

Prospettive energetiche della Confederazione: esame critico

La Svizzera deve assumere decisioni importanti nel campo della politica energetica. A lungo termine l'approvvigionamento energetico deve essere sufficiente, diversificato, sicuro, economicamente ottimale e rispettoso dell'ambiente. Le nuove sfide rappresentate dal cambiamento mondiale del clima e dai crescenti costi d'estrazione delle energie fossili richiedono a lungo termine una strategia coerente. In quest'ottica il DATEC ha elaborato quattro scenari. Il 21 febbraio 2007 il Consiglio federale ha preso una prima decisione di principio sull'orientamento della politica energetica.

La posizione di economiesuisse

La Svizzera deve evitare il rischio di penurie nell'approvvigionamento in elettricità. Il Consiglio federale ha dichiarato che occorrerà sostituire le centrali nucleari esistenti con nuove centrali. Anche se l'efficienza energetica continuerà a svolgere in futuro un ruolo importante, bisogna essere coscienti che gli interventi dello Stato in questo settore sono limitati. Del resto, gli scenari federali mostrano che la politica proposta dalla sinistra e dai Verdi sarebbe estremamente onerosa e non garantirebbe per nulla la sicurezza dell'approvvigionamento.

4 maggio 2007

Numero 10

dossier politica

Per una politica energetica realista

Come coprire la penuria di elettricità?

Nei prossimi anni il mondo politico dovrà prendere posizione rispetto agli obiettivi di protezione del clima a partire dal 2012. La legge sul CO₂, che giungerà a scadenza nel 2012, dovrà essere adattata almeno fino al 2020. Le più vecchie centrali nucleari della Svizzera concluderanno la loro attività tra il 2019 e il 2022. Inoltre, i contratti d'importazione a lungo termine scadranno uno dopo l'altro. Occorre di conseguenza riflettere in che modo potremo colmare la penuria di elettricità che ne deriverà.

Dopo un lungo periodo durante il quale i prezzi degli idrocarburi sono risultati bassi, il mondo è confrontato a un forte rialzo dei prezzi del petrolio e del gas naturale. L'aumento dei prezzi è dovuto principalmente a un aumento dei costi di estrazione, piuttosto che a una rarefazione delle risorse. Inoltre, la domanda mondiale è radicalmente cambiata con la forte richiesta di energia dei paesi asiatici emergenti, in particolare la massiccia progressione della Cina e dell'India.

I timori relativi ad una penuria di energia, ad esempio a seguito dell'uragano Katrina o delle restrizioni temporanee delle forniture di gas a destinazione dell'Europa, hanno rimesso in discussione in questi ultimi anni la sicurezza dell'approvvigionamento.

Scenari: le tendenze non corrispondono più alle previsioni

Alcuni esperti hanno elaborato, su richiesta del Consiglio federale, quattro possibili strategie per la futura politica energetica sulla base di scenari esaustivi. Per poterlo fare, questi esperti si sono basati sulle tendenze a lungo termine, che non corrispondono più necessariamente alle previsioni attuali. Così, le ipotesi relative all'evoluzione demografica e alla crescita economica appaiono troppo modeste (vedere tabella 1). Di conseguenza, la valutazione del consumo totale di elettricità è troppo debole. Nel contempo, le ipotesi relative ai prezzi del petrolio grezzo si rivelano oggi irrealiste, poiché insufficienti. Gli esperti hanno cercato di illustrare, mediante calcoli di sensibilità, come reagirebbe il sistema energetico di fronte a una crescita economica più forte, a prezzi elevati dell'energia, ecc. E' tuttavia pertinente porsi delle domande per quanto riguarda le ipotesi. Ciò spiega in particolare perché l'aumento del consumo di elettricità sia inferiore alle previsioni e il fatto che la sostituzione dell'olio combustibile, il cui prezzo è aumentato, mediante altri sistemi di riscaldamento, sia meno forte del previsto.

Tabella 1 : ipotesi fondamentali « tendenza »

	1990	2000	2035
Popolazione in mio.	6.80	7.21	7.57
PII reale (in mia fr.)	387.9	422.76	572.33
Prezzo del petrolio grezzo reale (dollari/barile)	31.23	28.99	33.40

Scenari di riferimento per elaborare diverse politiche energetiche

Scenario I « Status quo »

Lo scenario I « Status quo » si basa sulle misure legali in vigore attualmente. Esso tiene pure conto di un'evoluzione « naturale » dell'efficacia energetica. Questo scenario prende in considerazione la legislazione federale, ma anche le prescrizioni cantonali nel settore della costruzione. Queste ultime dovrebbero lentamente adattarsi ai progressi tecnici. Gli esperti vertono su deboli tassi di risanamento delle costruzioni. Le prescrizioni tecniche in materia di tecnica energetica e le convenzioni di obiettivi secondo la legge sull'energia sono mantenute e adattate ai progressi tecnologici, ma con un calo. Tenuto conto delle conoscenze attuali, lo scenario I corrisponde in effetti a una strategia del « peggio rispetto ad oggi ». Per quanto concerne gli obiettivi ecologici, l'evoluzione di questo scenario di riferimento è troppo pessimista rispetto a quanto ci si può ragionevolmente attendere.

Scenario II « Maggiore collaborazione » Lo scenario II si basa pure su una serie di misure legali. Intitolato « Maggiore collaborazione tra lo Stato e l'economia », esso prevede un inasprimento moderato delle prescrizioni tecniche e l'introduzione di una tassa sul CO₂ sui combustibili, dovendo quest'ultima continuare a servire da base alla conclusione di convenzioni di obiettivi tra lo Stato e l'economia dopo il 2010. Esso prevede inoltre il mantenimento del centesimo sul clima sui carburanti fino al 2035. Un nuovo centesimo sull'elettricità promuoverà una sua utilizzazione razionale. La promozione della produzione di elettricità a partire da energie rinnovabili si baserà sulla remunerazione dei costi supplementari, finanziata da un supplemento sulle tariffe della rete, come previsto dalla legge sull'approvvigionamento energetico.

