



Schweizerische Eidgenossenschaft
Confédération suisse
Confederazione Svizzera
Confederaziun svizra

Dipartimento federale dell'ambiente, dei trasporti, dell'energia e della
comunicazione DATEC

Ufficio federale dell'energia UFE

Sezione Affari internazionali

Febbraio 2011

Rafforzamento della sicurezza di approvvigionamento e del ruolo della Svizzera come piattaforma per l'interscambio di energia elettrica

Rapporto in risposta al postulato CAPTE-N 09.3468



Committente:

Ufficio federale dell'energia UFE, 3003 Berna



Indice

Sintesi.....	4
1. Testo del postulato dell'11 maggio 2009.....	8
2. Quadro giuridico nell'Unione Europea.....	9
3. Basi giuridiche in Svizzera	12
4. Negoziations tra la Svizzera e l'Unione Europea in materia di energia elettrica e adesione al sistema europeo di scambio delle quote di emissione ETS	16
La Svizzera nel mercato europeo interno dell'energia.....	17
Negoziations per collegare il sistema svizzero di scambio delle emissioni all'ETS europeo	19
5. Potenzialità dell'energia elettrica da fonti rinnovabili in Europa	20
Il potenziale tecnico-economico dell'energia eolica.....	20
Il potenziale realizzabile a livello di energia rinnovabile nell'UE fino al 2020	22
6. Importanza delle centrali di pompaggio per la sicurezza di approvvigionamento della Svizzera	27
Creazione di valore nel commercio internazionale di elettricità.....	29
Conclusioni.....	30
7. Fabbisogno e redditività delle centrali di pompaggio	31
Fabbisogno di centrali di pompaggio in Europa.....	31
Redditività delle centrali di pompaggio	33
8. Possibilità di importazione di energia elettrica e saturazione della rete.....	40
Rapporto intermedio a cura del gruppo strategico Reti e Sicurezza dell'approvvigionamento (RSA) del 23 giugno 2011.....	41
9. Bibliografia.....	43



Sintesi

Situazione delle energie rinnovabili nell'Unione Europea

Nella primavera del 2009 il Parlamento Europeo ha approvato il pacchetto clima-energia. Uno dei suoi pilastri portanti è la direttiva sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili (Direttiva RES), che mira a incrementare la quota di energie rinnovabili sul consumo lordo finale di energia dall'odierno scarso 10% (8.5% nel 2005) al 20% entro il 2020. Gli scenari energetici dell'UE del 2009 partono dal presupposto che le energie da fonti rinnovabili rivestiranno un ruolo fondamentale nel raggiungimento degli obiettivi fissati per la produzione elettrica e che, entro il 2020, la loro quota salirà al 33%.

Nell'estate del 2010 i singoli Stati membri dell'UE hanno presentato i propri Piani d'Azione Nazionali per le Energie Rinnovabili (PANER) in attuazione della Direttiva RES, contenenti scenari circa il potenziamento delle energie rinnovabili nella produzione di elettricità, calore e carburanti per autotrazione e circa l'evoluzione del consumo lordo finale di energia. La società di consulenza ECN ha esaminato i PANER per conto della Commissione, concludendo che, in uno scenario politico con nuove misure di efficienza, l'obiettivo del 20% potrà essere leggermente superato. Ciò si tradurrà in circa 355 PJ a disposizione dei cosiddetti meccanismi di cooperazione, tramite i quali la Svizzera potrebbe acquistare quote di energia rinnovabile.

Secondo i piani d'azione nazionali, tra il 2010 e il 2020 la produzione elettrica da fonti rinnovabili aumenterà da 652 TWh a 1217 TWh. Soltanto la produzione di energia eolica sarà potenziata dagli odierni 165 TWh a 495 TWh nel 2020, il che si tradurrà in un incremento della capacità installata da 85 a 213 GW.

Situazione delle energie rinnovabili in Svizzera

Il potenziamento delle energie da fonti rinnovabili è anche un principio cardine del nuovo orientamento della politica energetica, definito dal Consiglio federale durante la sua seduta di chiusura del 25 maggio 2011. Secondo i primi criteri di base, la produzione di corrente da fonti d'energia rinnovabili potrà raggiungere i 22 TWh entro il 2050. Nell'autunno del 2010, inoltre, il Consiglio federale ha esteso il mandato di negoziazione relativo all'accordo sull'energia con l'UE includendo la Direttiva RES. A seconda della struttura dell'accordo, la Svizzera sarebbe quindi tenuta ad ampliare sensibilmente la quota di energie rinnovabili (le stime interne partono da più 12 punti percentuali o circa 108 PJ in più di energia da fonti rinnovabili). In caso di accordo, i meccanismi di cooperazione summenzionati potrebbero essere a disposizione anche della Svizzera ai fini del raggiungimento degli obiettivi. Secondo gli scenari ipotizzati dalla Direttiva RES (Prognos per conto dell'UFE) la Svizzera dovrebbe acquistare circa 50 PJ di energie rinnovabili attraverso i meccanismi di cooperazione.

Redditività delle energie rinnovabili dal punto di vista della politica climatica

Con il pacchetto clima-energia «20-20-20» varato dall'Unione Europea, entro il 2020 le emissioni di gas serra nell'ambito dell'ETS dovranno diminuire del 21% rispetto ai valori del 2005, mentre la quota di energie rinnovabili sul consumo lordo finale dovrà aumentare al 20%. Questi due obiettivi sono stati definiti in funzione delle dipendenze reciproche e del loro rispettivo peso politico. Il raggiungimento degli obiettivi in termini di energie rinnovabili e CO₂ presuppone il ricorso a strumenti di vario genere, tra cui il sistema europeo di scambio delle emissioni e i contributi di alimentazione (o sistemi di quote) specifici a livello nazionale per la promozione della produzione elettrica da energie rinnovabili. Entrambi gli obiettivi saranno attuati in maniera più o meno indipendente l'uno dall'altro, per cui, ad esempio, l'incentivazione dell'uso di energie rinnovabili non comporterà necessariamente una riduzione delle emissioni di CO₂.

L'interdipendenza tra il prezzo della CO₂ e il costo delle energie rinnovabili è stata esaminata, da un lato, nell'Impact Assessment della Commissione per la politica energetica e climatica e, dall'altro, nelle prospettive energetiche dell'Unione Europea (Energy and Transport Trends – 2030, update 2009).

Queste ultime contemplano due scenari: lo scenario di riferimento, contenente le misure del pacchetto clima-energia del 2009, ossia la Direttiva RES e l'asta dei diritti di emissione nel settore dell'elettricità



a partire dal 2013, e il cosiddetto scenario baseline, senza tali misure. Grazie all'obiettivo delle energie rinnovabili, nello scenario di riferimento il prezzo della CO₂ aumenterà, entro il 2020, di soli 16.5 euro per tonnellata di CO₂ anziché di 25 euro come nello scenario baseline. Analogamente, la quota di energie rinnovabili sulla produzione di elettricità salirà dal 14% del 2005 al 33% del 2020, mentre quella dei combustibili fossili (gas e carbone) scenderà dal 51% al 42%. Il rapporto, inoltre, presuppone che la quota stocastica di energie rinnovabili passerà dal 5.6% nel 2010 al 20.7% nel 2030, in particolare in seguito all'aumento di energia eolica onshore da 68 TWh nel 2005 a 407 TWh nel 2030. Nello scenario baseline i costi per l'acquisto dei diritti di emissione all'asta rappresenteranno, in media, il 9.4% dei costi di produzione elettrica, nello scenario di riferimento leggermente meno. In entrambe le proiezioni, tuttavia, le tariffe della corrente elettrica per il consumatore finale sono analoghe e crescono in media di circa il 40% tra il 2005 e il 2020.

La redditività della produzione elettrica da fonti d'energia rinnovabili dipende, da un lato, dalle condizioni quadro della politica energetica, come l'EU ETS, che definiscono la tariffa per le centrali termoelettriche (convenzionali) a combustibili fossili, e dall'altro dal progresso tecnologico (curve d'apprendimento) degli impianti di produzione di corrente da fonti d'energia rinnovabili. Mentre, come detto poc'anzi, le condizioni quadro per le centrali elettriche tradizionali saranno inasprite, i costi di produzione caleranno grazie al progresso tecnologico dei nuovi impianti a energia rinnovabile. Uno studio a cura dell'Agenzia europea dell'ambiente (AEA) stima che entro il 2020, a seconda del sito, soprattutto i costi di produzione dell'energia eolica scenderanno al livello delle tecnologie tradizionali. Il potenziale di energia eolica disponibile, inoltre, potrebbe coprire l'intero consumo di elettricità dell'UE. Le risorse di energie rinnovabili più redditizie per l'importazione in Svizzera saranno pertanto localizzate in Paesi con elevato potenziale di energia eolica.

Fabbisogno di energia di compensazione e centrali di pompaggio

Vista la sua topologia, la Svizzera gode di premesse particolari per il potenziamento della produzione elettrica da energie rinnovabili. Mentre a livello paneuropeo è l'energia eolica ad avere la massima potenzialità di espansione, in Svizzera questa fonte di energia è sfruttabile solo limitatamente a causa di vincoli paesaggistici. In cambio, il nostro Paese vanta un grande potenziale in termini di centrali di pompaggio, che può essere utilizzato per compensare la fluttuante alimentazione di corrente da energia eolica e altre fonti. Il pompaggio è la tecnologia più economica per l'accumulo di grandi quantità di corrente (cfr. studio DENA II a cura dell'Agenzia tedesca dell'energia). Vari studi hanno dimostrato che, incrementando la potenza di pompaggio di 1 GW, è possibile integrare nel sistema anche la produzione di tipo stocastico (eolico, fotovoltaico ecc.), per circa 4-5 GW di potenza allacciata. Considerati i valori di pompaggio previsti per il 2020 in Austria (circa 5 GW), Germania (circa 3 GW) e in Svizzera (circa 4 GW), si potrebbero pertanto sfruttare - in funzione della potenza - dai 48 ai 60 GW circa di capacità eolica o fotovoltaica, il che contribuirebbe in larga misura a compensare la capacità eolica di 213 GW prevista dai piani d'azione entro il 2020 (cfr. sopra). Qualora entro il 2050, secondo la nuova politica energetica, il fotovoltaico dovesse essere notevolmente potenziato anche in Svizzera, queste centrali di pompaggio sarebbero ovviamente necessarie anche sul territorio nazionale.

Redditività delle centrali di pompaggio e attuale creazione di valore nel commercio internazionale di elettricità

Le centrali di pompaggio sono economicamente interessanti, purché il pompaggio dell'acqua avvenga a prezzi dell'energia elettrica bassi o persino negativi e il turbinaggio a carichi di punta con tariffe conseguentemente elevate (cosiddetto sfruttamento dello spread tariffario tra base e peak load). Ultimamente, tuttavia, le oscillazioni di prezzo a breve termine e i risultanti spread tariffari hanno perso d'importanza, vista la maggiore precisione delle previsioni relative all'immissione in rete di energia eolica e solare. Sulla base di tre diversi approcci per la valutazione della redditività delle centrali di pompaggio, il presente rapporto calcola un ricavo per queste ultime compreso tra i 20 e i 50 euro/MWh, sebbene la tendenza a lungo termine si attesti a circa 20 euro/MWh. A tale proposito, va osservato che il ricavo diminuisce a mano a mano che aumenta la capacità delle centrali di pompaggio. Visto l'impatto del futuro potenziamento delle energie rinnovabili, emerge pertanto la questione circa l'evoluzione del volume di mercato per i servizi di sistema, in particolare del fabbisogno di potenza di regolazione. Secondo uno studio a cura di R2B e CONSENTEC (2010), il volume di mercato a



livello di potenza di regolazione aumenterà in maniera irrisoria, con una quota di energie rinnovabili del 30% sulla produzione elettrica totale, dal momento che si suppone un decisivo miglioramento delle previsioni circa l'immissione in rete di risorse rinnovabili di natura stocastica. Se la quota di energie rinnovabili sulla produzione di corrente supererà la soglia del 30%, tuttavia, gli esperti calcolano un aumento del fabbisogno di riserva istantanea. Secondo i PANER e la valutazione dell'ECN, ciò accadrà già nel 2020, fermo restando che - ovviamente - sarà determinante anche la tipologia di corrente elettrica rinnovabile.

Per quanto riguarda la Svizzera, secondo la statistica dell'energia nel 2010 gli scambi energetici con l'estero hanno generato un'eccedenza attiva pari a 1328 milioni di franchi (225 milioni di franchi in meno rispetto all'anno precedente). Queste cifre si basano sulle indicazioni fornite dalle circa 60 società elettriche che gestiscono praticamente la totalità delle importazioni ed esportazioni tra la Svizzera e l'estero. È prevedibile che un potenziamento delle centrali di pompaggio svizzere si ripercuoterà positivamente sulla creazione di valore nel commercio internazionale di elettricità.

Potenziamento necessario della rete affinché la Svizzera funga da batteria elettrica dell'Europa

Affinché le centrali di pompaggio svizzere possano essere sfruttate in maniera efficiente e l'importazione di energia elettrica rinnovabile contribuisca a garantire la sicurezza di approvvigionamento, occorre una rete di trasmissione ben funzionante che includa anche i potenziali impianti eolici. L'integrazione del settore elettrico svizzero in Europa rappresenta pertanto anche un obiettivo strategico delle negoziazioni attualmente in corso con l'Unione Europea. Con il nuovo orientamento della politica energetica svizzera, anche l'ampliamento della rete interna acquista una funzione importante. Un primo rapporto intermedio a cura del gruppo strategico Reti e Sicurezza dell'approvvigionamento (RSA) è stato pubblicato nel mese di giugno del 2011. Il gruppo strategico RSA ha evidenziato l'importanza di un tempestivo potenziamento della rete elettrica al fine di scongiurare problemi di approvvigionamento ed eventuali restrizioni dei transiti (ad es. verso l'Italia) e degli scambi. Attualmente in vari punti della rete si riscontrano già, a determinati orari, alcune congestioni, che si faranno più critiche nel momento in cui dovrà essere importata una maggiore quantità di corrente da fonti d'energia rinnovabili con produzione stocastica. Qualora in Svizzera alcune centrali di pompaggio debbano essere disattivate prima del tempo, in caso di compensazione interna delle capacità mancanti la situazione si inasprirebbe ulteriormente per il trasporto della corrente prodotta nel Canton Vallese. In alternativa, occorrerebbe aumentare in modo massiccio le capacità di importazione al confine settentrionale (fino a 3000 MW). Per farlo, è necessario non solo costruire linee transnazionali, ma anche realizzare svariati progetti di linee all'interno della Svizzera e all'estero. Senza tale ampliamento, in Germania si riuscirebbe a compensare - secondo alcune voci del settore energetico (J. Aeberhard, simposio VSE) - una quantità di energia eolica stocastica circa due volte inferiore (7.5 GW anziché 16 GW).

Strategia futura in materia di centrali di pompaggio e integrazione nel mercato europeo dell'elettricità

Con il riorientamento della politica energetica, il Consiglio federale si è dichiarato favorevole al potenziamento non solo delle nuove energie rinnovabili, ma anche delle centrali di pompaggio. Inoltre intende procedere con l'ampliamento della rete - un obiettivo di grande importanza strategica.

Sul mercato europeo interno dell'energia, la Svizzera si posiziona come partner di rilievo dell'Unione Europea, partecipa in maniera costruttiva alla realizzazione di un mercato dell'elettricità a basso tenore di carbonio in Europa e s'impegna, insieme all'UE, a garantire la sicurezza di approvvigionamento. Il mercato europeo interno dell'energia dovrà fungere da strumento per il raggiungimento di tali obiettivi, impresa nella quale la Svizzera non può rimanere in disparte. Insieme all'UE, la Svizzera si adopera per continuare a sviluppare il mercato europeo interno dell'energia sulla base di un modello di mercato efficiente e sostenibile.

