistiche, basate sulle più avanzate tecnologie, sia per l'efficienza nella propulsione, sia per il peso dei materiali, portano a stimare plausibile, per il 2050, un consumo pari a 1 litro equivalente per 100 km, sebbene richiedano costi d'investimento molto importanti.

Infine, il passaggio alla trazione elettrica consentirebbe già oggi un risparmio del 50% dell'energia consumata da veicoli alimentati a benzina, del 40% rispetto agli attuali veicoli diesel. Per il futuro, le stime di Energy (R)evolution prevedono una ulteriore riduzione dei consumi, fino all'80%, e una penetrazione dei veicoli a trazione elettrica, per l'Europa del 2050, pari a circa il 50%, delle vendite.



Confronto tra diversi mezzi di trasporto in relazione alle emissioni di gas ad effetto serra - emissioni di CO_2 equivalente
Fonte: Rapporto annuale FFS 2008.

Ulteriori riduzioni dei consumi possono inoltre derivare dalla adozione di tecniche di Eco-Drive, che consentono una riduzione dei consumi di carburante fino al 10%, applicabili sia per il trasporto passeggeri che per il trasporto merci. Già oggi molte imprese private promuovono il ricorso a questo stile di guida per i propri dipendenti, fornendo una formazione specifica, perché la misura consente risparmi immediati, senza necessità di ingenti investimenti iniziali. La misura è stata adottata con successo anche dalle FFS per la trazione ferroviaria [cfr. Rapporto di gestione FFS 2008].

Sintetizzare l'effetto di tali potenziali sul sistema della mobilità ticinese in termini di «GWh risparmiabili» richiede di disporre di un modello-quadro della composizione della mobilità sul territorio cantonale (composizione parco veicoli circolanti, struttura degli spostamenti, matrici origine/destinazione, programmazione dello sviluppo infrastrutturale etc.). In tale direzione ci si sta muovendo, attraverso il Piano Direttore e i Piani regionali dei trasporti, il nuovo modello del traffico. Inoltre, i dati aggiornati raccolti nell'ambito del Microcensimento mobilità e trasporti del 2010 forniranno un importante contributo a questo scopo.

Ad oggi è pertanto possibile avanzare solo una prima stima complessiva di tale potenziale di risparmio, tendenzialmente compresa tra il 30% e il 40% degli attuali consumi cantonali nel settore (900 – 1250 GWh), raggiungibile tuttavia solo nel caso in cui siano realizzati i necessari investimenti infrastrutturali volti a favorire lo spostamento modale. Tale stima potrà essere rivista e affinata una volta che saranno disponibili i nuovi dati e modelli attualmente in elaborazione.

Visioni, scelte, obiettivi

Il settore della mobilità in Ticino è regolamento da diversi strumenti, tra i quali spiccano il Piano Direttore, con il Piano Cantonale e i Piani regionali dei trasporti, e il Piano di risanamento dell'aria. La visione proposta dal Piano Energetico Cantonale è coerente con quelle proposte da questi piani e si concentra sugli aspetti in più stretta relazione con le tematiche energetiche.

Il PEC si ispira ai seguenti principi base:
- contenere l'aumento della mobilità;
- promuovere le percorrenze da modi di trasporto ad elevato consumo di energia a modi di trasporto a ridotto consumo d'energia (percorrere meno km con l'auto, volare meno, usare più trasporto pubblico, mobilità lenta, ecc.);
- sostenere il cambiamento tecnologico per l'introduzione di veicoli più efficienti (in particolare, reti di ricarica per veicoli elettrici).

Obiettivi

Risparmio
Ridurre del 25% rispetto ai valori del 2008 il fabbisogno energetico del settore dei trasporti.

Sostituzione
Coprire il fabbisogno energetico del settore dei trasporti nelle seguenti proporzioni:
- 50% mediante energia elettrica;
- 40% mediante carburanti fossili;
- 10% mediante gas naturale.

Considerato il valore attuale di consumo (3'072 GWh), una riduzione del 25% impone che **i consumi complessivi del settore della mobilità diminuiscano di circa 770 GWh, per stabilizzarsi su un valore pari a circa 2'300 GWh**. A regime, il fabbisogno energetico potrebbe essere soddisfatto nei seguenti termini:

	Consumi 2008 [GWh]	Consumi obiettivo [GWh]
Carburanti fossili	2'903	922
Gas naturale	1.3	230
Energia elettrica	168	1'152
Totale	**3'072**	**2'304**

Gli obiettivi di riduzione della domanda di mobilità richiedono investimenti nell'informazione ed educazione nelle scuole, per quanto riguarda il trasporto passeggeri, e in studi e analisi di ottimizzazione per quanto riguarda il trasporto merci.
La promozione delle nuove tecnologie si effettua invece attraverso investimenti per il loro trasferimento sul mercato: occorrerà pertanto accompagnare sul mercato le sperimentazioni che negli ultimi anni sono state realizzate da aziende ticinesi, specie nel settore della trazione elettrica per automobili private.