Scenario III « Nuove priorità » Lo scenario III « Nuove priorità » prevede un riorientamento degli obiettivi di politica energetica. Contrariamente agli scenari I e II, esso esamina quali misure legali permetterebbero di raggiungere gli obiettivi fissati. Si parte così dall'idea che la protezione del clima, l'efficacia energetica e una gestione parsimoniosa delle risorse saranno i punti prioritari a livello mondiale e che si verificherà una vasta armonizzazione internazionale degli obiettivi e delle legislazioni. Questo scenario non è per niente realista, poiché prevede un rincaro massiccio delle energie non rinnovabili e dell'elettricità a seguito dell'introduzione di una tassa d'incitamento a partire dal 2011. I prezzi dell'olio combustibile e della benzina dovrebbero raddoppiare, sulla base di un prezzo reale del petrolio grezzo di 30 dollari/barile. Nel caso dell'elettricità l'aumento sarebbe del 50 %. Inoltre, sarebbero introdotte prescrizioni tecniche più rigide. Un inasprimento regolare delle prescrizioni relative al consumo di energia degli edifici e degli apparecchi permetterà di aumentare la soglia di rendimento, ciò che significa in realtà un regolamento del consumo degno di un'economia pianificata.

Scenario IV « Società a 2000 watt » Lo scenario IV parte dal principio che la società a 2000 watt sarà in funzione a partire dal 2100. In quest'ottica, il consumo finale di energia per abitante e le emissioni totali di CO₂ dovrebbero essere ridotti del 35 %, in modo lineare, tra il 2000 e il 2035. Come per lo scenario III, si parte dall'idea che le politiche energetiche e climatiche saranno armonizzate a livello internazionale. Inoltre, ciò comporta l'insorgere di nuove tecnologie chiave, come impianti di misurazione e di regolazione tendenti a ottimizzare i bisogni in calore e in elettricità, di tecniche di riduzione del consumo dei processi industriali e l'esistenza di veicoli leggeri. Questo scenario prevede una modifica forzata delle strutture. Il bisogno di superfici nel settore dei servizi diminuisce e le costruzioni si intensificano nelle zone abitative. I trasporti continuano a svilupparsi, mentre il traffico ferroviario sarà raddoppiato (negli scenari I, II e III esso aumenta di un terzo). L'offerta di agenti energetici si modifica progressivamente sotto l'influenza dello Stato. Le energie rinnovabili diventano la norma per il riscaldamento. Lo scenario IV si basa inoltre su una tassa d'incitamento che, comparativamente allo scenario III, comporta un aumento supplementare dell'11 % per la benzina e del 37 % per l'elettricità.

Domanda di energia ed efficienza energetica

Domanda finale di energia

Una politica chiara permette già importanti progressi

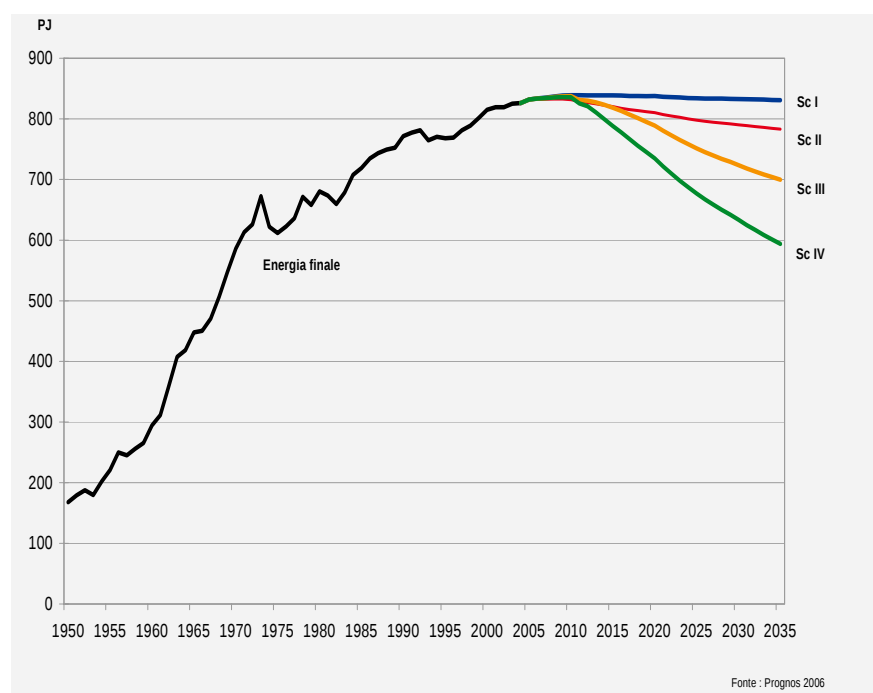
Lo scenario I verte su una domanda finale di energia, nel 2035, superiore soltanto del 2 % a quella registrata nel 2000. L'efficienza energetica crescente riesce appena a compensare l'aumento indotto dalla crescita della superficie abitativa, della produzione e dei trasporti. Nello scenario II la domanda totale diminuisce del 4 % rispetto all'anno di riferimento. Lo scenario II rappresenta già un progresso considerevole rispetto all'evoluzione osservata tra il 1990 e il 2004, ossia un aumento del consumo lordo di energia del 13 %.

Gli scenari III e IV prevedono di ridurre maggiormente la domanda. Entro il 2035 essi prevedono una diminuzione della domanda totale del 14 % rispetto al livello del 2000 per lo scenario III e del 27 % per lo scenario IV. Occorre rammentare che gli scenari III e IV fissano degli obiettivi in materia di diminuzione della domanda, mentre negli scenari I e II la domanda di energia evolve in base allo sviluppo reale attuale.

Nello scenario I una crescita del prodotto interno lordo (PIL) reale superiore del 21 % rispetto alle ipotesi di base, comporta un aumento della domanda finale di energia di appena il 5%. Per quanto concerne le altre varianti dell'evoluzione delle condizioni-quadro, la progressione della domanda finale di energia è ancora inferiore. Con un prezzo del petrolio grezzo reale superiore, e dunque più realista, di 50 dollari/barile invece di 30 dollari/barile, la domanda finale di energia diminuisce del 3 %.

La domanda finale di energia aumenta del 2 % nello scenario I. Negli altri tre scenari essa è più bassa rispetto a oggi, poiché l'aumento della domanda, provocato dalla crescita, può essere compensato attraverso un'ottimizzazione dell'efficienza energetica.