Le negoziazioni in corso con Bruxelles mirano ai seguenti obiettivi:

- garanzia della sicurezza di approvvigionamento in Svizzera
- integrazione del settore svizzero dell'elettricità in Europa



- partecipazione attiva al raggiungimento degli obiettivi climatici
- conservazione e potenziamento del valore aggiunto nel comparto dell'elettricità in Svizzera



1. Testo del postulato dell'11 maggio 2009

A completamento del rapporto sulla politica energetica estera dell'ottobre 2008, il Consiglio federale è incaricato di rispondere alle seguenti domande in un rapporto complementare:

1. Di quale potenziale tecnico dispone l'Europa per coprire la totalità o la maggior parte del suo fabbisogno energetico a partire dalle energie rinnovabili?
2. Qual è il valore economico di tale potenziale rispetto alla concorrenza del gas naturale, del carbone e delle altre energie non rinnovabili e tenuto conto dell'eventuale o prevedibile evoluzione dei costi e dei prezzi nel prossimo decennio?
3. Qual è l'impatto delle decisioni dell'UE sulla Svizzera, in particolare dell'estensione del sistema di scambio delle quote d'emissione, dell'aumento obbligatorio della percentuale di energia prodotta dalle energie rinnovabili, della priorità accordata alle energie rinnovabili nella rete elettrica e della vendita all'asta di tutti i diritti di emissione di CO₂ alle centrali elettriche a partire dal 2013?
4. Secondo il Consiglio federale, quale valore aggiunto potrebbe creare la Svizzera se, grazie alla sua topografia favorevole, rafforzasse il suo ruolo di piattaforma per l'interscambio di energia elettrica importando l'elettricità nei periodi in cui il vento e il sole sono particolarmente forti per poi rivenderli al prezzo più alto quando sono deboli? Quali capacità può mettere a disposizione la Svizzera a) sulla base dello stato attuale delle centrali e b) e in caso di aumento della capacità delle pompe e delle turbine in Svizzera?
5. In che modo l'importazione di energia elettrica prodotta a partire da energie rinnovabili potrebbe contribuire a coprire il consumo energetico svizzero? Quali condizioni devono essere soddisfatte affinché venga potenziata la sicurezza di approvvigionamento?
6. In quale Paese si trovano le risorse più redditizie per la copertura del fabbisogno svizzero e come intende sfruttarle il Consiglio federale?
7. Con quali istanze si dovrà negoziare? Quali negoziati sono stati già condotti? Con quali risultati?
8. Quali misure organizzative e tecniche finalizzate al raggiungimento di questo obiettivo e alla partecipazione al mercato interno dell'energia dell'UE sono state già adottate? A quali altri adeguamenti della legislazione svizzera si dovrebbe procedere?

Motivazione

Gli aumenti dei prezzi sul mercato del petrolio e del gas naturale nel periodo compreso tra il 2006 e il 2008 hanno mostrato chiaramente che l'importazione di fonti di energia non rinnovabili dall'estero comporta dei rischi considerevoli in termini di costi e di fornitura. In futuro, quando la congiuntura sarà nuovamente positiva, tali rischi potrebbero aumentare ulteriormente.

L'Unione Europea ha deciso di potenziare l'utilizzazione delle energie rinnovabili, di vendere all'asta i diritti di emissione di CO₂ alle centrali elettriche a partire dal 2013 e di accordare la priorità alle energie rinnovabili nella rete elettrica europea. La strategia europea apre nuove opportunità per la Svizzera dandole la possibilità di utilizzare maggiormente i vantaggi derivanti dalla sua ubicazione in un mercato energetico liberalizzato e di rafforzare la sua sicurezza di approvvigionamento.

Il Consiglio federale è pertanto incaricato di rivalutare le opportunità e il potenziale della Svizzera sul mercato energetico internazionale.



2. Quadro giuridico nell'Unione Europea

Occorre tenere conto dei seguenti sviluppi del quadro giuridico dell'Unione Europea in materia di politica energetica.

Con il pacchetto clima-energia 20-20-20, l'UE ha fissato una serie di obiettivi fino al 2020 che abbracciano tre settori:

- **Efficienza energetica:** il famoso target del «20%» deriva dal piano d'azione per l'efficienza energetica dell'ottobre 2006. L'obiettivo non vincolante consiste nel tagliare del 20%, rispetto alle previsioni di consumo baseline, l'impiego di energia primaria complessivo (ETS + non ETS) entro il 2020. In concreto, ciò significa: -6.3% rispetto all'anno 2000. L'obiettivo del «20%» non è in linea con il target della direttiva concernente i servizi energetici (2006/32), la quale prevede che il consumo finale di energia tra il 2008 e il 2016 debba essere ridotto del 9%, ossia di un punto percentuale all'anno, rispetto al consumo medio finale di energia del quinquennio 2001-2005, escludendo i settori coinvolti nel sistema di scambio delle quote d'emissione. Sebbene sino a oggi tale direttiva non sia vincolante, le ultime discussioni sembrano tendere proprio verso questa direzione.
- **Le emissioni di gas a effetto serra** dovranno diminuire del 20% in confronto al loro livello del 1990. Il principale strumento a tal fine è la direttiva sullo scambio di quote di emissione (2009/29).. I settori coinvolti nel sistema di scambio delle quote di emissione (ETS) devono ridurre complessivamente, ossia a prescindere dallo Stato di appartenenza, le loro emissioni di CO₂ del 21% entro il 2020. Le società che non avranno raggiunto i loro obiettivi saranno sanzionate con una multa e dovranno fornire ulteriormente i diritti di emissioni mancanti. Nel comparto dell'elettricità, a partire dal 2013 tutti i diritti di emissione saranno venduti all'asta; con ciò cesserà definitivamente il sistema delle concessioni gratuite. Gli obiettivi di riduzione per i settori non ETS vengono calcolati sulla base del PIL pro capite mediante la decisione concernente la ripartizione degli sforzi (406/2009) fra i singoli Stati membri. Lo stesso metodo si tradurrebbe, per la Svizzera, in un obiettivo di circa il 20%. Gli strumenti per l'abbattimento del CO₂ in Svizzera e nell'Unione Europea rappresentano le leve principali per incrementare l'efficienza energetica, purché il vantaggioso fuel switching all'olio di palma e ad altri combustibili non mini nuovamente l'obiettivo di efficienza con discutibili certificazioni di sostenibilità.
- **La direttiva europea sull'energia da fonti rinnovabili (RES, 2009/28)** determina per ogni Stato membro un obiettivo nazionale che fissa la parte di energia rinnovabile da conseguire entro il 2020. . L'efficienza energetica è rilevante ai fini RES nella misura in cui un consumo ridotto aumenta la quota di energie rinnovabili. Gli obiettivi della Direttiva RES nel campo delle energie rinnovabili si suddividono nelle tre applicazioni elettricità, calore e carburanti per autotrazione, nell'ambito dei quali l'UE ha fissato un obiettivo del 10% per le energie rinnovabili nel campo dei trasporti. Sinora l'Unione Europea aveva formulato obiettivi (2001/77/CE e 2003/30/CE) soltanto per l'energia elettrica da fonti rinnovabili (22.1% entro il 2010) e i biocarburanti (5.75 entro il 2010), per cui il settore termico è di recente inclusione. La Direttiva RES può essere considerata un'estensione delle due direttive summenzionate concernenti l'energia elettrica da fonti rinnovabili (2001) e i biocarburanti (2003). In base a essa, la quota di energie rinnovabili nell'UE dovrà raggiungere il 20 per cento entro il 2020. Il «burden sharing» per gli Stati membri sarà così suddiviso: tutti i Paesi dovranno incrementare la loro quota di energie rinnovabili sul consumo finale di energia del 5.5 per cento. Il contributo restante sarà ripartito in funzione del PIL pro capite dei singoli Stati, per cui un Paese con un PIL pro capite elevato sarà chiamato a compiere uno sforzo maggiore rispetto a uno con un prodotto interno lordo ridotto. Gli Stati membri potranno altresì acquistare quote di energie rinnovabili, soprattutto elettricità, attraverso i meccanismi flessibili. Le modalità disponibili sono le seguenti:
 - trasferimento statistico
 - regimi di sostegno comuni
 - progetti comuni tra Stati membri e Paesi terzi



Trasferimento statistico: per ridurre i costi legati al raggiungimento del loro obiettivo di energie rinnovabili, gli Stati membri possono fare ricorso a vari meccanismi di cooperazione - nello specifico trasferimenti statistici, progetti comuni e regimi di sostegno comuni.

Il meccanismo di cooperazione di cui all'articolo 6 della Direttiva RES consiste in un trasferimento statistico di energia da fonti rinnovabili tra due Stati membri. Come si evince dal testo, non si tratta di un trasferimento fisico di energia, bensì virtuale. In altre parole, due Stati membri possono concordare che una parte di energia prodotta da fonti rinnovabili a livello nazionale venga dedotta a uno Stato membro e aggiunta all'altro ai fini del rispetto dell'obiettivo di energia rinnovabile.

Progetti comuni: il meccanismo di cooperazione di cui all'articolo 7 consiste in «progetti comuni». Esso mira a consentire la cooperazione tra due o più Stati membri nell'ambito della produzione di elettricità, calore o freddo da fonti energetiche rinnovabili. Si differenzia dal trasferimento statistico per il fatto che si riferisce all'esecuzione di progetti concreti e può coinvolgere operatori del settore privato. Quest'ultimo fattore può rappresentare un vantaggio, dal momento che spesso i gestori privati sono più informati in merito alle possibilità di realizzazione di un progetto. Un progettista, ad esempio, può rivolgersi sia allo Stato membro in cui intende dare esecuzione a un determinato progetto, sia a un altro Stato membro interessato a parteciparvi finanziariamente. Qualora i Paesi interpellati siano interessati a una cooperazione al fine di promuovere il progetto concreto, possono concordare di realizzarlo insieme.

Gli Stati membri, inoltre, devono adottare opportuni provvedimenti al fine di predisporre le reti all'assorbimento di elettricità da fonti energetiche rinnovabili, assicurare l'accesso prioritario o garantito di quest'ultima al sistema di rete a tariffe che ne coprano i costi, nonché a trasmettere e distribuire la corrente elettrica dispacciata. I gestori del sistema di trasmissione e distribuzione possono essere tenuti a sostenere i costi extra risultanti dalla produzione di elettricità da fonti rinnovabili (art. 16 della direttiva).

Nel novembre del 2010, la Commissione ha pubblicato la Strategia energetica 2011-2020, i cui elementi principali, in riferimento al presente rapporto, sono i seguenti.

Sul fronte dell'offerta, la priorità dovrà continuare a essere data allo sviluppo di fonti energetiche sicure e competitive. Per quanto concerne la produzione di elettricità, gli investimenti dovrebbero far sì che, entro l'inizio del 2020, circa due terzi della corrente elettrica derivino da fonti povere di CO₂ (rispetto all'attuale 45%). In tal senso, le energie rinnovabili dovranno avere la precedenza. La strategia deve definire un quadro a livello comunitario che tenga conto delle differenze nazionali e che, al contempo, non solo consenta agli Stati membri di superare i loro rispettivi obiettivi, bensì garantisca anche la concorrenzialità, sul piano economico, delle fonti energetiche rinnovabili e delle relative tecnologie entro il 2020.

Con l'introduzione di un quadro legislativo che aiuti a raggiungere l'obiettivo del 20% di energie rinnovabili entro il 2020, l'Europa ha compiuto soltanto il primo passo in quest'ambito. Occorre assicurare che le norme di legge vengano interamente recepite e che, nei decenni successivi al 2020, si creino i presupposti per uno sfruttamento su larga scala delle energie rinnovabili. Il quadro giuridico deve essere applicato correttamente al fine di infondere agli investitori la fiducia necessaria a impegnare le proprie risorse finanziarie in nuovi sistemi di produzione, trasporto e stoccaggio delle energie rinnovabili. Gli effetti della Direttiva RES devono essere valutati a partire dal 2011, al fine di rendere più severa o estendere, se necessario, la direttiva medesima.

Il fatto è, tuttavia, che in Europa manca ancora un'infrastruttura di rete che consenta alle energie rinnovabili di svilupparsi e di concorrere a parità di condizioni con le fonti energetiche tradizionali. Gli odierni progetti di imponenti parchi eolici a nord e impianti di energia solare a sud necessitano di linee elettriche per il trasporto della corrente «verde» nelle aree a forte consumo di elettricità. La rete attuale difficilmente riuscirà ad assorbire le quantità di elettricità da fonti rinnovabili risultanti dall'obiettivo prefissato per il 2020 (33% della produzione lorda di elettricità).

Considerato il fatto che lo sviluppo delle infrastrutture è di natura perlopiù commerciale, la Commissione definirà una metodologia di analisi dell'equilibrio ottimale tra finanziamento pubblico e privato



sulla base dei seguenti principi, da applicarsi in tutta l'Unione: «principio del fruitore», «principio del beneficiario» (relativamente all'allocazione transfrontaliera dei costi-benefici) e «principio del contribuente» (ripartizione degli oneri per infrastrutture non sostenibili sul piano economico e di «utilità paneuropea»). Quanto detto è in linea con le regole attualmente in vigore per gli aiuti statali. Per i progetti di «interesse europeo» poco o per nulla redditizi, saranno proposti meccanismi di finanziamento innovativi al fine di massimizzare l'effetto leva nei confronti dei finanziamenti pubblici, cosicché il clima degli investimenti possa migliorare sul piano della copertura dei rischi principali o sia possibile accelerare la realizzazione del progetto. Lo sviluppo di un'infrastruttura energetica adeguata è fondamentale e urgente al tempo stesso. Esso richiede un approccio più ampio, che consideri nuovi strumenti di finanziamento (pubblici e privati) e mobiliti ulteriori risorse nell'ambito del successivo quadro finanziario pluriennale.



3. Basi giuridiche in Svizzera

Strategia energetica 2050

Nella sua seduta di clausura del 25 maggio 2011 il Consiglio federale ha dato il via libera a un nuovo orientamento della politica energetica, definendo i principi basilari della strategia 2050. Per ovviare alle parziali perdite in termini di approvvigionamento derivanti dalla rinuncia all'atomo, alla strategia energetica svizzera deve essere dato un nuovo orientamento.

Il Consiglio federale ha fissato le seguenti priorità:

1. Ridurre il consumo di energia elettrica: le nuove prospettive evidenziano che la domanda entro il 2050, senza misure di sostegno, potrebbe aumentare a circa 90 miliardi di chilowattora all'anno (2010: circa 60 miliardi di kWh). Le ragioni vanno ricercate nella crescita demografica, nel numero di apparecchi presenti nelle case (per es. il secondo televisore), nei nuovi apparecchi e nelle relative applicazioni, nella maggiore superficie abitativa pro capite, nonché nella crescente elettrificazione dei trasporti. Il Consiglio federale intende quindi sostenere, in generale, l'uso parsimonioso dell'energia e in particolare quello dell'energia elettrica. Le misure volte a rafforzare l'efficienza energetica prevedono requisiti minimi per gli apparecchi elettrici (best-practice, etichettaEnergia) e altre prescrizioni, sistemi bonus-malus (bonus d'efficienza), misure di sensibilizzazione, campagne informative destinate alla popolazione (sostenere maggiormente il programma SvizzeraEnergia) oppure misure nel settore termico.
2. Ampliare l'offerta di energia elettrica: in particolare occorre potenziare la produzione idraulica e le nuove energie rinnovabili. La quota odierna nel mix di corrente elettrica deve essere fortemente migliorata. Al riguardo bisogna ricorrere in primo luogo alla remunerazione a copertura dei costi per l'immissione in rete di energia elettrica (RIC). Per coprire la domanda, occorre però anche potenziare la produzione di energia elettrica da combustibili fossili con impianti di cogenerazione (in primo luogo) e centrali a gas a ciclo combinato (in secondo luogo). Il Consiglio federale mantiene al riguardo i suoi obiettivi in materia di politica climatica. La quota crescente relativa all'approvvigionamento elettrico irregolare (eolico, solare) richiede una trasformazione del parco di centrali elettriche, da attuare con le corrispondenti riserve di capacità e di stoccaggio. Inoltre, è necessario risolvere in maniera costruttiva i conflitti di interesse che riguardano la tutela del paesaggio, delle acque e dell'ambiente nonché la pianificazione del territorio.
3. Continuare ad importare energia elettrica: le importazioni continuano a essere indispensabili per un approvvigionamento sicuro di energia elettrica e per una compensazione temporanea. Il Consiglio federale è tuttavia dell'avviso che occorre perseguire anche in futuro una produzione di energia elettrica possibilmente indipendente dall'estero.
4. Ampliare le reti di trasporto dell'energia elettrica: per i futuri impianti di produzione interni e per l'importazione di energia elettrica è assolutamente necessario un ampliamento delle reti di trasporto e una trasformazione delle reti di distribuzione fino alla realizzazione di «smart grid». Queste «reti intelligenti» permettono l'interazione diretta tra consumatori, rete e produzione di energia elettrica e racchiudono un enorme potenziale volto a ottimizzare il sistema, a consumare meno e di conseguenza a ridurre i costi. La rete svizzera deve essere allacciata in modo ottimale alla rete europea e alla futura «super grid» europea.
5. Incentivare la ricerca in campo energetico: per sostenere il nuovo orientamento del sistema energetico occorre un potenziamento della ricerca in questo settore. A tale scopo, sarà esaminato il portafoglio della ricerca in campo energetico presso il PF e le scuole universitarie professionali e promossa la cooperazione tra le scuole universitarie, le cerchie economiche e i poli tecnologici. Un piano d'azione «Ricerca energetica coordinata in Svizzera» comprendente il road map verrà elaborato per sostenere le tecnologie di efficienza, le reti, lo stoccaggio di energia e la produzione di elettricità e per mettere a disposizione i mezzi finanziari federali necessari per gli impianti pilota e di dimostrazione. Questi sforzi vanno coordinati con le misure previste dal «masterplan cleantech».