Gli obiettivi più onerosi dal punto di vista finanziario e organizzativo sono tuttavia quelli relativi allo spostamento modale, poiché presuppongono la disponibilità di una valida alternativa al mezzo privato: **occorrono infatti investimenti per una rete di trasporto collettivo estesa in modo capillare sul territorio, con adeguati punti d'interscambio modale auto/mezzo collettivo, e buona frequenza nelle corse.**

Da rilevare che un cambiamento tecnologico radicale quale il passaggio integrale a veicoli elettrici, permetterebbe, **a parità di chilometri percorsi e di merce trasportata, di ridurre i consumi energetici della mobilità di un fattore 4, determinando cioè un consumo totale di meno di 1000 GWh/anno**. Infatti un veicolo a motore elettrico ha un rendimento almeno 4 volte maggiore di un veicolo a motore termico. Senza contare la riduzione pressoché totale delle emissioni inquinanti.

Per quanto riguarda il CO_2, una sua riduzione dipende dalla provenienza dell'energia elettrica utilizzata per alimentare i veicoli. Si rileva comunque che, a fronte di un'emissione media delle auto di nuova immatricolazione in Svizzera pari a 175 g/km, l'emissione di CO_2 di un veicolo elettrico sarebbe:

- 11 g/km se alimentato con elettricità prodotta con il fotovoltaico;
- 20 g/km se alimentato con elettricità svizzera (mix CH);
- 67 g/km se alimentato con elettricità prodotta da impianti termoelettrici a gas;
- 89 g/km se alimentato con elettricità importata (mix EU);
- 164 g/km se alimentato con elettricità prodotta da impianti termoelettrici a carbone;

L'obiettivo tiene conto del maggior rendimento dei veicoli elettrici (40% del parco veicoli) compensato però parzialmente da un aumento dei chilometri percorsi.

Per favorire l'acquisto dei veicoli elettrici occorre ridurre la differenza attuale di prezzo per rapporto ad un veicolo tradizionale della stessa categoria e allestire una rete di punti di ricarica estesa ed efficiente.

Strumenti

Contenimento della domanda di mobilità

1. Favorire uno **sviluppo degli insediamenti tale da ridurre gli spostamenti casa – scuola – lavoro – tempo libero** e favorire la mobilità alternativa (trasporto collettivo, bici, piedi): linea d'intervento prevista dal Piano Direttore;
2. Rafforzare l'informazione presso la popolazione e favorire **l'educazione alla mobilità sostenibile** nelle scuole – linea d'intervento prevista dal Piano direttore e dai Piani cantonale e Regionali dei trasporti;
3. Promozione della **filiera corta e** del **consumo di prodotti agricoli e alimentari indigeni** (ex: Associazione ConProBio).