Grafico 1 : Evoluzione della domanda finale di energia



Domanda di elettricità

La domanda di elettricità è correlata alla crescita economica

L'evoluzione della domanda di elettricità presenta una correlazione eminentemente costante con la crescita economica a lungo termine. Questa crescita dinamica del consumo di elettricità si riflette anche sugli scenari. Anche se i nuovi utilizzi dell'elettricità presentano una maggiore efficienza energetica, la domanda finale di elettricità progredisce del 29 % entro il 2035 nello scenario I. Essa aumenta del 38 % se si tiene conto delle perdite di trasporto e di distribuzione, nonché del consumo delle pompe-turbine attuali e di quelle previste. L'aumento della domanda finale di energia è meno elevato nello scenario II, ma esso raggiunge comunque il 23 %.

In tutti gli scenari è difficile limitare il consumo energetico

Anche negli scenari III e IV è difficile limitare il consumo di elettricità, nonostante il trasferimento all'estero delle produzioni grandi consumatrici di elettricità, a seguito di un aggravio massiccio dei costi. Secondo lo scenario III, il consumo di elettricità atteso nel 2035 sarebbe ancora del 13 % superiore a quello del 2000. Per contro, nello scenario IV esso sarebbe inferiore del 2%. Ma esso è superiore dell'8% se si tiene conto del consumo delle pompe di accumulazione esistenti e di quelle previste e delle perdite di trasmissione e di distribuzione.

Costi e utilità di un'ottimizzazione dell'efficienza energetica negli scenari III e IV

Gli scenari III e IV sono possibili solo con un massiccio intervento dello Stato

Le misure tendenti a massimizzare l'efficienza energetica considerate in questi due scenari sono in generale già redditizie ai prezzi attuali dell'energia. Tuttavia, esse si concretizzano solo lentamente e parzialmente poiché non hanno la priorità rispetto ad altri investimenti, necessitano tempo e denaro, suscitano conflitti d'interesse tra investitori e utilizzatori e

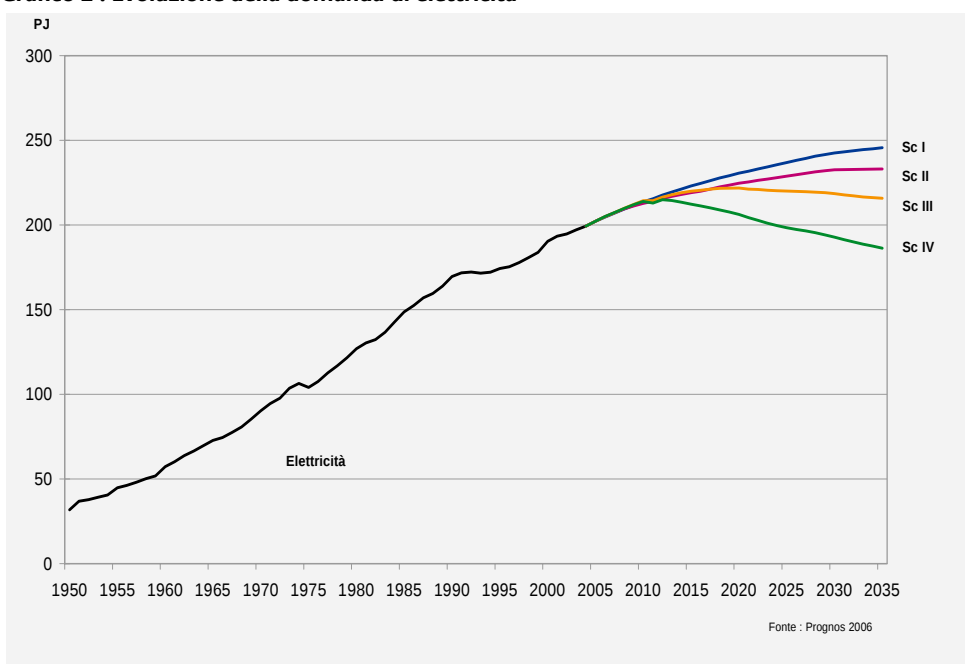
Enorme redistribuzione e politica industriale poco auspicabili

anche a causa di altri ostacoli. Interventi statali massicci, conformemente a quelli degli scenari III e IV, potrebbero accelerare la realizzazione di questi investimenti e aumentarne la portata.

Il rincaro dell'energia e l'effetto di redistribuzione delle tasse d'incitamento aumentano gli investimenti nell'efficienza energetica di 350 franchi per abitante al massimo nello scenario III e di 560 franchi per abitante al massimo nello scenario IV. Annualmente, questi investimenti rappresenterebbero al massimo l'1 % del PIL nello scenario IV. Le capacità nel settore della costruzione dovrebbero aumentare di circa il 20 % rispetto a oggi. Se si paragonano gli investimenti ai costi dell'energia finale risparmiati, il bilancio microeconomico è positivo. Il bilancio macroeconomico potrebbe rivelarsi meno favorevole, poiché una simile politica industriale comporterebbe un gonfiamento del settore della costruzione, la cui crescita è lenta, bandendo dalla Svizzera settori tecnologici importanti e internazionalmente concorrenziali (chimica, metalli).

L'aumento della domanda di elettricità può giungere fino al 29 % secondo gli scenari

Grafico 2 : Evoluzione della domanda di elettricità



Evoluzione dell'offerta energetica

Elettricità prodotta a partire da energie non rinnovabili

Termine molto lungo per la messa in esercizio delle centrali nucleari

Lo sviluppo dei sistemi di sicurezza delle centrali nucleari è continuato negli anni novanta. Esso ha dato la nascita alle centrali nucleari della terza generazione, caratterizzate da una potenza superiore, da rischi di incidenti inferiori e da una migliore gestione degli stessi, nonché da un'utilizzazione ottimizzata dei combustibili. La potenza, molto elevata, di qualsiasi nuova centrale genera eccedenze d'esportazione durante i primi anni d'attività. Ciò presuppone una buona integrazione nella rete ad alta tensione e possibilità di raffreddamento, così che i luoghi dove attualmente sono insediate queste nuove centrali risultano essere i più appropriati. Gli scenari prevedono termini di pianificazione e di ottenimento dei permessi estremamente lunghi, escludendo una connessione alla rete prima del 2030.