6. Confederazione, Cantoni, città e Comuni fungono da modello: la Confederazione, i Cantoni, le città e i Comuni svolgono una funzione esemplare, ricorrendo per il loro fabbisogno di energia elettrica e di energia termica in larga parte alle energie rinnovabili e prestando la dovuta attenzione al principio «best-practice» in tutti gli ambiti. Anche l'economia è chiamata ad adottare misure a favore della riduzione del proprio consumo energetico e a rafforzare la competitività economica della Svizzera tramite prodotti innovativi e a basso consumo. Il settore economico legato all'energia elettrica deve cogliere l'opportunità di partecipare attivamente alla trasformazione del sistema ed effettuare i necessari investimenti.
7. Progetti faro indicano la via da seguire: progetti pilota e di dimostrazione sviluppati da industrie e gruppi di interessi dovranno fornire esperienze importanti e di qualità per il futuro energetico della Svizzera. I settori smart building, smart cities, smart grid o le reti di trasporto nel settore termico saranno decisivi per l'ottimizzazione del sistema, contribuendo a ridurre il consumo energetico, le emissioni e i costi.
8. Sostenere la collaborazione internazionale: la cooperazione internazionale in ambito energetico deve essere ulteriormente intensificata. Nel 2011 occorre mirare alla conclusione delle trattative con l'Unione Europea relative all'energia elettrica. Inoltre, vanno intensificate le relazioni con gli Stati confinanti. La Svizzera svolgerà pure un ruolo attivo nei dibattiti internazionali sul ruolo e sull'orientamento futuro dell'Agenzia internazionale per l'energia atomica (AIEA), partecipando alle relative conferenze politiche e tecniche.

Sulla scorta delle prospettive energetiche attuali, il Consiglio federale mira a un graduale abbandono dell'energia nucleare, per cui intende focalizzarsi sulla variante 2 dell'offerta elettrica. Ciò richiede una nuova politica energetica, con l'obiettivo di ridurre in modo massiccio la domanda complessiva di energia finale entro il 2050.

La nuova politica energetica confermerà la via seguita sinora sulla base del principio di società a 2000 watt o di società da 1 tonnellata di CO₂ pro capite. Tutto ruoterà intorno all'efficienza energetica e all'incentivazione delle energie rinnovabili, il che presuppone una svolta epocale a livello di politica energetica e di società. Con la nuova politica energetica, la domanda di elettricità aumenterà ancora leggermente per alcuni anni, dopodiché scenderà, entro il 2050, a 56,4 miliardi di kWh (56,4 terawattore, TWh), incluso il potenziamento del pompaggio a 61,86 miliardi di kWh.

Le importazioni di energia elettrica continueranno a essere necessarie per la compensazione temporanea. Occorrerà una rapida ricostruzione e riconversione delle reti di trasmissione e una trasformazione delle reti di distribuzione in «smart grid». Bisognerà inoltre garantire un allacciamento ottimale alla rete europea.

Il passaggio da una produzione elettrica centrale a una produzione sempre più decentrata e irregolare comporterà un cambiamento di fondo nel parco di centrali elettriche: visto che sole e vento non sono sempre garantiti, in futuro occorrerà approntare opportune riserve di capacità e di stoccaggio e ripensare l'ormai consolidata interazione tra energia di banda e corrente di punta.

Basi giuridiche esistenti nel campo dell'energia elettrica da fonti rinnovabili

Il 23 marzo 2007, oltre ad adottare la legge sull'approvvigionamento elettrico (LAEI), il Parlamento ha approvato anche la revisione della legge sull'energia (LEn) che prescrive, entro il 2030, un aumento di almeno 5400 GWh della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili. Un decimo di essa può anche essere importato. A tal fine è previsto un pacchetto di misure per la promozione delle energie rinnovabili e dell'efficienza energetica nel comparto dell'elettricità. La colonna portante di questo pacchetto è costituita dalla remunerazione, a copertura dei costi, per l'immissione in rete di corrente elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili. Per compensare la differenza fra l'ammontare della retribuzione e il prezzo del mercato vengono stanziati circa 247 milioni di franchi l'anno.

Qualora emerga che l'obiettivo dei 5400 GWh non sarà raggiunto, a partire dal 2016 il Consiglio federale potrà introdurre un sistema di quote che obbligherà i gestori a rispettare determinate percentuali minime di corrente elettrica da fonti rinnovabili.



La remunerazione per l'immissione di energia a copertura dei costi è prevista per le seguenti tecnologie: forza idraulica (fino a 10 MW), energia solare, energia eolica, geotermia, energia da biomassa e da scorie di biomassa. Le tariffe per la remunerazione dell'elettricità prodotta da fonti rinnovabili sono state fissate sulla base di impianti di riferimento, in funzione della tecnologia di generazione e della classe di prestazione. La durata della remunerazione è compresa tra 20 e 25 anni secondo il tipo di tecnologia. In considerazione dei progressi che ci si attende da dette tecnologie e della loro crescente maturità per il mercato, si può prevedere una riduzione progressiva delle tariffe di remunerazione. Tuttavia, questa riduzione riguarderà soltanto gli impianti di nuova realizzazione notificati, ai quali si applicherà poi una tariffa costante per tutta la durata della remunerazione. Chi opta a favore di una remunerazione per l'immissione di energia a copertura dei costi non può vendere contemporaneamente la propria elettricità anche come corrente «verde» (ossia ottenuta da fonti rinnovabili) sul libero mercato dell'energia elettrica ecologica. Le nuove disposizioni sulla remunerazione per l'immissione di energia a copertura dei costi sono contenute nell'ordinanza sull'energia (OEn) modificata e sono entrate in vigore il 1° gennaio 2009. Possono usufruire di questo sistema gli impianti messi in esercizio dopo il 1° gennaio 2006.

Etichettatura dell'elettricità e garanzia di origine della corrente elettrica da fonti rinnovabili

Dal 20 dicembre 2006 è in vigore l'ordinanza del DATEC sulla prova del metodo di produzione e dell'origine dell'elettricità (garanzia di origine). La Svizzera si è così dotata di condizioni quadro giuridicamente chiare, non discriminanti ed eurocompatibili per il rilascio di garanzie di origine per l'energia elettrica.

Queste garanzie sono uno strumento per semplificare il commercio internazionale di energia elettrica proveniente da fonti rinnovabili e, per la Svizzera, sono importanti soprattutto per quanto riguarda le esportazioni di energia idroelettrica. Nel 2009, sono state esportate garanzie per un totale di 11,4 miliardi di chilowattora. Nel contempo, esse fungono da prova in relazione all'etichettatura dell'elettricità: dal 2006, tutte le aziende di distribuzione dell'energia elettrica hanno infatti l'obbligo di informare i loro consumatori finali sulla composizione del mix di elettricità loro fornito.

Potenziamento della rete per l'allacciamento di impianti di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili

Secondo l'articolo 5 capoverso 2 LAEI, nel loro comprensorio i gestori di rete sono tenuti ad allacciare alla rete elettrica tutte le imprese generatrici di energia elettrica. I gestori di rete sono altresì obbligati a ritirare in una forma appropriata per la rete e a remunerare l'energia elettrica prodotta ai sensi degli articoli 7, 7a e 7b della Legge sull'energia del 26 giugno 1998 (LEne; RS 730.0). L'articolo 7a LEne prescrive altresì che i nuovi impianti abbiano un'ubicazione appropriata. Le condizioni di raccordo vengono stabilite contrattualmente dai produttori di energia e dai gestori di rete ai sensi dell'articolo 2 capoverso 1 dell'Ordinanza sull'energia (OEn; RS 730.01). Salvo quanto specificato all'articolo 2 capoverso 4 OEn (prevenzione di perturbazioni tecniche), i gestori di rete sono tenuti, secondo l'articolo 2 capoverso 5 OEn, a raccordare gli impianti dei produttori al punto di immissione più conveniente dal punto di vista tecnico ed economico. I costi per la costruzione delle linee di raccordo necessarie fino al punto di immissione nonché i costi di trasformazione eventualmente necessari sono a carico del produttore.

L'allacciamento alla rete di eventuali produttori ai sensi degli articoli sopraccitati della LEne può rendere necessari, dal punto di immissione, potenziamenti di rete che - ai sensi dell'articolo 22 capoverso 3 OAEI - rientrano nei costi delle prestazioni di servizio relative al sistema della società nazionale di rete (Swissgrid SA). Quest'ultima rimborsa ai gestori di rete i costi per i necessari potenziamenti della rete a seguito di opportuna approvazione da parte della Commissione federale dell'energia elettrica ECom (art. 22 cpv. 4 e 5 OAEI).

Capacità di rete transfrontaliere

Se la domanda di capacità di trasporto transfrontaliera supera la capacità disponibile, la società nazionale di rete (Swissgrid) può attribuire la capacità disponibile secondo procedure orientate al mercato (aste) ai sensi dell'articolo 17 capoverso 1 LAEI. Per calcolare la capacità, si sommano tutte le linee



della rete di trasporto transfrontaliera (NTC: Net Transfer Capacity). L'ITC (Inter-Transmission System Operator Compensation) è un meccanismo di compensazione tra i gestori europei della rete di trasporto nell'ambito dell'utilizzazione transfrontaliera della rete di trasporto (art. 14 cpv. 2 OAEI).

Legge sull'approvvigionamento elettrico (LAEI)

La legge sull'approvvigionamento elettrico, varata dal Parlamento nel 2007, prevede una liberalizzazione del mercato in due fasi: durante i primi cinque anni (2009 - 2013), i consumatori finali con consumo annuo superiore a 100'000 kWh hanno libero accesso al mercato. Trascorso il quinquennio, anche le economie domestiche e altri piccoli consumatori potranno scegliere liberamente il loro fornitore di energia elettrica. La totale liberalizzazione del mercato necessita di una risoluzione federale, soggetta a referendum facoltativo. La rete ad alta tensione deve essere gestita da una società nazionale di rete (Swissgrid) a partecipazione maggioritaria svizzera.



4. Negoziazioni tra la Svizzera e l'Unione Europea in materia di energia elettrica e adesione al sistema europeo di scambio delle quote di emissione ETS

Premessa

In data 17 settembre 2010 il Consiglio federale ha approvato definitivamente il mandato di negoziazione per la stipula di un accordo energetico con l'Unione Europea. Così facendo, esso amplia il mandato di negoziazione in corso dal 2007, in virtù del quale la Svizzera sta conducendo trattative con l'UE in merito a un accordo nel settore dell'energia elettrica. Il nuovo mandato tiene conto degli sviluppi legislativi all'interno dell'UE, tra cui il terzo pacchetto sul mercato interno dell'energia, e mira a lungo termine a stringere un accordo energetico a 360° con l'Unione Europea.

Grazie all'estensione del mandato, la delegazione svizzera al tavolo delle trattative potrà ora, da un lato, accelerare la chiusura dei negoziati relativi all'energia elettrica. Oltre ai precedenti obiettivi (sicurezza di approvvigionamento e accesso ai reciproci mercati), alla Svizzera dovrà anche essere consentito l'accesso alle organizzazioni UE istituite nell'ambito del terzo pacchetto sul mercato interno dell'energia, le quali hanno assunto le loro nuove mansioni nel marzo del 2011.

D'altro lato, l'estensione del mandato crea l'opportunità di includere nelle negoziazioni la direttiva sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili (Direttiva RES). Ciò consentirà alla Svizzera di integrarsi e posizionarsi a livello europeo nel settore delle energie rinnovabili, aprendo così nuovi campi d'attività per le ditte elvetiche operanti nell'ambito dell'energia elettrica e delle tecnologie pulite. L'adozione di tale direttiva presupporrebbe, tuttavia, che la Svizzera si ponesse un obiettivo nazionale relativamente alla quota di corrente elettrica, energia termica e carburanti da fonti rinnovabili sul consumo lordo finale di energia da raggiungere entro il 2020. Tale obiettivo dovrà essere economicamente sostenibile e adeguato non solo a quanto sinora effettuato dalla Svizzera, ma anche alle peculiarità nazionali del Paese. Prima della ratifica, il Parlamento potrà pronunciarsi in merito all'accordo negoziato e al valore target prefissato.

In un'ottica a lungo termine, l'accordo deve poter essere esteso nell'ambito di nuove trattative. Possibili ampliamenti riguardano, ad esempio, il tema dell'efficienza energetica (armonizzazione delle prescrizioni per i consumatori in materia di apparecchi elettrici), delle tecnologie energetiche (Piano SET), delle infrastrutture energetiche e dei meccanismi di protezione da crisi nell'approvvigionamento del gas dell'UE.

In base al mandato originario del 2007, l'accordo deve in particolare:

- definire i principi di cooperazione in fase di apertura dei mercati dell'elettricità, al fine di garantire la sicurezza di approvvigionamento;
- disciplinare l'accesso alla rete da parte di terzi;
- prevedere il reciproco riconoscimento delle garanzie di origine per l'energia elettrica da fonti energetiche rinnovabili;
- stabilire le regole per il commercio transfrontaliero di elettricità in funzione delle peculiarità dei mercati nazionali e regionali;
- tenere conto della sicurezza dell'approvvigionamento elettrico della Svizzera;
- garantire il principio del legittimo affidamento in materia di investimenti e della certezza del diritto.

Nell'autunno del 2010 il Consiglio federale ha esteso il mandato di negoziazione della Svizzera. Quest'ultimo tiene ora conto dei recenti sviluppi legislativi all'interno dell'UE, ad esempio del terzo pacchetto sul mercato interno dell'energia, e mira a lungo termine a stringere un accordo energetico a 360° con l'Unione Europea. L'estensione del mandato, inoltre, crea l'opportunità di includere nelle



negoziazioni la direttiva europea sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili (Direttiva RES). Così facendo, la Svizzera si integrerebbe e posizionerebbe a livello europeo nel settore delle energie rinnovabili, aprendo così nuovi campi d'attività per le ditte elvetiche operanti nell'ambito dell'energia elettrica e delle tecnologie pulite. La direttiva comporterebbe anche il riconoscimento reciproco delle garanzie di origine per l'energia elettrica da fonti rinnovabili, come acqua, vento o sole. Al pari di altri Stati membri dell'UE, l'adozione di tale direttiva presupporrebbe, tuttavia, che la Svizzera si ponga un obiettivo nazionale relativamente alla quota di corrente elettrica, energia termica e carburanti da fonti rinnovabili sul consumo lordo finale di energia da raggiungere entro il 2020. Un simile obiettivo dovrà essere economicamente sostenibile e adeguato non solo a quanto sinora effettuato dalla Svizzera, ma anche alle peculiarità nazionali di quest'ultima.