Spostamento verso modi di trasporto a minor consumo d'energia

4. **Aumento della frequenza dei collegamenti ferroviari TILO** (cfr. scheda PD M7) e **bus**, favorendo soprattutto la corrispondenza con fermate ferroviarie e la coincidenza: a tale scopo **il Cantone definisce i nuovi orari con le diverse imprese di trasporto**, nel quadro delle scelte strategiche effettuate nell'ambito dei piani regionali dei trasporti; in tale contesto si valuta la costruzione di nuove infrastrutture volte a soddisfare la nuova domanda di trasporto su ferro (aumento della capacità per linee ferroviarie consolidate e costruzione di nuovi tronchi ferroviari);
5. Nuove condizioni per la Comunità Tariffale Ticino e Moesano (CTM): **integrazione tariffaria anche per singoli titoli di viaggio**, in coerenza con quanto già in discussione a livello cantonale; aggiornamento e consolidamento della tariffa per favorire un maggiore utilizzo del trasporto pubblico anche per spostamenti occasionali;
6. **Delimitazione di corsie preferenziali per autobus negli ambiti urbani, in particolare nei pressi dei grandi attrattori di traffico, localizzazione di adeguati parcheggi d'interscambio e delimitazione di adeguate piste ciclabili** (sia per gli spostamenti sistematici sia per il tempo libero), in coerenza con quanto stabilito dalla scheda PD M2–5, dai Piani regionali dei trasporti e dal Piano di risanamento dell'aria, schede TR9.2 e TR3.1;
7. Sviluppo di una ***rete*** **di percorsi ciclo-pedonali**, tale da consentire lo spostamento modale verso la mobilità dolce;
8. Promuovere e rafforzare la **diffusione di sistemi di car sharing (Mobility)**. Il ricorso al car sharing favorisce infatti la riduzione dei consumi perché rende meno immediato l'accesso all'auto e spinge a ricorrere ad altri vettori di trasporto quando possibile. Inoltre, riporta l'automobile al concetto di strumento, e non di status-symbol, favorendo un uso più elevato di ciascun veicolo, nel corso del ciclo di vita, e offrendo un servizio più flessibile con cui rispondere alle diverse esigenze associate a ciascuno spostamento;
9. Introduzione di **sistemi di bike-sharing negli agglomerati urbani principali**: sulla scorta di quanto effettuato in altre città europee e nella regione di Losanna, il Cantone sostiene **studi di fattibilità per le aree urbane**;
10. Promozione dell'uso combinato di bicicletta e trasporto pubblico tramite la realizzazione di **posteggi Bike and Ride alle stazioni ferroviarie**: in occasione del rinnovo o della costruzione di nuove stazioni il Cantone, insieme ai Comuni e alle imprese di trasporto promuove la realizzazione di posteggi per biciclette comodi e sicuri;
11. Introduzione di **nuove logiche di tariffazione della sosta, con agevolazioni per veicoli efficienti, volti a disincentivare l'utilizzo del mezzo privato**, in coerenza con quanto previsto dalle schede PD M2–5 e R8, dai Piani regionali dei trasporti e dal Piano di risanamento dell'aria, schede TR3.2, TR3.3 e TR3.4;
12. Promozione e accompagnamento di **studi di fattibilità concernenti le zone a bassa emissione (LEZ)**;
13. Gestione della mobilità aziendale [cfr. Piano di risanamento dell'aria,

scheda TR9.3 e PD, schede R7 Poli di sviluppo economico e R8 Grandi generatori di traffico]: per le imprese con più di **200** dipendenti, promozione dell'allestimento di **piani della mobilità aziendale**, che valutino e propongano, tra le altre, le seguenti misure:

- **la figura del Mobility manager aziendale**
- tele-lavoro e/o flessibilità negli orari di lavoro;
- abbonamenti ai mezzi pubblici scontati;
- car-pooling aperto ai dipendenti o, preferibilmente, in accordo con le aziende situate nello stesso comparto produttivo/di servizi;
- biciclette aziendali.

14. Realizzazione dei **Piani regionali dei trasporti** e dei Programmi d'agglomerato favorendo in particolare le **misure di miglioramento del trasporto pubblico** (con, in particolare, la rete TILO e il progetto tranviario a Lugano);
15. Al fine della diffusione dello stile di guida Eco-drive, **introduzione dell'obbligo di insegnamento nelle scuole guida** e promozione dell'offerta di **corsi facoltativi per chi è già in possesso della patente**, negoziando tariffe vantaggiose.

Cambiamento tecnologico

16. Il Cantone concede **incentivi per la rottamazione** di veicoli con più di 9 anni di età, per l'acquisto di veicoli di classe A, se automobili, o di categoria Euro 4, se furgoni utilitari. A tale scopo, mette a disposizione **1.5 milioni di franchi all'anno per 3 anni** (4.5 milioni complessivi, opzione a). **In alternativa, gli incentivi possono essere concessi per l'acquisto di auto o furgoni utilitari elettrici**, sempre solo nel caso di rottamazione di veicoli con più di 9 anni di età A tale scopo, mette a disposizione **1.5 milioni di franchi all'anno per 10 anni** (15 milioni complessivi, opzione b).
17. Il Cantone promuove e sostiene presso le aziende di distribuzione dell'elettricità e del gas l'**ampliamento della rete dei punti di ricarica per auto e biciclette elettriche e dei distributori di carburante gas**;
18. Al fine di maggiore incisività, il Cantone effettua una **revisione del sistema degli eco-incentivi sull'imposta di circolazione**, nei seguenti termini:
    a. adeguamento del regolamento in modo da **tenere conto delle emissioni di CO_2 in maniera più incisiva** e da garantire **maggiore differenziazione dei valori delle imposte**;
    b. introduzione sistema bonus-malus anche per veicoli pesanti e veicoli con motore a due tempi (cfr. Piano risanamento aria, scheda TR6.2);