Le centrali a gas dipendono molto dall'estero

Le moderne centrali a gas presentano rendimenti elevati. Nessuno degli scenari esclude il ricorso alle centrali a gas nell'ambito di una strategia di transizione. I progetti in atto sull'utilizzazione del gas quale fonte energetica mostrano che è possibile costruire centrali a gas quasi ovunque nella rete svizzera ad alta pressione. Se la Svizzera dovesse far ricorso

Gli impianti di cogenerazione forza-calore sono economicamente poco efficaci	interamente alle centrali a gas, le importazioni di gas naturale dovrebbero essere più che raddoppiate. Ciò comporterebbe l'adozione di capacità di trasporto supplementari nei paesi vicini, di nuovi gasdotti in Italia ad esempio. Questa maniera di procedere comporterebbe inoltre il fatto che i gestori di impianti dovrebbero impegnarsi il più presto possibile a stipulare contratti in merito ai diritti d'utilizzazione della rete. La costruzione di un grande numero di centrali a gas aumenterebbe considerevolmente la dipendenza nei confronti dell'estero. Considerato come i produttori di gas naturale siano pochi, ciò potrebbe costare molto caro. Negli impianti di cogenerazione forza-calore viene utilizzata una quota importante dei rigetti di calore emessi in occasione della produzione di elettricità. Gli impianti possono essere concepiti secondo diverse tecniche in un ampio ventaglio di classi di potenza.
	I potenziali sono limitati dal bisogno di calore esistente. Dal momento che si costata una certa saturazione degli impianti redditizi, si può prevedere uno sviluppo moderato nel settore dell'industria, dell'edilizia pubblica e delle reti di calore a distanza. Un'estensione delle capacità richiederebbe sovvenzioni o la creazione di una posizione privilegiata per questi impianti. Nello scenario III tali condizioni permetterebbero di colmare la penuria di elettricità con impianti di cogenerazione forza-calore. Tuttavia, una maggioranza degli impianti dovranno essere realizzati nelle piccole classi di potenza, da qui un aumento dei costi. Inoltre, l'infrastruttura che bisognerebbe costruire per la distribuzione di gas aumenterebbe anche i costi.
L'energia idroelettrica svolge un ruolo importante	<i>Elettricità prodotta a partire da energie rinnovabili</i> Nel 2005 il 58,3 % dell'elettricità svizzera è stata prodotta a partire da energie rinnovabili (56,5 % energia idroelettrica e 1,8 % le altre energie rinnovabili). Le piccole centrali idroelettriche (centrali con potenza inferiore a 10 MW), la biomassa (ivi compreso il 50 % dei rifiuti organici degli impianti di incenerimento dei rifiuti), l'energia fotovoltaica e l'energia eolica hanno prodotto 4,2 TWh di elettricità. Alcuni esperti si attendono molto, a lungo termine, dall'energia fotovoltaica, dalla biomassa e, da qualche anno, anche dalla geotermia delle grandi profondità. Il contributo della geotermia alla produzione di elettricità (e di calore) è particolarmente incerto, poiché dipende da fattori tecnici ancora poco noti.
Contributo aleatorio delle nuove energie rinnovabili	Nello scenario I la produzione di elettricità degli impianti che sfruttano le energie rinnovabili esistenti e future (grandi centrali idroelettriche non comprese) raggiungerà quasi i 4,7 TWh nel 2035 (essa è promossa dalla retribuzione di corrente immagazzinata e dalle forze del mercato). Lo scenario II, che integra gli strumenti di promozione della legge sull'approvvigionamento in elettricità, sfocia nella produzione di 8,9 TWh nel 2035, a condizione che l'utilizzazione dei mezzi venga ottimizzata. Lo scenario III verte sulla produzione di 19,7 TWh grazie allo sviluppo massimo delle energie rinnovabili. Questo scenario presuppone in particolare una progressione del settore della geotermia entro il 2020 e la messa in esercizio di circa 120 impianti geotermici di una potenza di 5MW entro il 2035. Lo scenario IV permette la produzione di al massimo 13,5 TWh. La geotermia fornirebbe, anche qui, il maggior contributo con 45 centrali. Le centrali idroelettriche detengono un ruolo cruciale in tutti gli scenari. Il rinnovo delle centrali esistenti permetterebbe di compensare appena la diminuzione della futura produzione, di 0,9 TWh, derivante dalla messa in vigore delle disposizioni relative ai deflussi minimi in base alla legge sulla protezione delle acque. Una nuova diminuzione dei deflussi minimi è tuttavia possibile a partire dal 2035. Tutti gli scenari prevedono lo sviluppo di centrali a ciclo combinato (combinazione di turbine a gas e a vapore) che forniranno 5,1 TWh di elettricità. Lo sviluppo delle piccole centrali idroelettriche (inferiori a 10 MW), previsto nello scenario II, contribuisce alla produzione di elettricità in ragione di 2,5 TWh. Lo scenario III verte sulla costruzione di nuove centrali idroelettriche di piccola o grande dimensione, a scelta. In entrambi i casi, l'estensione della potenza idraulica rappresenta complessivamente 4,1 TWh.

Già il 50 % del potenziale del legno è utilizzato	<i>Calore prodotto a partire da energie rinnovabili</i> Il legno è una fonte di energia tradizionale in Svizzera. Esso riveste sempre una certa importanza in materia di riscaldamento, in particolare nelle regioni rurali. Per utilizzare la totalità del suo potenziale, bisognerebbe moltiplicare per due la quantità consumata nel 2000. Tuttavia, tale evoluzione entrerebbe in conflitto con il consumo di legna dell'industria del legno, della carta e del cartone. Inoltre, le esigenze in materia di protezione dell'aria (polveri fini) provocano costi supplementari considerevoli, in particolare per i piccoli impianti.
Buone prospettive per il riscaldamento solare	I collettori solari guadagneranno importanza per le case individuali, poiché i proprietari attribuiscono grande valore alla sicurezza dell'approvvigionamento e all'indipendenza. Gli impianti solari stimolano inoltre il rispetto di elevate norme di costruzione.
Aumento dell'utilizzazione delle pompe di calore	Le aspettative circa le future possibilità delle pompe di calore sono elevate a causa del loro potenziale di riduzione del CO₂. Lo scenario I prevede la saturazione del mercato delle case monofamiliari e a schiera. Una crescita importante rimarrà possibile in altri settori, in particolare per la sostituzione di impianti di riscaldamento negli immobili oggetto di un risanamento energetico. Nello scenario IV il potenziale tecnico è fortemente sfruttato. Esso prevede inoltre una riduzione del prezzo dell'elettricità nei casi in cui un impianto non è economicamente redditizio, in particolare per gli immobili di più appartamenti.