Sulla base del nuovo mandato di negoziazione, la Svizzera e l'Unione Europea intendono accelerare, in una prima fase, la chiusura delle trattative relative all'energia elettrica.

La Svizzera nel mercato europeo interno dell'energia

La Svizzera si pone il seguente obiettivo primario: sul mercato europeo interno dell'energia, la Svizzera si posiziona come partner di rilievo dell'Unione Europea, partecipa in maniera costruttiva alla realizzazione di un mercato dell'elettricità a basso tenore di carbonio in Europa e s'impegna, insieme all'UE, a garantire la sicurezza di approvvigionamento. Il mercato europeo interno dell'energia dovrà fungere da strumento per il raggiungimento di tali obiettivi, impresa nella quale la Svizzera non può rimanere in disparte. A tale proposito, sono fondamentali i seguenti punti:

Garanzia della sicurezza di approvvigionamento in Svizzera

- *Integrazione della Svizzera nel mercato europeo dell'energia:* l'integrazione della Svizzera nel mercato europeo dell'energia ha come scopo quello di aumentare la sicurezza dell'approvvigionamento elettrico svizzero ed europeo a beneficio dell'economia nazionale e degli utenti svizzeri, grazie alla garanzia di un approvvigionamento affidabile e sostenibile di elettricità in tutte le regioni del Paese
- *Unione reciproca delle capacità produttive:* anche un accorpamento efficiente e lungimirante delle capacità produttive europee e svizzere in un mercato elettrico comune serve a garantire in maniera sostenibile e a lungo termine la sicurezza di approvvigionamento in Svizzera e nell'Unione Europea.

Integrazione del settore svizzero dell'elettricità in Europa

Energia idroelettrica svizzera per l'Europa: nei prossimi anni, gli Stati membri dell'Unione Europea incrementeranno in modo massiccio le capacità per la produzione di corrente elettrica da fonti energetiche rinnovabili. Una quota importante di tale aumento sarà generata dagli impianti idroelettrici (prevalentemente offshore nei Paesi scandinavi) e solari (soprattutto nei Paesi mediterranei, in futuro eventualmente anche nell'Africa settentrionale). Queste tecnologie hanno lo svantaggio di avere un comportamento stocastico – soprattutto per quanto concerne la produzione di energia eolica. *La Svizzera ha interesse a creare le condizioni quadro affinché le sue centrali ad accumulazione e di pompaggio possano essere utilizzate con la massima efficienza possibile per compensare eventuali oscillazioni di produzione sul mercato europeo (tra cui i mercati dell'energia di regolazione transfrontalieri), contribuendo in maniera costruttiva al rispetto della politica climatica ed energetica europea.*

- *Partecipazione della Svizzera agli organismi europei:* se la Svizzera intende operare a lungo termine sul mercato europeo dell'elettricità, non può che essere rappresentata in seno alle istituzioni europee al fine di far valere la propria voce. In tale ottica, è fondamentale la partecipazione e il pari diritto di codecisione in seno all'ENTSO-E (European Network of Transmission System Operators for Electricity) e all'ACER (Agency for the Cooperation of Energy Regulators).
- *Partecipazione della Svizzera al potenziamento della rete europea:* per poter garantire la sicurezza di approvvigionamento anche in un contesto futuro, è indispensabile investire nell'infrastruttura di rete sia in Svizzera che in Europa – in particolare in nuovi impianti (ad es.



supergrid europea), ma anche nella manutenzione. Per quanto concerne la rete di trasmissione, tuttavia, eventuali potenziamenti possono essere effettuati soltanto in linea con le attività europee, per cui la Svizzera deve poter contribuire attivamente e senza discriminazioni al potenziamento della rete europea. Quale Paese nevralgico per il transito dell'energia elettrica, la Svizzera ha un profondo interesse a far sì che le sue esigenze vengano considerate in fase di programmazione della rete per le prossime generazioni. Affinché la Confederazione possa continuare a esercitare il suo ruolo di *Paese transito*, è importante che vengano applicate norme eque per l'accollo dei costi di transito all'interno della rete di trasmissione, ossia che vi sia un meccanismo di compensazione europeo (meccanismo ITC) che rimborsi adeguatamente alla Svizzera gli investimenti effettuati in capacità di trasmissione. In altre parole, l'erogazione di servizi di transito non deve pesare sulle tasche delle utenze svizzere.

- La Svizzera sta ampliando le proprie competenze nel campo della ricerca sulle reti e sui sistemi e consolidando il proprio know-how nello sviluppo delle reti, mettendoli al servizio dei futuri progressi a livello europeo, il che si ripercuote positivamente sul mercato svizzero della ricerca e della tecnologia.
- *Perfezionamento del modello di mercato europeo*: insieme all'Unione Europea, la Svizzera mira attivamente a perfezionare le norme che governano il mercato europeo dell'elettricità, allo scopo di favorire l'efficienza e la sostenibilità. Ciò deve tenere conto, in particolare, della necessità di realizzare piattaforme di scambio efficienti, creare sistemi di incentivazione efficaci e regole eque di attribuzione dei costi, nonché di garantire costantemente la sicurezza della rete e dell'approvvigionamento.
- L'integrazione del settore energetico svizzero in Europa deve tradursi, nel complesso, nel mantenimento e rafforzamento della competitività internazionale attraverso tariffe dell'elettricità concorrenziali e guadagni di efficienza in fase di acquisto.

Partecipazione attiva al raggiungimento degli obiettivi climatici

- *Promozione delle fonti energetiche rinnovabili*: la Svizzera persegue obiettivi analoghi a quelli dell'UE per promuovere le fonti di energia rinnovabili e, a tal fine, allinea i propri sforzi alla nuova direttiva europea sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili (Direttiva RES).
- *Sistema europeo di scambio delle quote di emissione (ETS)*: nel negoziare l'eventuale adesione della Svizzera all'ETS europeo, occorre dar voce attivamente alle esigenze di politica energetica e fare riferimento alle trattative in corso in materia di energia elettrica.

Conservazione e potenziamento del valore aggiunto nel comparto dell'elettricità in Svizzera

- *Buon posizionamento regionale della Svizzera*: se la Svizzera vuole continuare a rivestire un ruolo di spicco sul mercato europeo dell'elettricità, deve conquistarsi un buon posizionamento a livello regionale. In un'ottica di lungo periodo, l'obiettivo prioritario della Confederazione è la completa integrazione del mercato. Nella fase di transizione, è importante che la Svizzera aderisca a più iniziative regionali («Central-South», «Central-West» e «Central-East»), affinché le sue frontiere non valgano esclusivamente per una singola regione e quindi non si giustifichi una dipendenza regionale unilaterale.
- *Gestione delle frontiere*: le frontiere svizzere possono generalmente contare su una gestione delle congestioni, che tiene conto degli investimenti effettuati in capacità transfrontaliere e consente uno scambio internazionale efficiente nell'interesse dei commercianti e degli utenti finali. Nel complesso, tuttavia, la gestione delle congestioni deve ancora essere migliorata, come evidenzia l'accordo sull'energia con l'UE.
- La Svizzera si adopera affinché, in un mercato europeo interno dell'energia uniforme, anche le *imprese elettriche svizzere* possano continuare a operare.



Negoziazioni per collegare il sistema svizzero di scambio delle emissioni all'ETS europeo

In data 8 marzo 2011 la Svizzera e l'Unione Europea hanno avviato le trattative in vista di un collegamento tra i loro sistemi di scambio dei diritti di emissione di CO₂. Con un accordo che sancisce il reciproco riconoscimento dei diritti di emissione, le imprese svizzere avrebbero accesso al mercato delle emissioni europeo, nettamente più ampio e liquido di quello elvetico, godendo pertanto di una maggiore flessibilità nel rispetto dei loro obiettivi di emissione.

La Svizzera e l'Unione Europea gestiscono ciascuna un sistema proprio per lo scambio dei diritti di emissione. In virtù degli stretti rapporti economici, entrambi i partner hanno interesse a collegare i loro rispettivi sistemi di scambio delle emissioni (ETS). A tale proposito, il Consiglio federale e il Consiglio dei Ministri dell'Unione Europea hanno conferito opportuni mandati di negoziazione. Il primo ciclo di negoziati formali, che ha preso avvio l'8 marzo 2011 a Bruxelles, è stato preceduto da una serie di colloqui esplorativi in corso dal 2008.

In occasione della prima sessione negoziale, si è stabilito che un futuro accordo dovrà contemplare sia la questione delle emissioni di CO₂ degli impianti a installazione fissa (ad es. fabbriche) sia la gestione delle emissioni di CO₂ generate dal traffico aereo.

L'adesione al sistema europeo di scambio delle emissioni è importante soprattutto anche in vista del nuovo orientamento della politica energetica svizzera, che prevede la sostituzione delle centrali nucleari attualmente attive con impianti di produzione a gas (centrali e decentrate) a combustibili fossili. Così facendo, le ulteriori emissioni di CO₂ derivanti da tali impianti potrebbero essere compensate all'interno dell'ETS europeo.

Con l'accordo relativo al reciproco riconoscimento dei diritti di emissione, si aboliranno i confini di mercato tra l'ETS svizzero e quello europeo. Per la Confederazione, ciò significherebbe che le imprese svizzere avrebbero accesso al mercato delle emissioni europeo, nettamente più ampio e liquido di quello elvetico, godendo di una maggiore flessibilità nel rispetto dei loro obiettivi di emissione.

In Svizzera, il Consiglio federale suggerisce di adeguare l'odierno sistema di scambio delle emissioni nel quadro della revisione totale, attualmente in corso, della legge sul CO₂, in modo tale da raggiungere un'elevata compatibilità con l'ETS europeo. Così facendo, si creano i presupposti per il buon esito del collegamento tra i due sistemi.



5. Potenzialità dell'energia elettrica da fonti rinnovabili in Europa

Il potenziale tecnico-economico dell'energia eolica

Per promuovere l'uso dell'energia rinnovabile in Europa occorre focalizzarsi non sul potenziale tecnico, bensì su quello realizzabile in funzione dei vincoli vigenti, come la tutela della natura e la redditività. Di conseguenza, non vi sono affermazioni attendibili relativamente alle potenzialità tecniche di tutte le fonti energetiche rinnovabili. Per quanto concerne l'energia eolica offshore, la situazione può essere riassunta come segue.

Sul piano della fisica, teoricamente l'energia eolica potrebbe coprire l'intera domanda di elettricità dell'Europa. In pratica, tuttavia, la cadenza e l'entità dell'utilizzo di questo potenziale significativo sono determinate dalla discontinuità della forza eolica stessa, nonché da altre sfide e vincoli oggettivi di natura tecnica, politica o economica. Attualmente il potenziale dell'energia eolica offshore è ampiamente inutilizzato: pur non considerando la realizzazione di impianti in acque profonde su fondamenta galleggianti, il potenziale utilizzabile entro il 2020 potrebbe essere di circa 30-40 volte superiore rispetto alla capacità attualmente installata, ed entro il 2030 potrebbe raggiungere i 150 GW o circa 575 TWh. Per sfruttare appieno questo potenziale, occorre pertanto una politica proattiva.

La tabella seguente illustra i risultati dello studio *Europe's onshore and offshore wind energy potential*, pubblicato dall'Agenzia europea dell'ambiente EEA nel 2009.

		Year	TWh	Share of 2020 and 2030 demand (*)
Technical potential	Onshore	2020	45 000	11-13
		2030	45 000	10-11
	Offshore	2020	25 000	6-7
		2030	30 000	7
	Total	2020	70 000	17-20
		2030	75 000	17-18
Constrained potential	Onshore	2020	39 000	10-11
		2030	39 000	9
	Offshore	2020	2 800	0.7-0.8
		2030	3 500	0.8
	Total	2020	41 800	10-12
		2030	42 500	10
Economically competitive potential	Onshore (*)	2020	9 600	2-3
		2030	27 000	6
	Offshore	2020	2 600	0.6-0.7
		2030	3 400	0.8-0.8
	Total	2020	12 200	3
		2030	30 400	7

Note: (*) European Commission projections for energy demand in 2020 and 2030 (EC, 2008a, b) are based on two scenarios: 'business as usual' (4 078 TWh in 2020-4 408 TWh in 2030) and 'EC Proposal with RES trading' (3 537 TWh in 2020-4 279 TWh in 2030). The figures here represent the wind capacity relative to these two scenarios. E.g. onshore capacity of 45 000 TWh in 2020 is 11-12.7 times the size of projected demand.

(*) These figures do not exclude Natura 2000 areas

Source: EEA, 2008.

Da essa si evince che il potenziale economico dell'energia eolica stimato fino al 2030 ammonta complessivamente a 30'000 TWh, equivalenti a sette volte il consumo di elettricità atteso. Questo schema mostra che il potenziale di energia eolica economicamente disponibile è sufficiente, da solo, a coprire l'intero fabbisogno di elettricità dell'Europa.



La tabella seguente illustra l'andamento dei costi relativi all'energia eolica (onshore, offshore e d'altura). Secondo le stime del 2008 a cura della Commissione Europea, i costi di produzione elettrica a lungo termine, con tecnologie convenzionali, sono stimabili a 6-7 centesimi di euro. Ciò significa che, con le tecnologie tradizionali, l'energia eolica potrà essere competitiva a partire dal 2020 circa, a seconda del luogo e delle ore di carico annue. Dopo gli episodi di Fukushima, inoltre, tali affermazioni vanno considerate come piuttosto conservative.

Table 6.6 Main assumptions regarding future costs of wind energy

	Unit	2005			2020			2030		
		Offshr.	Onshr.	Mount.	Offshr.	Onshr.	Mount.	Offshr.	Onshr.	Mount.
Turnkey costs	EUR/kW	1 800 (*)	1 000	1 100	1080	720	792	975	576	632
O&M costs	%	4	4	5	4	4	5	4	4	5
Share of private capital (at 15 %)	%	50	20	20	40	20	20	30	20	20
Share of loans (at 6 %)	%	50	80	80	60	80	80	70	80	80
Average interest	%	10.5	7.8	7.8	9.6	7.8	7.8	8.7	7.8	7.8
1600 load hrs	EUR/kWh	0.175	0.097	0.12	0.10	0.07	0.082	0.099	0.056	0.065
2500 load hrs	EUR/kWh	0.112	0.062	0.077	0.065	0.045	0.052	0.063	0.036	0.042
F_{distance}	Cost scale factor relative to the distance to the coast: $0.00285 \times \text{distance (km)} + 0.972$									
F_{depth}	Cost scale factor 15-50m depth: $-0.0125 \times \text{Fd} + 0.812$ (i.e depth as negative number - 25 m)									

Note: 'Offshr.' denotes 'offshore'; 'Onshr.' denotes 'onshore'; 'Mount.' denotes 'mountain areas'.
 (*) Cost within 10 km of the coast and at water depths of less than 15 m. See the last two rows of the table for cost increases as a function of distance to coast and water depths.

Source: EEA, 2008.



Il potenziale realizzabile a livello di energia rinnovabile nell'UE fino al 2020

Per quanto concerne l'incremento di energia elettrica da fonti rinnovabili da realizzare nell'UE entro il 2020, sono rilevanti i tre seguenti rapporti:

- Progetto RES2020 (2009) con rapporti relativi a diversi aspetti; in primo luogo vengono rilevati i potenziali di incremento delle energie rinnovabili nei singoli Stati membri entro il 2020 e, in particolare, elencati anche gli strumenti di incentivazione specifici e i potenziali a livello di biomassa per ciascun singolo Paese; in secondo luogo, con il modello Pan European Times (PET) si elaborano scenari per l'UE-27 più la Norvegia e l'Islanda.
- La valutazione dei primi Piani d'Azione Nazionali per le Energie Rinnovabili (PANER) del giugno 2010: ciascun Paese fornisce i propri scenari; non vi è armonizzazione o plausibilizzazione tra i Paesi.
- «Financing Renewable Energy in the European Energy Market» (ECN per conto della Commissione, 2011); in questo rapporto vengono riepilogati gli ultimi esiti relativi ai potenziali realizzabili entro il 2020 e discussi i possibili ostacoli e gli investimenti necessari al raggiungimento degli obiettivi.