    In futuro, l'intero sistema degli eco-incentivi dovrà essere calibrato sulla base della nuova Etichetta-Ambiente che sarà introdotta a livello federale;
19. Il Cantone promuove presso le compagnie di assicurazione e le società di leasing l'introduzione di premi assicurativi e tassi d'interesse agevolati per i veicoli efficienti
20. Il Cantone promuove il **rinnovo dei mezzi di trasporto pubblico su gomma**, come definito nell'ambito della scheda TR8.1 per il Piano di risanamento dell'aria;
21. Introduzione dell'**obbligo, per Cantone e le amministrazioni comunali, di acquistare veicoli efficienti (di classe energetica A** secondo l'attuale Etichetta-energia) e, compatibilmente con le risorse finanziarie a disposizione, **preferibilmente alimentati a elettricità o gas naturale** (cfr. Piano risanamento dell'aria, scheda 8.2)
22. Il Cantone sostiene **progetti di ricerca per veicoli più leggeri e nuovi sistemi di propulsione e progetti di ricerca per la ri-organizzazione del sistema di distribuzione dell'elettricità nell'ottica smart-grid**, in cui le automobili elettriche possono essere considerate come riserva mobile di elettricità.

Varianti d'azione

Le misure previste da PD e Piano di risanamento dell'aria sono state considerate quali componenti della Variante 0 – Business as usual.

Obiettivo: 2'300 GWh – 25% riduzione consumi

	Variante 0 (BAU)	Variante A	Variante B
1. Pianificazione degli insediamenti	X	X	X
2. Educazione alla mobilità sostenibile	X	X	X
3. Promozione della filiera corta		X	X
4. Aumento frequenza TILO e bus	X	X	X
5. Più ampia integrazione tariffaria	X	X	X
6. Corsie preferenziali per autobus, parcheggi d'interscambio e piste ciclabili	X	X (maggiori risorse)	X (maggiori risorse)
7. Sviluppo rete di percorsi ciclo-pedonali	X	X	X
8. Promozione sistemi di car-sharing (Mobility)	X	X	X
9. Bike-sharing			X
10. Posteggi bike and ride		X	X
11. Nuove logiche di tariffazione della sosta	X	X (misure più incisive)	X misure più incisive)
12. Studi fattibilità zone a bassa emissione (LEZ)			X
13. Piani della mobilità aziendale	X	X	X
14. Piani regionali trasporti (rete TILO e tram Lugano)			X
15. Obbligo insegnamento tecniche Eco-drive		X	X
16. Incentivi per rottamazione veicoli	X (var. a) (4.5 mio CHF)	X (var. b) (15 mio CHF)	
17. Nuovi distributori gas e totem di ricarica		X	X
18. Revisione sistema eco-incentivi			X
19. Facilitazioni premi assicurativi e leasing		X	X
20. Rinnovo mezzi di trasporto pubblici su gomma	X	X	X
21. Veicoli efficienti per amministrazione	X	X	X
22. Progetti di ricerca	X	X	X
Raggiungimento dell'obiettivo	**Più di 100 anni**	**50 anni**	**40 anni**
Consumi al 2035 [GWh]	**2'880**	**2'688**	**2'590**
Consumi al 2050 [GWh]	**2'765**	**2'460**	**2'300**