Le promesse della 2 ^a generazione di biocarburanti	<i>Carburanti tratti da fonti rinnovabili</i> I biocarburanti costituiscono un elemento importante della strategia dell'Unione europea e degli Stati Uniti nell'ottica di riduzione delle emissioni di CO₂. La scelta delle coltivazioni è determinata dai programmi di sovvenzione nazionali e dalla politica agricola. Paesi come il Brasile hanno possibilità di produzione e sbocchi vantaggiosi: essi possono produrre dell'etanolo a partire dalla canna da zucchero ottenendo rendimenti elevati. Contrariamente alla produzione di biocarburanti a partire da piantagioni agricole, quella basata sui rifiuti organici non entra in concorrenza con la produzione alimentare. Il bilancio energetico e le conseguenze sulla protezione del clima, potranno essere fortemente migliorati con i biocarburanti della seconda generazione disponibili in futuro. La questione della dipendenza della Svizzera dall'importazione di biocarburanti, relativamente a buon mercato, tornerà d'attualità.
---	---

Costo dell'elettricità prodotta con nuove centrali

Aumento del costo dell'elettricità prodotta con le energie rinnovabili	In generale, i costi di produzione delle energie rinnovabili e degli altri agenti energetici diminuiscono man mano che il numero delle centrali aumenta. Si costruiscono centrali innanzitutto nei luoghi con costi meno elevati. Le soluzioni comparativamente più vantaggiose sono le piccole centrali idroelettriche, i rifiuti organici negli inceneritori, i gas di scarico degli impianti di depurazione delle acque luride e la produzione di elettricità a partire dal biogas. Tuttavia, il potenziale delle classi di potenza vantaggiose è limitato. In altre parole, una volta esaurite, bisognerà costruire centrali più costose. Un gran numero di impianti esistono già, essendo stata promossa la loro costruzione attraverso la promozione della legge sull'energia o attraverso label di produzione verde. I calcoli futuristici mostrano che i costi marginali della produzione di elettricità a partire da energie rinnovabili aumenteranno.
L'energia nucleare è conveniente	Le centrali nucleari sono in esercizio 24 ore su 24 per la produzione di elettricità di banda. Quando le regole di sicurezza sono rispettate esse possono essere sfruttate per decenni. Per produrre a lungo termine a costi vantaggiosi, le centrali nucleari richiedono lunghi periodi di rodaggio e la garanzia che l'elettricità di banda prodotta sarà venduta. Esiste un rischio di pianificazione, poiché la realizzazione dei progetti richiede un lungo periodo di preparazione e delle decisioni politiche (referendum facoltativo per l'autorizzazione). Esistono altri rischi di costo, ma molto inferiori. Se il popolo le accetta, la costruzione di nuove centrali nucleari rappresenta la soluzione più vantaggiosa per la produzione di elettricità di banda.
Rischio per i prezzi con le centrali a gas	Nelle centrali a gas il costo elevato dei combustibili fa aumentare i costi di produzione. Di conseguenza, il rischio legato al prezzo non è insignificante. Esso dipende in particolare dalla misura con la quale l'aumento dei prezzi del gas naturale e le spese concesse allo

scopo di ridurre le emissioni di CO₂ possono essere ripercossi sui prezzi del mercato dell'elettricità. Queste centrali presentano un inconveniente importante rispetto alla combinazione attuale che collega l'energia idroelettrica e quella nucleare, nel contempo vantaggiosa e ampiamente indipendente dalle fluttuazioni dei prezzi dei combustibili. Se bisognasse produrre energia di banda esclusivamente nelle centrali a gas, non sarebbe possibile coprire i costi di produzione.

Impianti di cogenerazione forza-calore
costosi

I costi di produzione degli impianti di cogenerazione forza-calore che utilizzano energie fossili variano fortemente. Questi costi dipendono essenzialmente dalle possibilità di ottimizzazione (priorità data alla produzione di elettricità o di calore; centrali di grande dimensione e numero limitato di ore d'esercizio o impianti di misura relativamente piccola che funzionano per un numero elevato di ore).

La penuria di elettricità

Se le capacità non vengono sviluppate tra il 2005 e il 2035, si assisterà a una penuria di elettricità a partire dal 2018-2020. Secondo gli scenari essa sarà compresa tra 5 e 22,3 TWh nel 2035 (vedere tabella).

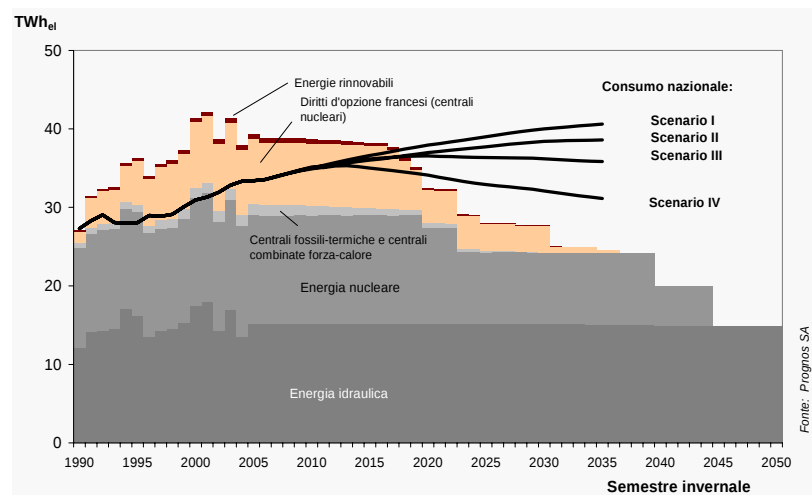
Il momento in cui si verificherà la penuria dipende poco dalla domanda di elettricità, poiché quest'ultima comincia ad aumentare in tutti gli scenari. Per contro, il bisogno di nuove capacità di produzione è sensibilmente più importante a lungo termine nello scenario I rispetto allo scenario IV. Il grafico seguente mostra il consumo nazionale aumentato del consumo delle pompe-turbine per un semestre invernale medio. Esso mostra inoltre la produzione delle centrali esistenti nel 2005 (siccome la durata d'esercizio delle centrali nucleari è limitata, la loro produzione diminuisce).