RES 2020 «Monitoring and Evaluation of the RES Directive Implementation»

Nell'ambito del progetto RES 2020, sono stati calcolati vari scenari e sensibilità mediante il modello Times, in particolare relativamente all'offerta di vento e biomassa.

L'illustrazione seguente mostra la sensibilità a differenti disponibilità di potenziali eolici.

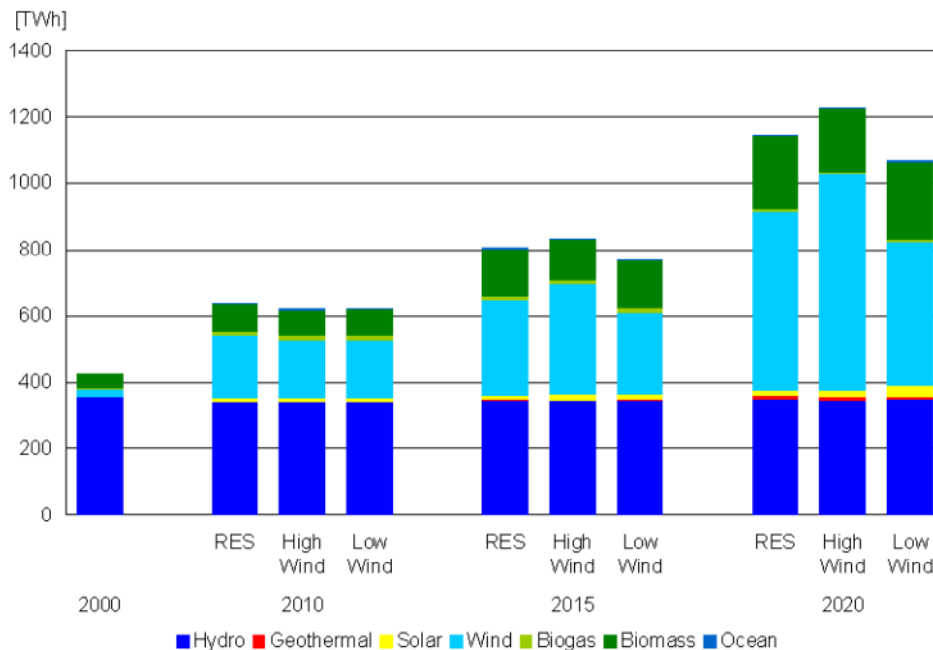


Figura 1: scenari relativi alla produzione di corrente elettrica da fonti rinnovabili fino al 2020 con differenti sensibilità per l'energia eolica. Fonte: RES2020.

Da essa si evince che il potenziale realizzabile per la corrente elettrica da fonti rinnovabili nell'UE a 27 Stati membri è stimato a un massimo di 1200 TWh. A seconda dello scenario, 400-600 TWh circa di corrente elettrica possono essere generati dalla forza eolica e 200 TWh da biomassa.



Valutazione dei primi Piani d'Azione Nazionali per le Energie Rinnovabili PANER (ECN e AEA 2011)

Nell'estate del 2010 i singoli Paesi membri dell'UE hanno presentato i loro Piani d'Azione Nazionali PANER in attuazione della Direttiva RES, contenenti scenari circa il potenziamento delle energie rinnovabili nella produzione di elettricità, calore e carburanti per autotrazione e circa l'evoluzione del consumo lordo finale di energia. La società di consulenza ECN ha esaminato i PANER per conto della Commissione, concludendo che, in uno scenario politico, l'obiettivo del 20% potrà essere leggermente superato. Ciò si tradurrà in circa 355 PJ a disposizione dei cosiddetti meccanismi di cooperazione.

Secondo i piani d'azione nazionali, tra il 2010 e il 2020 la produzione elettrica da fonti d'energia rinnovabili aumenterà da 652 TWh a 1217 TWh. L'energia eolica sarà potenziata dagli odierni 165 TWh a 495 TWh nel 2020, il che si tradurrà in un incremento della capacità installata da 85 a 213 GW.

La valutazione calcola, entro il 2020, un potenziale realizzato di corrente elettrica da fonti rinnovabili pari a 1217 TWh per tutti i 27 Stati membri, il che risulta essere in linea con quanto stimato dal progetto RES 2020.

Secondo il rapporto dell'ECN, nuove fonti energetiche rinnovabili quali l'energia eolica, il solare fotovoltaico e le centrali mareomotrici registreranno tassi di crescita a due cifre. Le percentuali di incremento, tuttavia, caleranno nel corso del tempo: per la maggior parte delle tecnologie, infatti, il tasso di crescita medio annuo nel periodo 2010 - 2015 è più alto rispetto a quello previsto per il quinquennio 2015 - 2020.

Nel 2020 l'energia eolica farà la parte del leone, con il 40.6% (di cui il 28.2% onshore), seguita dalla produzione idraulica con il 30.4% (di cui il 25.0% da grandi impianti idroelettrici). La corrente elettrica da biomassa e da energia solare, invece, rappresenterà rispettivamente il 19.1% e l'8.5% (6.9% da fotovoltaico).

«Financing Renewable Energy in the European Energy Market», ECN 2011

Secondo questo nuovo studio della Commissione Europea, il potenziale realizzabile totale per l'energia da fonti rinnovabili (elettricità, calore e biocarburanti) entro il 2020 sarà pari a 349 Mtoe o 4060 TWh di energia lorda finale, equivalenti al 28.5% dell'attuale consumo lordo finale di energia, il che evidenzia quanto sia ambizioso l'obiettivo del 20% di energie rinnovabili dell'UE - considerato il fatto che nel 2005 la quota era pari soltanto all'8% circa (cfr. grafico seguente). Lo studio stima che, di questo 28.5%, circa 11 punti percentuali o 1500 TWh possono essere coperti da energia elettrica rinnovabile. Quest'ultima, quindi, potrà contribuire per quasi due quinti al raggiungimento dell'obiettivo.

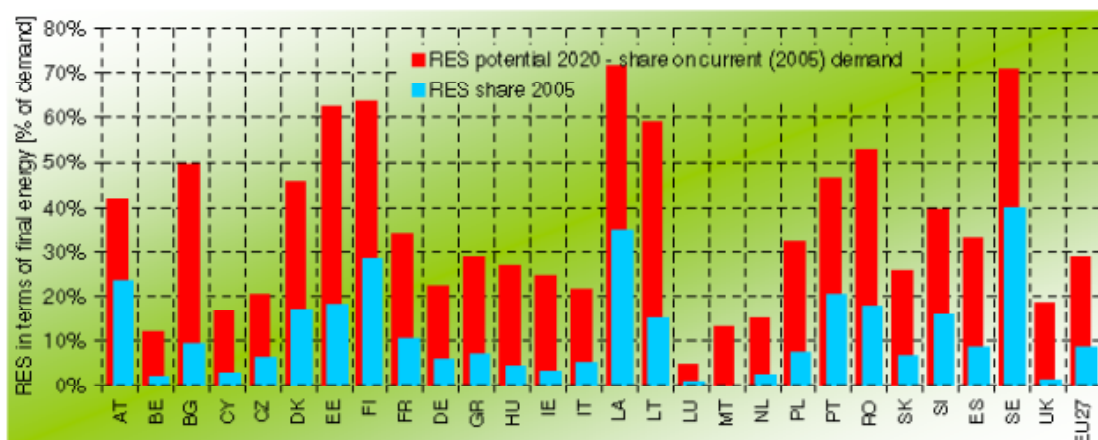


Figura 2: potenziale raggiunto (2005) e realizzabile entro il 2020 per i Paesi dell'UE, in percentuale del consumo lordo finale di energia. Fonte: ECN 2011.



Il grafico precedente mostra il potenziale di energia rinnovabile raggiunto fino al 2005 e realizzabile entro il 2020 per i Paesi dell'UE in percentuale del consumo lordo finale di energia. Se si confrontano questi valori con gli obiettivi nazionali fissati dalla Direttiva RES, si desume dove sono possibilmente localizzate le risorse a copertura del fabbisogno svizzero. Si tratta, da un lato, dei nuovi Stati membri, che hanno obiettivi meno esigenti rispetto agli altri Paesi, e dall'altro dei grandi Paesi come la Francia, che per raggiungere il suo obiettivo deve utilizzare soltanto circa la metà dell'ulteriore potenziale realizzabile.

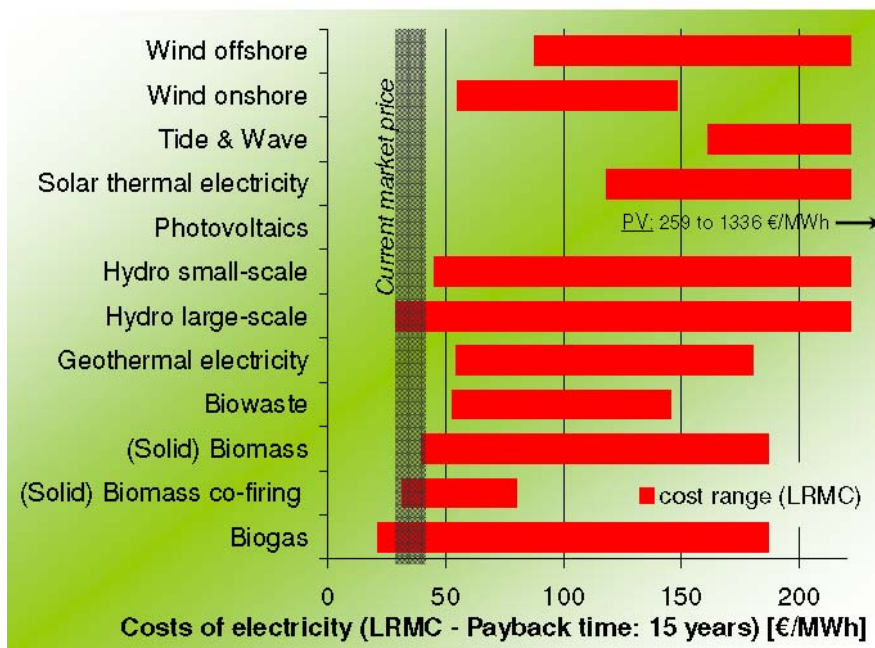


Figura 3: costi di produzione a lungo termine dell'elettricità da fonti rinnovabili rispetto all'attuale prezzo di mercato, relativi a tutti i Paesi dell'UE e all'anno 2009. LRMC = long run marginal generation cost. Fonte: ECN 2011.

La figura precedente illustra i costi di produzione della corrente elettrica da fonti rinnovabili, con varie tecnologie, rispetto all'attuale prezzo di mercato di 40 euro al MWh. Soltanto le grandi centrali idroelettriche e alcuni centrali a biomassa e a biogas sono competitive all'attuale prezzo di mercato (2009). Occorre tuttavia partire dal presupposto che, in un'ottica di lungo periodo, il prezzo di mercato salirà e nel contempo i costi di produzione della corrente elettrica da fonti rinnovabili scenderanno grazie al progresso tecnologico, come illustrato nel capitolo precedente con l'esempio dell'energia eolica.

L'illustrazione seguente mostra lo scenario di riferimento dell'Unione Europea nelle prospettive energetiche del 2009, contenente le misure del pacchetto clima-energia del 2009 - ossia la Direttiva RES e l'asta dei diritti di emissione nel comparto dell'elettricità a partire dal 2013 - e lo confronta con il cosiddetto scenario baseline. Analogamente, la quota di energie rinnovabili sulla produzione di elettricità salirà dal 14% nel 2005 al 33% nel 2020, mentre quella dei combustibili fossili (gas e carbone, sostanzialmente corrispondenti ai «Solids») scenderà dal 51% al 42%. Il rapporto prevede, inoltre, che la percentuale di RES intermittenti aumenterà dal 5.6% nel 2010 al 20.7% nel 2030, trainata soprattutto dall'incremento dell'energia eolica onshore da 68 TWh nel 2005 a 407 TWh nel 2030.

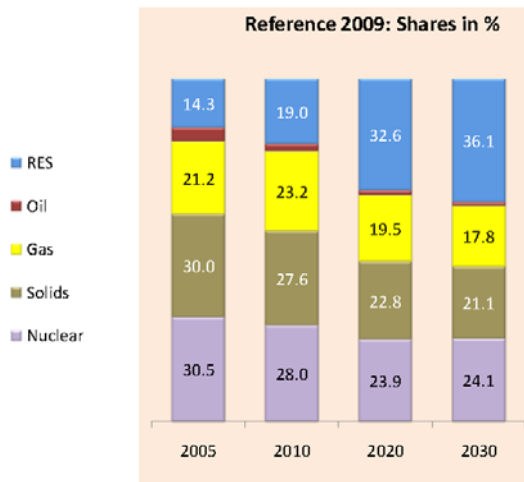


Figura 4: grafico delle capacità di produzione elettrica per fonti di energia nello scenario di riferimento delle prospettive energetiche della Commissione UE (Energy and Transport Trends – 2030). Lo scenario di riferimento tiene conto delle misure del pacchetto clima-energia dell'UE del 2009 e si differenzia dallo scenario baseline, corrispondente a una prospettiva Business as Usual senza misure.

Interessante è il raffronto tra l'intensità di CO₂ nel settore elettrico dello scenario baseline del 2009 (senza misure) e quello dello scenario di riferimento (misure di cui al pacchetto clima-energia del 2009), come mostra la figura seguente. Nello scenario di riferimento, l'intensità di CO₂ cala drasticamente a quota 0.24 t CO₂/MWh grazie all'ambizioso obiettivo RES del 2020, dopodiché tuttavia rimane pressoché costante fino al 2030. Nello scenario baseline, invece, il calo è più costante e raggiunge un valore finale più basso al 2030, pari a 0.18 t CO₂/MWh. La minore intensità di CO₂ nella prospettiva Business as Usual è compensata da un prezzo della CO₂ in euro 2008 che, entro il 2030, salirà a 39 euro per tonnellata di CO₂, mentre nello scenario di riferimento - grazie all'energia rinnovabile - non supererà i 18.7 euro. Nello scenario baseline i costi per l'acquisto dei diritti di emissione all'asta rappresenteranno, in media, il 9.4% dei costi di produzione elettrica. In entrambi gli scenari, tuttavia, le tariffe della corrente elettrica per il consumatore finale sono analoghe e crescono in media di circa il 40% tra il 2005 e il 2020.

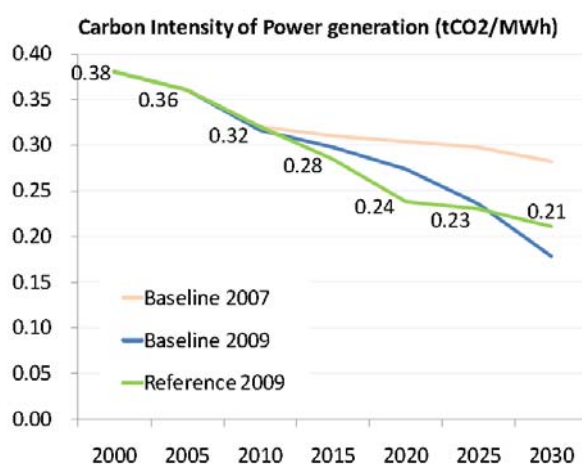


Figura 5: andamento dell'intensità di CO₂ nel comparto elettrico negli scenari baseline 2007 e 2009 e nello scenario di riferimento 2009. Lo scenario baseline 2007 non è rilevante ai fini del presente rapporto.