Effetti attesi

Obiettivo: 2'300 GWh – 25% riduzione consumi

	Variante 0 (BAU)	Variante A	Variante B
Consumo di energia	+	++	+++
	Ogni anno, diminuzione del consumo di 7.7 GWh A regime le varianti si equivalgono (768 GWh di riduzione).	Ogni anno, diminuzione del consumo di 15.5 GWh A regime le varianti si equivalgono (768 GWh di riduzione).	Ogni anno, diminuzione del consumo di 19 GWh A regime le varianti si equivalgono (768 GWh di riduzione).
Percentuale di utilizzo di energie rinnovabili rispetto al fabbisogno	Le varianti d'azione non agiscono su questo aspetto		
Emissioni di CO_2 (basate sulla sola riduzione dei consumi; non tengono conto della ripartizione tra vettori energetici per soddisfare il fabbisogno a regime)	+	++	+++
	Ipotesi: tutta la riduzione dei consumi avviene a scapito dei consumi di benzina. Ogni anno, diminuzione delle emissioni rispetto all'anno precedente pari a 2'042 ton CO_2. A regime (2110), diminuzione delle emissioni pari a 204'200 ton CO_2. Al 2035, riduzione delle emissioni pari a 51'050 ton CO_2. Al 2050, riduzione delle emissioni pari a 81'680 ton CO_2.	Ipotesi: tutta la riduzione dei consumi avviene a scapito dei consumi di benzina. Ogni anno, diminuzione delle emissioni rispetto all'anno precedente pari a 4'083 ton CO_2. A regime (2060), diminuzione delle emissioni pari a 204'200 ton CO_2. Al 2035, riduzione delle emissioni pari a 102'075 ton CO_2. Al 2050, riduzione delle emissioni pari a 163'320 ton CO_2.	Ipotesi: tutta la riduzione dei consumi avviene a scapito dei consumi di benzina. Ogni anno, diminuzione delle emissioni rispetto all'anno precedente pari a 5'104 ton CO_2. A regime (2050), diminuzione delle emissioni pari a 204'200 ton CO_2. Al 2035, riduzione delle emissioni pari a 127'600 ton CO_2. Al 2050, riduzione delle emissioni pari a 204'160 ton CO_2.
Costo (per il Cantone)	–	– –	– – –
	Incentivi rottamazione	Infrastrutture per il trasporto collettivo di persone; incentivi rottamazione.	Investimenti in infrastrutture per il trasporto collettivo di persone.
Costo (per l'economia privata)		+	++
		Le misure di ottimizzazione consentono un risparmio economico-finanziario.	Le misure di ottimizzazione consentono un risparmio economico-finanziario.
Reddito generato sul territorio cantonale	?	?	?
Creazione di occupazione	?	?	?
Emissioni atmosferiche	+	++	+++
Effetti sul paesaggio	–		
	Sono legati alla costruzione di nuove infrastrutture; gli effetti sono equivalenti tra le varianti, perché nuove infrastrutture saranno comunque costruite: nella variante 0 a favore della mobilità su gomma, nelle varianti A e B prevalentemente a favore della mobilità su ferro.		
Effetti su ecosistemi e consumo di suolo	–		
	Sono legati alla costruzione di nuove infrastrutture; gli effetti sono equivalenti tra le varianti, perché nuove infrastrutture saranno comunque costruite: nella variante 0 a favore della mobilità su gomma, nelle varianti A e B prevalentemente a favore della mobilità su ferro.		

C.6

Indicatori di monitoraggio

- Numero di passeggeri-km complessivamente registrato, con qualsiasi mezzo di trasporto [passeggeri-km]
- Tonnellate di merce-km complessivamente trasportate, con qualsiasi mezzo di trasporto [ton-km]
- Percentuale di passeggeri-km che utilizza il trasporto su privato su gomma, il trasporto collettivo su gomma, il trasporto collettivo su ferro, la bicicletta e si sposta a piedi [%]
- Percentuale di tonnellate di merce-km trasportate su gomma e su ferro [%]
- Tasso di motorizzazione [numero automobili private/1'000 abitanti]
- Composizione del parco veicoli
- Ripartizione percentuale del parco veicoli nelle classi di efficienza energetica (stima) [%]
- Ripartizione percentuale delle nuove immatricolazioni nelle classi di efficienza energetica [%]
- Ripartizione percentuale dei vettori energetici utilizzati per la propulsione dei veicoli a motore [%]
- Numero utenti car-sharing [num] e chilometraggio percorso [km/anno]
- Numero sedi car-sharing [num]
- Numero e composizione parco veicoli car-sharing [num]

Fonti dei dati

- Statistica dei veicoli stradali, Ufficio Federale di statistica
- Catalogo dei consumi, Touring Club Svizzero
- Rapporto sul consumo di carburante, Auto-schweiz
- Rapporti annuali FFS, Autopostale, Arcobaleno e in generale aziende di trasporto pubblico
- Rapporti Mobility (o nuovi sistemi di car-sharing)

Alcuni degli indicatori sopra proposti non possono essere direttamente misurati e dovranno essere oggetto di stima, eventualmente anche attraverso apposite indagini da parte dell'USTAT. Saranno inoltre utilizzati i dati del Microcensimento sul comportamento del traffico, condotto ogni cinque anni dall'Istituto Federale di statistica.

Copertura territoriale dei dati	Aggregazione spaziale dei dati
Cantone Ticino – Svizzera	Cantone o Nazione
Copertura temporale	**Frequenza di rilevamento**
Serie storiche disponibili dal 1989	Annuale – Quinquennale per il Microcensimento

Responsabilità

I provvedimenti citati in questa scheda devono essere prevalentemente eseguiti da parte del Cantone, dei Comuni o delle aziende di trasporto pubblico operanti sul territorio cantonale.

Collegamenti ad altre schede

D.1 Distribuzione – rete elettrica
D.2 Distribuzione – rete del gas