Penuria di elettricità nel 2035 (senza estensione delle capacità)

Scenario I	22,3 TWh
Scenario II	18,6 TWh
Scenario II	13,5 TWh
Scenario IV	5,0 TWh

Una penuria di elettricità si verificherà a partire dal 2018-2020, se non si svilupperanno le capacità di produzione

Grafico 3 : Una penuria di elettricità si verificherà a partire dal 2018-2020, se non si svilupperanno le capacità di produzione



L'ampiezza della penuria di elettricità
dipende dalla durata d'esercizio delle
centrali nucleari

Accorciamento o prolungamento della durata d'attività delle centrali nucleari

Se si riduce la durata d'esercizio di tutte le centrali nucleari a 40 anni (invece di 50 anni per le centrali nucleari di Beznau e di Mühleberg e di 60 anni per quelle di Gösgen e di Leibstadt), la penuria sopraggiungerebbe nel 2013. Nei primi anni essa non si avverirebbe molto (ad eccezione dello scenario IV), ma si accentuerebbe in seguito con la messa fuori esercizio della centrale nucleare di Gösgen nel 2018. Se la durata d'esercizio delle centrali nucleari di Beznau e di Mühleberg è prolungata a 60 anni, si assisterà a una penuria a partire

dal 2018 negli scenari da I a III. Per contro, nello scenario IV sarebbero necessarie capacità di produzione supplementari solo a partire dal 2030. Di seguito postuleremo la variante principale, ossia una durata d'esercizio di 50 rispettivamente 60 anni.

Copertura della penuria di elettricità

Lunghe procedure richiedono soluzioni intermedie costose

Per il periodo successivo al 2035 si osserva che i grandi impianti centralizzati hanno cicli di sostituzione più lunghi di quelli decentralizzati. Questi ultimi permettono di beneficiare più rapidamente dei progressi tecnici.

Fino alla messa in esercizio di una nuova centrale nucleare, sarebbe possibile colmare la penuria di elettricità negli scenari I e II non attraverso importazioni di elettricità, bensì mediante centrali a gas costruite in Svizzera. Impianti decentralizzati sarebbero più opportuni secondo gli scenari III e IV, poiché questi ultimi prevedono una domanda relativamente debole. In questo caso bisognerebbe sviluppare le energie rinnovabili (in particolare la geotermica) parallelamente alla costruzione di costosi piccoli impianti combinati calore-forza.

Nello scenario III occorreranno 12,1 TWh di impianti di cogenerazione alimentati mediante energie fossili e 9,6 TWh di energie rinnovabili, mentre lo scenario IV, che prevede una penuria nettamente inferiore, necessiterà rispettivamente di 7,6 TWh e 6,2 TWh. Nello scenario III la variante combinata favorita dal DATEC collega centrali a gas ed energie rinnovabili. Essa richiede, per la produzione di elettricità, due centrali a gas supplementari oltre alla centrale di Chavalon per la quale si postula l'utilizzazione di centrali a gas a ciclo combinato in ragione del 20 %. Circa 8,1 TWh prodotti a partire da energie rinnovabili (senza le grandi centrali idroelettriche) saranno ancora iniettati nella rete entro il 2035. Una quarantina di centrali geotermiche vi contribuiranno in ragione di 1,5 TWh.

Importazioni care e poco sicure

Infine, sarebbe pure possibile coprire la penuria mediante importazioni di elettricità. Le imprese svizzere possono ad esempio acquistare delle partecipazioni nelle centrali straniere (centrali nucleari, produzione fossile termica). Contratti di prelievo a lungo termine sono pure possibili su un mercato aperto, ma essi devono essere limitati nel tempo e non bloccare la capacità della rete. Bisogna pensare che i nuovi contratti di prelievo a lungo termine o le partecipazioni potranno essere stipulati solo a un prezzo marginale molto più elevato rispetto a oggi. Il prezzo delle importazioni di elettricità prodotte a partire da energie fossili aumenterà probabilmente in futuro, poiché bisognerà aggiungervi i costi destinati a diminuire le emissioni di CO₂ e quelli in relazione al commercio di certificati CO₂ nell'ambito dell'UE. Trattandosi delle importazioni di elettricità «verde», bisognerà attendersi che si debbano cofinanziare i costi di produzione, che saranno ancora per parecchio tempo superiori ai prezzi del mercato, mentre la regolazione verrà assicurata dalle centrali nei paesi di provenienza o dalle centrali di accumulazione in Svizzera. Queste centrali di riserva sono necessarie, tenuto conto del carattere intermittente della produzione di elettricità di origine solare o eolica.

« Recenti rapporti dell' « European Transmission System Operators (ETSO) » mettono in guardia contro un rapido deterioramento dell'affidabilità della rete europea, a causa del numero insufficiente di centrali nel continente europeo

Per quanto concerne le capacità della rete transfrontaliera esistono incertezze circa la disponibilità e i costi dell'utilizzazione della rete. Attualmente, la Svizzera ha dei diritti d'importazione di elettricità europea equivalenti a 2500 MW. Una strategia basata unicamente sulle importazioni necessiterebbe di capacità supplementari della rete di 1250 MW. Secondo i suoi gestori, la rete svizzera di trasporto permette di garantire fisicamente importazioni nette di energia di banda per 3750 MW. Tuttavia, si rileva che nessuno è attualmente in grado di prevedere quali saranno i flussi nel 2035. Recenti rapporti dell' « European Transmission System Operators (ETSO) » mettono in guardia contro un rapido deterioramento dell'affidabilità della rete europea, a causa del numero insufficiente di centrali nel continente europeo. Nel 2035 la Svizzera non potrà più contare su possibilità d'importazione supplementari, poiché queste ultime dipendono dalle capacità di trasporto e di produzione disponibili nei paesi vicini.