Interdipendenza tra la promozione dell'energia elettrica da fonti rinnovabili e la politica climatica dell'UE

Con il pacchetto clima-energia 20-20-20 varato dall'Unione Europea, entro il 2020 le emissioni di gas serra nell'ambito dell'ETS dovranno diminuire del 21% rispetto ai valori del 2005, mentre la quota di energie rinnovabili sul consumo lordo finale dovrà aumentare al 20%. Questi due obiettivi sono stati definiti in funzione delle dipendenze reciproche e del loro rispettivo peso politico. Il raggiungimento degli obiettivi in termini di energie rinnovabili e CO₂ presuppone il ricorso a strumenti di vario genere, tra cui il sistema europeo di scambio delle emissioni e i contributi di alimentazione (o sistemi di quote) specifici a livello nazionale per la promozione della corrente elettrica da fonti rinnovabili. Entrambi gli obiettivi saranno pertanto attuati in maniera più o meno indipendente l'uno dall'altro, per cui, ad esempio, l'incentivazione dell'uso di energie rinnovabili non comporterà necessariamente una riduzione delle emissioni di CO₂.

Conclusione: anche se in futuro l'energia elettrica rinnovabile, soprattutto eolica, diventerà competitiva, non è detto che il prezzo della CO₂ nell'ETS europeo sarà il driver principale della crescita, dal momento che l'incremento della corrente elettrica rinnovabile è ostacolato dai seguenti fattori:

- vincoli ambientali e paesaggistici
- potenziamento necessario dell'infrastruttura di rete e dei servizi di sistema

Gli odierni progetti di imponenti parchi eolici a nord e impianti di energia solare a sud necessitano di linee elettriche per il trasporto della corrente «verde» nelle aree a forte consumo di elettricità. La rete attuale difficilmente riuscirà ad assorbire le quantità di elettricità da fonti rinnovabili risultanti dall'obiettivo prefissato per il 2020 (33% della produzione lorda di elettricità).



6. Importanza delle centrali di pompaggio per la sicurezza di approvvigionamento della Svizzera

Premessa

Vista la posizione centrale nella rete elettrica europea e le capacità di stoccaggio della corrente nelle centrali di pompaggio, la Svizzera occupa una posizione di spicco, quale «piattaforma per l'interscambio di energia elettrica», all'interno del mercato europeo dell'elettricità. In seguito alle ulteriori potenzialità di ampliamento del parco di centrali di pompaggio, inoltre, la Svizzera ha la possibilità di posizionarsi nel continente europeo come «batteria elettrica» e contemporaneamente incrementare la propria sicurezza di approvvigionamento. Secondo gli articoli della Costituzione federale in materia di energia, opportunamente precisati nell'omonima legge, la Confederazione mira, insieme ai Cantoni, a un approvvigionamento energetico sicuro, economico ed ecocompatibile. Ne consegue l'impegno volto a garantire la sicurezza di approvvigionamento.

Quest'ultimo concetto può essere interpretato in senso stretto o in termini più ampi. Nel primo caso, la sicurezza di approvvigionamento è garantita nel momento in cui sono soddisfatti i presupposti tecnici per l'approntamento di energia in qualsiasi momento. In senso lato, invece, a tale sicurezza tecnica si deve aggiungere anche la sostenibilità economica. Nel presente rapporto, la sicurezza di approvvigionamento va interpretata nel senso più ampio del termine. Con essa si intende pertanto l'approntamento ininterrotto, sempre sufficiente ed economicamente sostenibile dell'energia richiesta.

Ulteriori precisazioni del termine, con riferimento alla corrente elettrica, sono contenute nella Legge sull'approvvigionamento elettrico (LAEI, RS 734.7).

Le centrali di pompaggio contribuiscono su diversi fronti a garantire la sicurezza di approvvigionamento in Svizzera. In primo luogo, essendo flessibili esse rappresentano il completamento ideale degli impianti a energia rinnovabile a produzione eccessivamente fluttuante, come il fotovoltaico o l'energia eolica. In presenza di capacità di rete sufficienti, in Europa le centrali di pompaggio contribuiscono in larga misura a immettere in rete una quantità significativa di energia da fonti rinnovabili. Più è l'energia rinnovabile che può essere integrata, maggiori sono le potenzialità anche per le importazioni elvetiche e quindi per la sicurezza di approvvigionamento in Svizzera. In secondo luogo, le centrali di pompaggio sono predestinate ad approntare potenza ed energia di regolazione, per cui rappresentano un fattore essenziale per la stabilità della rete elettrica e un elemento fondamentale per garantire la sicurezza di approvvigionamento. Non da ultimo, le centrali di pompaggio contribuiscono a ridurre la volatilità dei prezzi. Chiedendo elettricità quando l'offerta è elevata e offrendo elettricità quando la domanda sale, infatti, si mitigano eventuali impennate dei prezzi. In questo modo, le centrali di pompaggio aiutano a far sì che la corrente elettrica venga erogata a tariffe adeguate.

Funzionamento delle centrali di pompaggio

Le centrali di pompaggio sono una combinazione tra una centrale ad accumulazione e una centrale a puro ricircolo d'acqua. Esse sfruttano istantaneamente soltanto una parte dell'acqua raccolta. L'altra parte viene accumulata e utilizzata in un secondo momento. Anche nelle centrali ad accumulazione, l'acqua può essere convogliata all'impianto attraverso apposite pompe di alimentazione. Un elemento fondamentale della centrale ad accumulazione, tuttavia, è il fatto che la sua capacità di stoccaggio è pari ad almeno il 25% della previsione media di produzione dell'impianto idroelettrico durante il semestre invernale. Le centrali a puro ricircolo d'acqua, invece, utilizzano soltanto l'acqua precedentemente pompata. In esse, le pompe e le turbine sono generalmente collegate al medesimo bacino inferiore o superiore. Le centrali di pompaggio sono impianti ad alta pressione, ossia con un salto elevato, e vengono abitualmente gestite come centrali adibite alla copertura dei carichi di punta.

L'esercizio delle centrali di pompaggio e a ricircolo d'acqua comporta - come tutte le tecnologie di stoccaggio - delle perdite. I rendimenti delle centrali moderne oscillano in genere tra il 70% e l'85%, ossia al vantaggio di poter contare su una disponibilità di potenza (MW) tempestiva si contrappone



una perdita di energia (MWh) nell'ordine del 15-30%. La redditività di una centrale di pompaggio risulta principalmente dalle differenze tariffarie sul mercato elettrico tra le diverse fasce orarie. In passato, si trattava generalmente della differenza di prezzo tra la corrente utilizzata di giorno e quella erogata durante le ore notturne o il fine settimana. Tale differenza di prezzo dipendeva, oltre che dal parco di centrali, soprattutto dal profilo del consumatore - un parametro piuttosto prevedibile. Perché l'esercizio di una centrale di pompaggio sia redditizio, la forchetta tariffaria tra l'energia notturna e quella di punta deve essere sufficientemente ampia da compensare la perdita di rendimento.

In seguito alla produzione più fluttuante di impianti eolici e fotovoltaici, che immettono energia elettrica in rete in funzione della disponibilità delle rispettive risorse naturali - vento e sole - e non in base al fabbisogno, questa situazione è cambiata. Il cosiddetto carico residuo (consumo meno immissione totale in rete delle unità di produzione rinnovabili), che influenza massicciamente la definizione delle tariffe sul mercato energetico, ora non segue più modelli regolari. Ciò significa, da un lato, che nell'arco di una giornata si verificano più spesso variazioni tariffarie. Dall'altro, l'entità delle differenze di prezzo registrate sul mercato dipende sempre più dalla produzione di energie rinnovabili. Gli impianti flessibili, come le centrali di pompaggio, possono reagire rapidamente all'immissione in rete fluttuante delle energie rinnovabili e ai conseguenti nuovi modelli tariffari sui mercati energetici. Essi rappresentano pertanto il completamento ideale degli impianti di produzione di tipo stocastico, come ad es. le centrali eoliche e solari, e possono fornire un prezioso contributo a livello europeo all'integrazione delle energie rinnovabili.

Grazie al loro funzionamento flessibile, inoltre, le centrali di pompaggio sono particolarmente indicate a offrire ai gestori delle reti di trasmissione potenza ed energia di regolazione. La compensazione di eventuali discrepanze tra la domanda e l'offerta in rete (ad es. in caso di guasti alle centrali o di oscillazioni di carico impreviste) segue un principio a tre fasi: alla regolazione primaria partecipa automaticamente e direttamente una moltitudine di centrali elettriche all'interno dell'intero bacino di rete europeo. A essa fa seguito la regolazione secondaria, che si occupa di colmare le discrepanze all'interno di una zona di regolazione (generalmente un Paese). Da ultimo, si ricorre alla regolazione terziaria con l'utilizzo di singole centrali elettriche allo scopo di ripristinare l'equilibrio dell'intero sistema. Le centrali di pompaggio sono utilizzabili in maniera rapida e flessibile, per cui si prestano particolarmente all'approntamento di potenza di regolazione primaria, secondaria e terziaria. Esse contribuiscono pertanto a garantire la sicurezza di approvvigionamento in termini di stabilità della rete svizzera e del bacino europeo.

Il funzionamento flessibile delle centrali di pompaggio consente alle medesime di stoccare corrente elettrica in periodi in cui quest'ultima è ampiamente disponibile per poi offrirla nuovamente più tardi, nel momento in cui la domanda sui mercati energetici è elevata. Il fatto che le centrali di pompaggio chiedano elettricità quando l'offerta è elevata e offrano elettricità quando la domanda sale comporta una minore volatilità dei prezzi, ossia un'attenuazione di eventuali impennate tariffarie. In questo modo, esse aiutano a far sì che la domanda di corrente elettrica possa essere soddisfatta a tariffe adeguate.

La capacità d'accumulazione complessiva dei laghi artificiali svizzeri sfruttata da queste centrali è relativamente limitata. Tale capacità non è sufficiente a coprire il fabbisogno svizzero di corrente elettrica per più settimane. Ecco perché - come descritto poc'anzi - le centrali di pompaggio vengono utilizzate prevalentemente per scopi a breve o medio termine.

In sintesi, si può affermare che, grazie al loro funzionamento flessibile, le centrali di pompaggio possono fornire un valido contributo alla sicurezza di approvvigionamento sotto diversi punti di vista.

Situazione attuale e piani di potenziamento

Al momento, nelle Alpi svizzere sono installati complessivamente 13,3 GW di produzione idroelettrica (situazione al 1° gennaio 2010). Le centrali di pompaggio, incluse nella cifra summenzionata, hanno una potenza delle turbine pari a 1,7 GW. Entro il 2020 è probabile che si aggiungano altri 6 GW di capacità produttiva e 4 GW di capacità di pompaggio. I seguenti progetti sono già in fase di costruzione o pianificazione:



- Linthal 2015: 1000 MW
- Nant de Drance e Nant de Drance Plus: 600 MW e 300 MW
- Lago Bianco (Val Poschiavo): 1000 MW
- Veytaux FMHL Plus: 180 MW
- Grimsel 3 (KWO Plus): 600 MW
- Verzasca II: 300 MW
- EES+: 110 MW

La potenza complessiva di questi progetti è pari a circa 4 GW. In funzione degli sviluppi futuri nel potenziamento delle energie rinnovabili in Europa e delle stime di mercato dei produttori di energia elettrica, ai progetti sopra elencati potrebbero aggiungersi - a medio o lungo termine - altre capacità in termini di centrali di pompaggio. Il potenziamento di queste ultime, tuttavia, è soggetto a determinati limiti, dal momento che per ciascuna centrale deve essere disponibile un bacino superiore e uno inferiore e non vi devono essere vincoli all'utilizzo di entrambi.

Anche in alcuni Paesi, come ad es. in Germania, Austria e Norvegia, è in previsione un ampliamento delle capacità delle centrali di pompaggio. L'attuale capacità di accumulazione e pompaggio in Germania è pari a 6,7 GW, in Austria a 3,6 GW. Al momento, quest'ultima sta lavorando a nuovi progetti di centrali di pompaggio per una potenza di 5-6 GW. Anche la Norvegia, che attualmente dispone del 40% della capacità di accumulazione dell'acqua a livello europeo, ma di solo il 28% circa della relativa capacità produttiva, intende rendere sfruttabile con maggiore flessibilità il potenziale energetico disponibile incrementando la capacità produttiva e costruendo centrali di pompaggio.

Creazione di valore nel commercio internazionale di elettricità

Nel 2010 gli scambi di energia con l'estero hanno generato un'eccedenza attiva pari a 1328 franchi. Rispetto all'anno precedente, il saldo attivo nel commercio internazionale di elettricità si è ridotto pertanto di 225 milioni di franchi. Le cifre qui esposte si basano sulle indicazioni fornite dalle circa 60 società elettriche che gestiscono praticamente la totalità delle importazioni ed esportazioni tra la Svizzera e l'estero.

È prevedibile che un potenziamento delle centrali svizzere di pompaggio si ripercuoterà positivamente sulla creazione di valore nel commercio internazionale di elettricità.

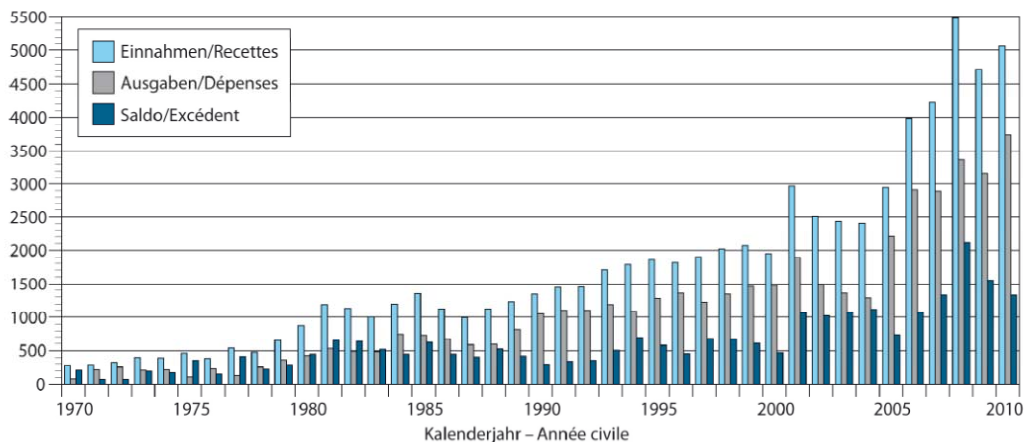


Figura 6: commercio internazionale di elettricità della Svizzera dal 1970. Fonte: statistica dell'elettricità 2010 a cura dell'UFE



Secondo l'UST, la creazione lorda di valore nell'approvvigionamento idrico ed energetico è pari a circa 10 miliardi di franchi all'anno.

Conclusioni

Le centrali di pompaggio contribuiscono su diversi fronti a garantire la sicurezza di approvvigionamento in Svizzera:

1. Essendo flessibili, le centrali di pompaggio rappresentano il completamento ideale degli impianti a energia rinnovabile a produzione eccessivamente fluttuante, come il fotovoltaico o l'energia eolica. In Europa, le centrali di pompaggio possono contribuire in larga misura a immettere in rete una quantità significativa di energia da fonti rinnovabili. Più è l'energia rinnovabile che può essere integrata, maggiori sono le potenzialità anche per le importazioni elvetiche e quindi per la sicurezza di approvvigionamento in Svizzera.
2. Le centrali di pompaggio sono predestinate ad approntare potenza ed energia di regolazione, per cui rappresentano un fattore essenziale per la stabilità della rete elettrica e un elemento fondamentale per garantire la sicurezza di approvvigionamento.
3. Le centrali di pompaggio contribuiscono a ridurre la volatilità dei prezzi. Chiedendo elettricità quando l'offerta è elevata e offrendo elettricità quando la domanda sale, infatti, si mitigano eventuali impennate dei prezzi. Di conseguenza, è possibile approntare energia elettrica sempre a prezzi adeguati.

Affinché le centrali di pompaggio possano fornire un prezioso contributo alla sicurezza di approvvigionamento, occorrono sufficienti capacità di rete sia in Svizzera che in Europa. Ciò presuppone che il potenziamento della rete in Svizzera proceda tempestivamente e sia coordinato con i rispettivi progetti europei.



7. Fabbisogno e redditività delle centrali di pompaggio

Fabbisogno di centrali di pompaggio in Europa

Esistono sostanzialmente quattro possibilità di compensare l'energia elettrica da centrali stocastiche come gli impianti eolici e fotovoltaici:

- compensazione sovragionale, chiamata anche espansione della rete (grid expansion);
- tecnologie di back-up convenzionali, come le centrali a gas a ciclo combinato;
- Demand Side Management, in cui determinati consumatori si dichiarano disposti a poter essere temporaneamente esclusi dalla rete;
- grandi capacità di accumulazione di energia elettrica

Lo studio DENA II analizza diverse grandi tecnologie di stoccaggio dell'energia elettrica e giunge alla conclusione che le centrali di pompaggio rappresentano oggi la tecnologia economicamente più conveniente per l'accumulo di grandi quantità di energia elettrica.

Dallo studio Electricity Storage a cura di *The Boston Consulting Group* (2010), emerge quanto l'energia eolica e il fotovoltaico possano essere potenziati in diverse aree, entro il 2025, in funzione degli obiettivi di governo (cfr. figura 7). I punti analizzati nello studio sono stati il fabbisogno, in termini di capacità di compensazione, che potrebbe derivare dalla produzione fluttuante (cfr. figura 8), le tecnologie utilizzabili per accumulare su grande scala le eccedenze di energia elettrica, nonché le opportunità di mercato e le sfide che potrebbero emergere in tale contesto.

La figura 7 illustra, mediante istogrammi, il potenziamento previsto delle capacità relative a energia eolica e fotovoltaico in GW per gli anni 2015 e 2025 in Germania, Spagna, Gran Bretagna, USA e Medio Oriente. In Germania, la potenza installata degli impianti a energia eolica crescerà, entro il 2025, a 50 GW e la capacità del fotovoltaico a 39 GW.

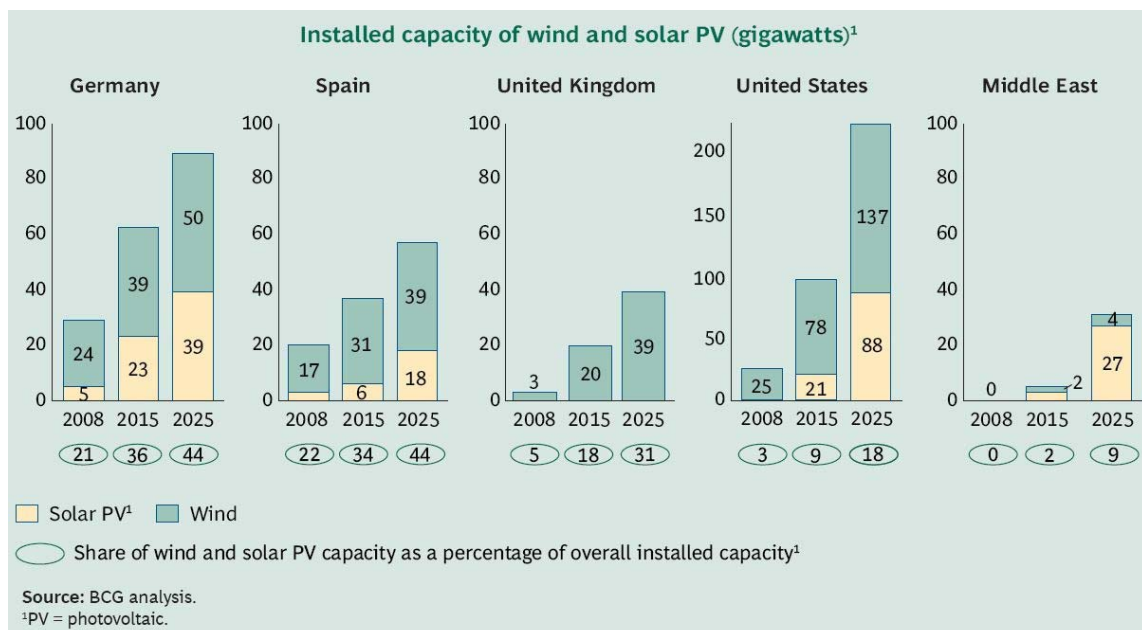


Figura 7: crescita degli impianti eolici e fotovoltaici in varie regioni fino al 2025. *The Boston Consulting Group* (2010).



Sotto gli istogrammi è indicata la percentuale che la produzione fluttuante di impianti eolici e fotovoltaici avrebbe nei rispettivi anni sulla potenza totale installata delle centrali elettriche. Per la Germania si prevede, nel 2025, una quota del 44%. In Spagna ci si attende che, entro il 2025, la percentuale di produzione fluttuante di impianti eolici e fotovoltaici crescerà in pari misura, con una potenza eolica installata di 39 GW e una fotovoltaica di 18 GW.

La figura 8 illustra le capacità, in termini di centrali elettriche, che dovrebbero essere approntate per compensare la crescita di unità di produzione fluttuanti in Germania, Spagna e Inghilterra onde far fronte a un approvvigionamento elettrico incostante (asse X). Le curve di carico sul lato della domanda sono state scalate linearmente per gli anni 2015, 2020 e 2025 e, in base alla linea caratteristica della produzione, si è calcolato il fabbisogno di potenza di compensazione prevedibile (giornaliera e stagionale) e anche imprevedibile (ad es. differenze produttive rispetto alle previsioni di generazione di energia eolica per il mercato «day-ahead»). Le cifre cerchiare nel grafico indicano il fabbisogno di energia di compensazione da soddisfare con le relative capacità.

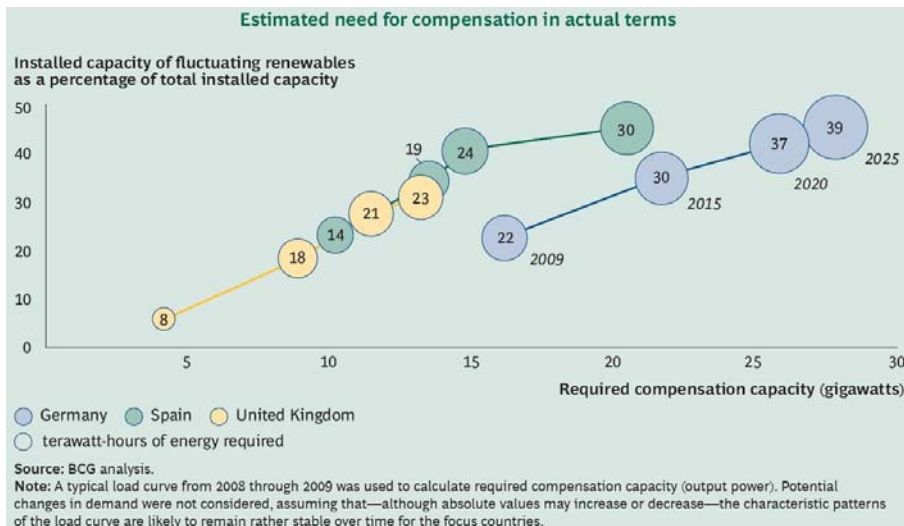


Figura 8: previsione del fabbisogno di potenza e di energia di compensazione a fini produttivi derivante dal potenziamento degli impianti eolici e fotovoltaici in Germania, Spagna e Inghilterra, The Boston Consulting Group (2010).

Per quanto concerne la Germania, per il 2025 si prevedono 28 GW di potenza di compensazione e 39 TWh di energia di compensazione necessari per bilanciare i circa 90 GW di potenza eolica e fotovoltaica fluttuante immessa in rete. Ciò significa, solo per la Germania, che entro il 2025 occorrerebbe potenziare di circa 12'000 MW, rispetto al parco odierno, la capacità delle centrali elettriche in grado di effettuare tale bilanciamento. In Spagna e Inghilterra, il potenziamento necessario si aggira intorno ai 10'000 MW ciascuna. Da ciò, inoltre, si ricava la regola generale secondo cui, con ciascun GW di capacità di compensazione, è possibile compensare circa tre GW di capacità produttiva stocastica.

Per quanto riguarda l'Europa nel suo complesso, per compensare l'immissione in rete fluttuante di energia eolica e fotovoltaica si prevede, fino al 2025, un fabbisogno di centrali elettriche ad-hoc con una potenza complessiva di 100 GW e una produzione elettrica annua di 150 TWh (5% del fabbisogno europeo totale nel 2050). Le capacità di compensazione, non meglio specificate nello studio, possono essere rappresentate prevalentemente da centrali termoelettriche adibite alla copertura dei carichi medi e di punta, centrali ad accumulazione d'acqua e grandi centrali ad accumulazione di elettricità. Al momento, in quest'ultima categoria vi sono soltanto le centrali di pompaggio (6.7 GW in Germania; 3.6 GW in Austria e 1.7 GW di potenza delle turbine in Svizzera).



Contributo dell'energia idroelettrica svizzera all'integrazione delle RES in Germania

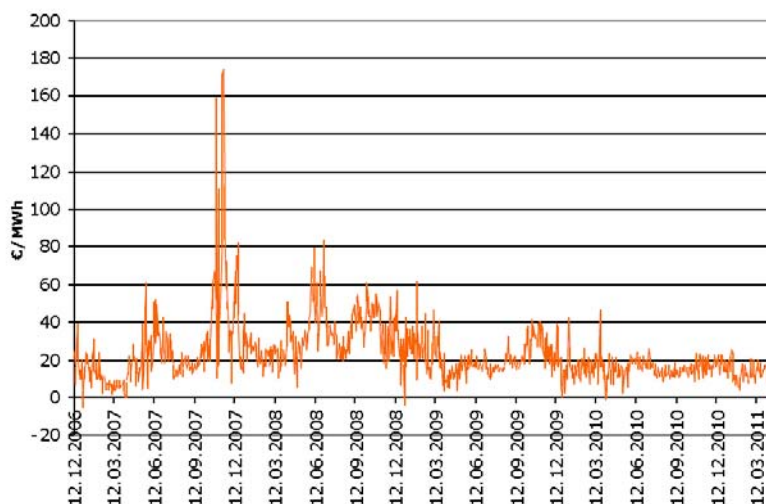
Uno studio a cura di swisselectric (presentazione di Jörg Aeberhard (Alpiq) al Simposio AES 2011) in merito al contributo dell'energia idroelettrica svizzera all'integrazione delle RES in Germania è giunto alla conclusione che la produzione idraulica della Svizzera, inclusi i progetti di potenziamento previsti per le centrali di pompaggio, è in grado di consentire una crescita complessiva dell'energia eolica in Germania pari a 7.5 GW (alla capacità transfrontaliera odierna, net transfer capacity NTC) o 16.1 GW (attuale NTC +3000 MW e NTC illimitata). Ciò equivale a circa il 14% o il 30% dell'obiettivo di potenziamento dell'energia eolica della Germania (2020). Vista l'immissione in rete stocastica di energia eolica e solare, occorrono capacità di back-up flessibili. Per ciascun GW di energia prodotta dalle centrali di pompaggio svizzere, in Germania - agli errori di predizione attuali - è possibile installare circa 3.9 GW di capacità eolica e solare (NTC illimitata) o 1.8 GW ai valori NTC odierni.

Redditività delle centrali di pompaggio

In Svizzera si prevedono costi d'investimento per le centrali di pompaggio nell'ordine di 1000-2000 CHF/kW di potenza installata (fonte: Aeberhard Alpiq). Le centrali di pompaggio vengono considerate la forma più economica di accumulo di elettricità.

La loro redditività non è facile da calcolare metodologicamente, dal momento che il mercato dell'energia di regolazione è molto complesso e dipende dalle strategie di esercizio specifiche. In linea di principio, il ricavo di una centrale di pompaggio corrisponde alla differenza di prezzo tra l'energia di pompaggio (prelievo di corrente) e l'energia di turbinaggio (cessione di corrente).

Un primo metodo, basato sulle quotazioni di borsa, consiste nel calcolare la differenza di prezzo tra l'energia peak e l'energia off-peak (peak shaving, cfr. riquadro). Il grafico seguente mostra il differenziale di prezzo (spread) sulla borsa svizzera Swissix negli anni 2007-2010. Lo spread evidenzia forti oscillazioni, soprattutto nel 2007. Nel 2010, invece, è rimasto relativamente stabile intorno ai 20 euro al MWh.¹ *Figura 9: spread peak/off-peak, Swissix, 2007 - 2011*



¹ Si sono registrati prezzi negativi soprattutto sulla EEX, ma non sulla Swissix. Gli anni peggiori sulla EEX sono stati il 2009 e il 2010 in seguito al massiccio potenziamento dell'energia eolica in Germania. Gli elevati spread peak/off-peak del 2007 e 2008 sulla Swissix sono legati, in particolare, alla scarsità di energia che dominava all'epoca sui mercati europei dell'elettricità.



La figura 10 mostra i prezzi spot peak e off-peak storici della Svizzera (valori mensili) dalla nascita della Swissix (dicembre 2006), oltre che lo spread peak/off-peak (curva verde). Dopo i picchi del 2007 e 2008, lo spread è calato vertiginosamente al di sotto dei 20 €/ MWh.

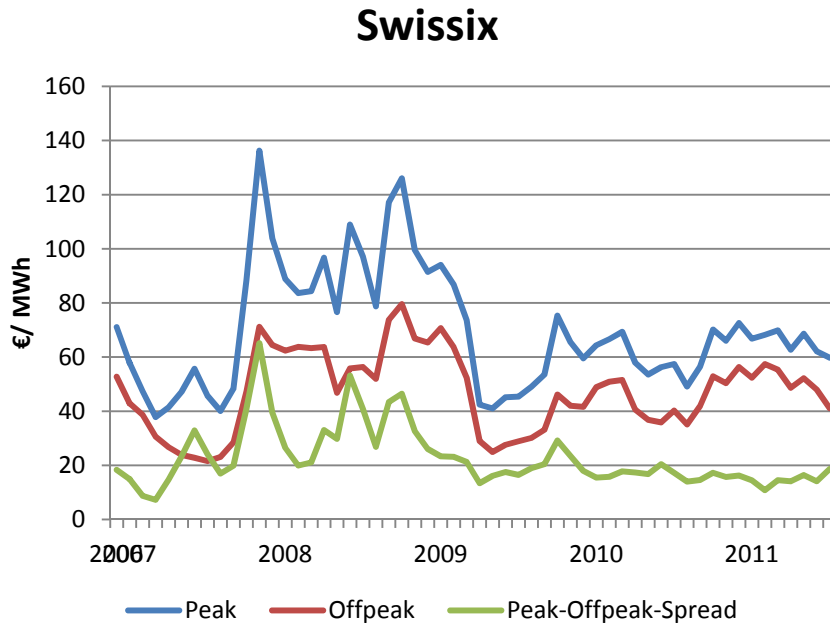


Figura 10: prezzi spot storici della Svizzera (valori mensili)

Si osserva il medesimo trend anche in Germania (cfr. figura 11). Anche le proiezioni al 2017 con i prezzi forward attuali non mostrano un ritorno dello spread peak/off-peak ai livelli del 2007 e 2008 (prima della crisi economica e del boom dell'energia solare in Germania).

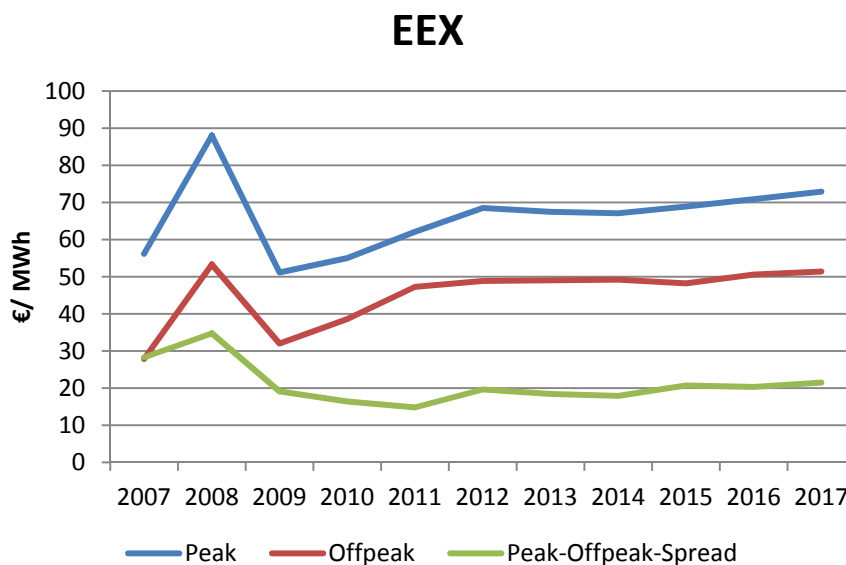


Figura 11: prezzi forward tedeschi su base storica (valori annuali, 8. 11.2011)



Oltre all'incremento del margine di riserva² a seguito della crisi economica e della contrazione dei prezzi di gas e petrolio, il boom dell'energia solare in Germania è un altro fattore che spiega la riduzione dello spread tra i prezzi peak e off-peak.