In tutti gli scenari i costi di copertura della penuria sono più bassi con lo sviluppo conseguente dell'energia nucleare

Costi per coprire la penuria di elettricità

Per permettere di comparare le varianti di offerte, si attualizzano i costi di sviluppo delle capacità di produzione. Nel caso delle centrali nucleari tutti i costi sono tenuti in considerazione. Per quanto concerne le centrali a gas sono compresi il costo delle misure tendenti ad evitare le emissioni di CO₂ legate alla produzione indigena, nonché il prezzo d'acquisto dei certificati europei nell'ambito delle importazioni di elettricità.

In tutti gli scenari i costi di copertura della penuria, in centesimi per kWh, sono più bassi con lo sviluppo dell'energia nucleare: 3,9 ct./kWh nello scenario I e 4,3- 4,4 ct./kWh negli altri scenari.

Per contro, se bisogna colmare la penuria unicamente con le centrali a gas, i costi salgono a 4,4 ct./kWh nello scenario I, a 4,7 ct./kWh nello scenario IV e a 5,3 ct./kWh nello scenario III, quello che ricorre agli impianti di cogenerazione. Occorre tuttavia notare che questi costi sono calcolati sulla base dei prezzi dei combustibili del 50 % inferiori a quelli odierni.

Se si prevedono gli impianti combinati forza-calore i costi rappresenterebbero 7,5 ct./kWh nello scenario IV e 8,1 ct./kWh nello scenario III. Anche qui i calcoli si basano su prezzi bassi dei combustibili.

Se si verte unicamente sulle energie rinnovabili i costi specifici rappresenterebbero 7,0 ct./kWh nello scenario IV e 7,2 ct./kWh nello scenario III.

Lo scenario I è il più vantaggioso per quanto concerne i costi di produzione in ct./kWh. Più la penuria è importante, più le soluzioni centralizzate sono convenienti.

I costi totali richiesti per coprire la penuria variano sensibilmente. Lo scenario IV sembrerebbe il più vantaggioso – ma non necessariamente il più realista – poiché la penuria sarebbe quella più debole. Se nello scenario IV si copre la penuria con le centrali nucleari, ciò costerebbe 8,7 miliardi di franchi, mentre il ricorso alle energie rinnovabili e alle centrali combinate forza-calore costerebbe 17,5 miliardi di franchi. Le grandi centrali sono la soluzione più vantaggiosa negli scenari I e II: le centrali nucleari costerebbero 15,1 miliardi di franchi e le centrali a gas 18 miliardi di franchi. Il ricorso alle centrali CCF alimentate mediante le energie fossili, nello scenario III, sarebbe molto più costoso. Considerato come le varianti con centrali a gas o centrali CCF si basano su un prezzo del petrolio di 30 dollari/barile, i costi indicati rappresentano un minimo.

I costi totali per coprire la penuria di elettricità variano da uno scenario all'altro. La soluzione dello scenario III, ossia il ricorso a centrali combinate forza-calore alimentate attraverso le energie fossili, è la più costosa.

Costi delle strategie considerate

Strategie considerate	Costi (mia fr.)
Scenario I e II con sostituzione delle centrali nucleari esistenti e costruzione di nuove centrali nucleari	15,1
Scenario I e II con centrali combinate a gas	18,0 (ipotesi: 30 dollari/barile petrolio grezzo)
Scenario III con impianti di cogenerazione forza-calore alimentati attraverso energie fossili decentralizzate	28,1 (ipotesi: 30 dollari/barile petrolio grezzo)
Scenario IV con energie rinnovabili e impianti di cogenerazione forza-calore alimentati attraverso energie fossili	17,5 (ipotesi: 30 dollari/barile petrolio grezzo)

Sicurezza dell'approvvigionamento

Nonostante le misure molto incisive dello scenario IV, le importazioni di energia sarebbero inferiori di un terzo soltanto entro il 2035 rispetto a quelle dello scenario I. Gli scenari si differenziano poco per quanto concerne la quota dei diversi agenti energetici. E' difficile diversificare ulteriormente gli agenti energetici in funzione del loro genere, del loro paese di provenienza e delle vie per le quali sono trasportati. La politica svizzera deve continuare ad accordare un'importanza sufficiente alla prevenzione delle crisi a livello nazionale (legge sull'approvvigionamento del paese) e internazionale (Agenzia internazionale dell'energia). Ma interventi effettuati su queste basi devono aver luogo solo in ultima analisi per limitare i danni. Soltanto decisioni di politica energetica prese a breve permetteranno di evitare

« La Svizzera è innanzitutto confrontata a un problema di carico di base, che si accentuerà a causa dello scadere dei diritti di prelievo e della disattivazione delle centrali nucleari esistenti. »

danni economici importanti, in particolare in relazione con gli investimenti nel settore dell'elettricità.

La Svizzera è innanzitutto confrontata a un problema di carico di base, che si accentuerà a causa dello scadere dei diritti di prelievo e della disattivazione delle centrali nucleari esistenti. Nell'ottica di una penuria di elettricità e di eventuali ondate di freddo o di calore, le nuove centrali a ciclo combinato non forniscono un contributo importante a una sicurezza d'approvvigionamento stabile a lungo termine. Tuttavia, esse contribuiscono in ampia misura all'ottimizzazione del parco delle centrali elettriche. Sono necessarie nuove centrali, in grado di produrre tutto l'anno o durante tutto l'inverno, sono necessarie. Questo ciclo di produzione può essere centralizzato o decentralizzato; esso può basarsi su energie convenzionali o energie rinnovabili, secondo la loro disponibilità. Siccome la penuria colpisce in genere anche i paesi vicini, gli impianti previsti per farvi fronte devono trovarsi sul territorio nazionale (o perlomeno in prossimità delle frontiere).

Le riserve mondiali di gas naturale sono tali che una rarefazione delle riserve convenzionali sarà probabilmente avvertibile solo dopo il 2035. Lo sviluppo dei sistemi di trasporto e la crescente dipendenza dell'Europa occidentale dalla Russia sono i punti deboli di questa fonte di energia. Una soluzione che la Svizzera deve pure prevedere, in particolare in relazione con la variante tendente verso le centrali a gas, è lo sviluppo delle riserve stagionali e strategiche. Contrariamente ai paesi limitrofi, il nostro paese non dispone sul proprio territorio di tali riserve, poiché non si sono trovati siti geologicamente appropriati. Occorre acquistare presso i fornitori di gas naturale stranieri la flessibilità e le capacità di riserve necessarie.

Se si intende colmare la penuria di elettricità specialmente attraverso le centrali a gas, la Svizzera dovrà importare più gas, ciò che comporta un aumento della capacità delle reti di trasporto di gas all'estero. Inoltre, bisognerebbe stipulare dei contratti di fornitura a lungo termine e negoziare dei diritti d'utilizzazione della rete e delle centrali di stoccaggio. Considerate le regole europee sulla liberalizzazione del mercato del gas, tali possibilità sono limitate.

Evoluzione delle emissioni di CO₂

L'evoluzione delle emissioni di CO₂ in Svizzera fino al 2020 risulta quasi esclusivamente dalla modifica della domanda di combustibili e di carburanti fossili. Per quanto concerne l'evoluzione fino al 2035, il modo e l'ampiezza della produzione di elettricità esercitano inoltre una forte influenza. Le differenze di emissione di CO₂ delle diverse varianti in materia di offerta sono più pronunciate negli scenari I e II che non negli scenari III e IV.

Lo scenario che prevede il ricorso alle centrali a gas è sempre il meno vantaggioso per quanto concerne le emissioni di CO₂ è quello che verte sulle centrali nucleari il più conveniente.

Evoluzione delle emissioni di CO₂ tra il 2000 e il 2035, in %

	Energia nucleare	Centrali a gas	Impianti di cogenerazione forza-calore	Energie rinnovabili
Scenario I	-12	+5		
Scenario II	-21	-9		
Scenario III	-34		-29	-36
Scenario IV	-47		-43	-48

Costi ed efficacia delle politiche energetiche e di protezione del clima

Tassa d'incitamento elevata

La politica energetica e la politica di protezione del clima sono cruciali per gli utilizzatori delle infrastrutture d'approvvigionamento. Misure unilaterali tendenti a rincarare l'energia nuocerebbero all'attrattività economica di un paese, a meno che si verifichi un'armonizzazione internazionale degli obiettivi e degli strumenti disponibili. Come dimostrano le differenze tra gli Stati membri dell'UE per quanto concerne gli obiettivi e le

misure adottate finora allo scopo di soddisfare gli impegni derivanti dal protocollo di Kyoto, non è un'impresa facile.

« I costi di adattamento così procurati sono verosimilmente più importanti dei risparmi realizzati »

L'elevata taxa d'incitamento sull'energia prevista dagli scenari III e IV rende gli investimenti tendenti a migliorare l'efficacia energetica poco redditizi. Tuttavia, è escluso agire da cavaliere solitario in questo settore. Se queste ipotesi poco realiste dovessero realizzarsi, le conseguenze economiche sarebbero negative. Bisogna attendersi una diminuzione limitata del consumo e dell'impiego, poiché queste tasse conducono obbligatoriamente ad allontanarsi dalle soluzioni più vantaggiose. Quando gli effetti sul circuito sono presi in considerazione, i costi di adattamento così generati sono probabilmente più importanti degli effetti di risparmio. Gli studi concludono che una politica che costringe a risparmiare risorse rischia di provocare tensioni sociali. Questa osservazione vale in particolare per lo scenario IV, che presuppone delle innovazioni in numerosi settori.

Modifiche costituzionali e nuove prescrizioni

Condizioni per raggiungere gli obiettivi dei vari scenari energetici

Il raggiungimento degli obiettivi richiede investimenti privati importanti, un cambiamento del comportamento degli individui e l'adozione di nuove leggi. Lo scenario I richiede l'assunzione di decisioni importanti (importazioni di elettricità, centrali a gas o nucleari, rafforzamento delle reti). La variante dello scenario II si distingue dalla situazione attuale per il fatto che la collaborazione tra lo Stato e l'economia prosegue oltre il 2010 e che tale collaborazione viene rafforzata. Gli attori, più numerosi di oggi, dovranno coordinare le loro attività. Le norme applicate agli edifici e agli apparecchi dovranno essere adattati più rapidamente di oggi alle evoluzioni tecniche. S'impongono una taxa sul CO₂ sui combustibili, una base legislativa che introduce un sistema di bonus-malus per le auto, nonché sovvenzioni massicce a favore della produzione di elettricità a partire dalle energie rinnovabili, conformemente alla legge sull'approvvigionamento energetico. Una modifica della Costituzione federale sarà necessaria per introdurre la taxa destinata a finanziare un "centesimo sull'elettricità" sul modello del centesimo sul clima.

Gli scenari III e IV impongono altri interventi statali e innovazioni tecniche. I loro obiettivi e strumenti richiedono un vasto consenso in seno alla società. Le norme specifiche nel settore dell'energia e della taxa d'incitamento sull'energia dovranno essere armonizzate a livello internazionale. Ciò è poco realista poiché l'UE, conformemente al concetto di politica sul clima presentato nel gennaio 2007, non prevede di introdurre una taxa, ma propende per il commercio di certificati d'emissione di CO₂. L'applicazione degli scenari III e IV necessita di altre misure. I Cantoni dovranno così inasprire le loro prescrizioni sugli edifici o bisognerà rivedere la Costituzione federale per affidare questo mandato alla Confederazione. Bisogna inoltre convincere la popolazione circa l'utilità di una taxa d'incitamento sull'energia, ciò che richiede pure una modifica della Costituzione. Se la politica energetica seguisse la via descritta nello scenario IV, le politiche di insediamento e dei trasporti dovrebbero essere oggetto di numerosi adattamenti legali e di politica finanziaria.

Sarà necessaria una votazione popolare per le varianti che prevedono la sostituzione delle centrali nucleari esistenti e la costruzione di nuove centrali. Inoltre, la costruzione di nuove centrali a gas presuppone l'adozione di condizioni e di esigenze comparabili a quelle di altri paesi. Le condizioni della compensazione delle emissioni di CO₂ per le centrali a gas, definite nel corso della sessione primaverile 2007, non soddisfano questa esigenza.

Domande :
urs.naef@economiesuisse.ch