Si possono sostanzialmente osservare i seguenti driver dello spread peak/off-peak:

- *Parco di centrali elettriche convenzionali*: se nuove centrali convenzionali (nucleari, a carbone, a gas) vengono allacciate alla rete e i vecchi impianti rimangono in esercizio ancora a lungo, il margine di riserva sul mercato permane a livelli elevati. L'energia scarseggia sul mercato solo in poche fasce orarie, durante le quali i prezzi peak sono elevati. Questo fenomeno non comporta un allargamento della forchetta tra i prezzi peak e off-peak. Soltanto una diminuzione del margine di riserva a seguito della dismissione di centrali o di un'impennata dei consumi determina ceteris paribus penuria di energia e un conseguente aumento dello spread peak/off-peak.
- *Nuove energie rinnovabili*: una maggiore immissione in rete di energia solare comporta, venendo soppiantate le centrali termoelettriche caratterizzate da una maggiore incidenza di costi variabili, una riduzione dei prezzi peak e un assottigliamento dello spread peak/off-peak, soprattutto in estate. Un massiccio potenziamento dell'energia eolica riduce, ceteris paribus, il livello complessivo dei prezzi spot e incrementa la volatilità dei prezzi dell'elettricità, senza influire in maniera uniforme sullo spread peak/off-peak. In Germania, ad esempio, si sono osservati prezzi negativi in caso di elevata immissione in rete di energia eolica a carico debole, il che tendenzialmente incrementa lo spread peak/off-peak, mentre un'elevata immissione in rete di energia eolica nelle fasce orarie di picco esercita pressione sui prezzi peak e tendenzialmente riduce lo spread peak/off-peak.
- *Prezzi dei combustibili*: un incremento dei prezzi di gas e petrolio fa registrare una crescita dei prezzi peak, dal momento che le centrali a petrolio e a gas rientrano tra gli impianti più costosi del merit order. Un aumento dei prezzi del carbone, invece, tende a far salire i prezzi off-peak.
- *Prezzi del CO₂*: le centrali alimentate a lignite sono spesso determinanti per i prezzi dell'energia nelle fasce orarie non di punta. In seguito alle elevate emissioni di CO₂, un incremento dei prezzi dell'anidride carbonica comporta una crescita maggiore dei prezzi off-peak rispetto a quelli peak e una diminuzione dello spread.
- *Demand Side Management*: smart metering e contratti di fornitura energetica con clausola di interrompibilità comportano tendenzialmente un appiattimento della curva di carico e della curva dei prezzi.
- *Variazione strutturale del carico in seguito al cambiamento demografico e allo sviluppo della popolazione*: il cambiamento demografico e lo sviluppo della popolazione possono influire sulla percentuale di consumo di economie domestiche, industria, trasporti e servizi sul consumo totale di elettricità e determinare un diverso andamento della curva di carico, soprattutto del picco serale e di mezzogiorno.
- *Capacità transfrontaliere*: i prezzi svizzeri all'ingrosso si basano sulle tariffe dell'elettricità tedesche, francesi e italiane (estate DE, FR, inverno combinazione tra IT, DE e FR). Sono proprio i prezzi off-peak invernali che oggi, a causa delle congestioni di rete, si basano soprattutto sulle tariffe italiane. Un potenziamento della rete o un utilizzo più efficiente della medesima in direzione nord comporta tendenzialmente una riduzione dei prezzi off-peak invernali e un incremento dello spread peak/off-peak.

² Per margine di riserva s'intende la capacità disponibile in termini di centrali elettriche - ossia il carico massimo.



- *Sviluppo delle tecnologie di stoccaggio*: la realizzazione di ulteriori impianti di pompaggio e di nuove tecnologie di stoccaggio comporta maggiore concorrenza, un appiattimento della curva dei prezzi e una minore saturazione dei singoli impianti.
- **Regolazione**: l'introduzione di meccanismi di capacità che consentano ai gestori delle centrali di realizzare maggiori introiti, oltre a quelli conseguiti sui mercati spot e dell'energia di regolazione, rappresenta uno stimolo agli investimenti e incrementa i margini di riserva, il che tendenzialmente spinge verso il basso i prezzi peak e lo spread peak/off-peak.



Riquadro: incentivi economici allo stoccaggio sul mercato dell'elettricità (fonte: Holger Höfling, Consiglio dell'ambiente)

I principali campi d'applicazione dei grandi collettori fissi sono il commercio di energia e le attività di regolazione. Nell'ambito del commercio energetico, la strategia operativa maggiormente utilizzata ed economicamente più efficiente è il cosiddetto arbitraggio intertemporale. Esso consiste nel convertire corrente elettrica a buon prezzo, generata da centrali a bassi costi di produzione variabili durante i periodi di carico debole, in corrente a caro prezzo da utilizzare durante i carichi di punta («peak shaving» o gestione dei carichi). La differenza di prezzo così ottenuta, al netto delle perdite di stoccaggio e dei costi d'esercizio variabili, rappresenta il margine di profitto, necessario per rifinanziare anche i costi d'investimento.

La figura 12 mostra un tipico impiego dei collettori di energia in modalità «peak shaving». Dall'illustrazione si evince che il basso livello dei prezzi durante il weekend e le ore notturne viene sfruttato per stoccare energia, che sarà successivamente ceduta a livelli di prezzo superiori. L'esempio mostra però anche che l'utilizzo di collettori di energia comporta tendenzialmente una maggiore elasticità dei prezzi della domanda e, quindi, un appiattimento delle oscillazioni di prezzo nel corso della giornata. Un incremento della capacità di stoccaggio riduce quindi le possibilità di rendita dei collettori esistenti, ma al contempo diminuisce anche la necessità di una compensazione dei carichi. Rispetto ad altri mercati in cui si riscontra una dinamica analoga, tuttavia, lo stato attuale della scienza e della ricerca non consente ancora di avere informazioni sufficienti circa il nesso tra il potenziamento delle capacità di stoccaggio tecnicamente necessario per garantire la stabilità della rete e le conseguenti ripercussioni sui listini borsistici e, quindi, sapere se l'incentivo economico offerto dal mercato agli investimenti in tecnologie di sicurezza dei sistemi sia sufficiente o meno.

Con l'ausilio delle quotazioni di borsa storiche è possibile analizzare se, alle condizioni di mercato odierne, sarebbe redditizio investire in tecnologie di stoccaggio. Nel corso di uno studio sul bonus per le centrali elettriche combinate sono state calcolate, sull'esempio dei contratti orari del mercato EEX day-ahead per l'anno 2008, le differenze medie tra le otto ore a prezzi massimi (prezzo peak: 82,6 €/MWh) e le otto ore a prezzi minimi (prezzo off-peak: 43,9 €/MWh) del medesimo giorno. Nel periodo in esame, il cosiddetto «spread» (peak meno off-peak) è pari a circa 39 €/MWh (circa 4 ct/kWh).

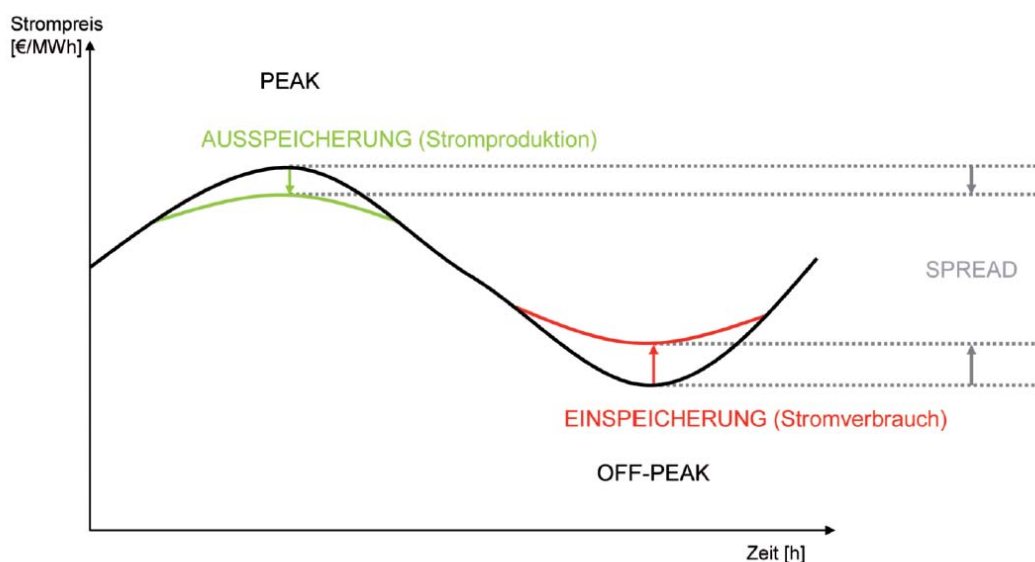
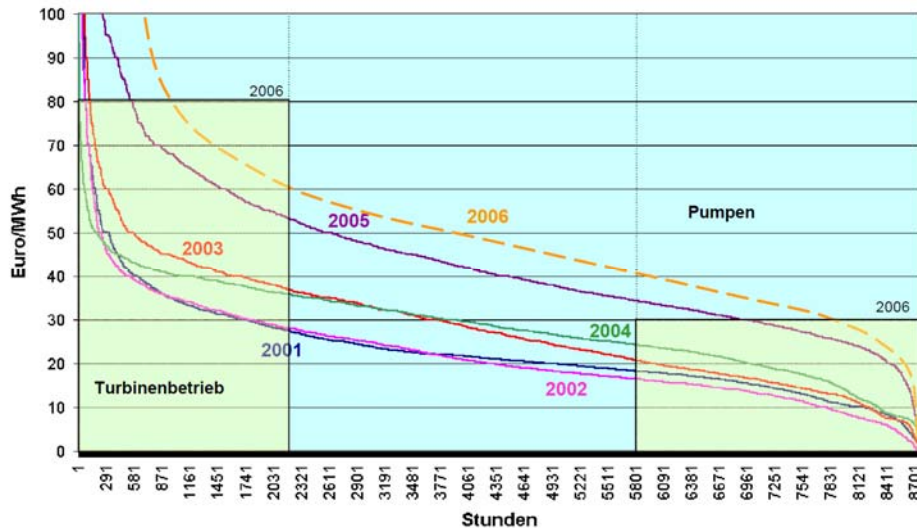


Figura 12: schema di esercizio in modalità peak shaving di un collettore di energia con l'obiettivo di negoziazione sulla borsa elettrica



Un altro metodo o interpretazione si basa sulle curve di frequenza annuali che possono essere ricavate in funzione dei listini di borsa. L'illustrazione che segue mostra, da un lato, che le quotazioni di borsa dell'energia elettrica nel periodo 2001-2006 hanno subito una forte impennata. Dall'altro le curve sono diventate più ripide, il che significa che si è allargata la forchetta tra i prezzi peak e off-peak. Il quadrato di colore chiaro a destra indica schematicamente che, per circa 3000 ore, è possibile pompare a un prezzo di 30 euro/MWh. Il quadrato di colore chiaro a sinistra, invece, corrisponde a 2200 ore di turbinaggio a un prezzo di 80 euro/MWh. Ne consegue un ricavo di 50 euro/MWh. In questo caso, tuttavia, va considerato che si tratta di una rappresentazione molto schematica a fini illustrativi, che tiene conto soltanto delle curve di frequenza annuali fino al 2006. È proprio negli ultimi anni, però, che le oscillazioni di prezzo a breve termine hanno acquisito maggiore importanza rispetto allo spread peak/off-peak. *Figura 13: curve di frequenza annuali in funzione delle quotazioni di borsa. Fonte: Gerald Zenz, Politecnico di Graz.*

Da queste tre interpretazioni schematiche semplificate si può pertanto ricavare, sulla base di un'analisi storica degli ultimi anni, un margine approssimativo di ricavo delle centrali di pompaggio nell'ordine dei 20-50 euro/MWh, sebbene con un trend a lungo termine di circa 20 euro/MWh. Visto che, con il previsto massiccio potenziamento della capacità produttiva stocastica, i modelli di prezzo sui mercati dell'energia cambieranno ulteriormente, non è possibile formulare un'affermazione attendibile circa l'andamento futuro del margine di fluttuazione dei ricavi e, quindi, della redditività delle centrali di pompaggio.³

Va altresì notato che il ricavo diminuisce a mano a mano che aumenta la capacità delle centrali di pompaggio. Visto l'impatto del futuro potenziamento delle energie rinnovabili, si pone infatti la domanda relativa all'evoluzione del volume di mercato per i servizi di sistema, in particolare del fabbisogno di potenza di regolazione. Secondo uno studio a cura di R2B e CONSENTEC (2010), il volume di mercato a livello di potenza di regolazione aumenterà in maniera irrisoria, con una quota di energie rinnovabili del 30% sulla produzione elettrica totale, dal momento che miglioreranno le previsioni circa l'immissione in rete di risorse rinnovabili di natura stocastica. Con una quota di energie rinnovabili sulla produzione di corrente superiore al 30%, tuttavia, gli esperti prevedono un aumento del fabbisogno di riserva istantanea. In futuro, quindi, ciò potrebbe tradursi in un mercato dei servizi di sistema più attrattivo per l'esercizio funzionale dei grandi collettori di energia.

³ A tale proposito, un indicatore potrebbe essere rappresentato dai prezzi forward sulla EEX. Negli scorsi anni, anche quest'ultima ha registrato un calo dello spread peak/off-peak (attualmente a circa 15 euro/MWh).





8. Possibilità di importazione di energia elettrica e saturazione della rete

Per quanto concerne l'importazione di energia elettrica, occorre distinguere tra l'importazione fisica di corrente a copertura di eventuali problemi di approvvigionamento e dell'acquisto virtuale di certificati verdi e l'utilizzo dei meccanismi flessibili di cui alla Direttiva RES.

Relativamente alla futura importazione fisica di energia elettrica a copertura di eventuali problemi di approvvigionamento, Prognos formula, all'interno della strategia energetica 2050, una serie di affermazioni in funzione della variante di approvvigionamento.

La tabella seguente elenca il numero di nuove centrali da realizzare a copertura della domanda di elettricità in funzione della variante di offerta. Da essa si evince che, nella variante Combustibili fossili decentrato & rinnovabili (C&E) e nella variante solo rinnovabili (EE), la domanda di energia elettrica (anno idrologico) deve essere coperta in una certa misura da importazioni, che nell'anno 2035 potranno raggiungere i 15,3 TWh (variante EE).

Tabella: scenario «nuova politica energetica», determinazione del numero necessario di impianti di nuova realizzazione.

Varianten für Szenario „neue Energiepolitik“, Angebotsvariante 2	Zubau zur Deckung der Stromnachfrage
Variante C: Fossil-zentral	<ul style="list-style-type: none">- 1 GuD 2018- 1 GuD 2020- 1 GuD 2022- 1 GuD 2029- 1 GuD 2031- 1 GuD 2034- 1 Ersatzkraftwerk GuD 2048- d.h. 6 GuD und 1 GuD-Ersatzkraftwerk bis 2050- Durchschnittlicher Zubau EE und fossile WKK
Variante C&E: Fossil-zentral und EE	<ul style="list-style-type: none">- 1 GuD 2019- 1 GuD 2022- 1 GuD 2029- 1 GuD 2031- 1 GuD 2034- Durchschnittlicher Zubau fossile WKK (3,8 TWh Erzeugung in 2050)- Hoher Zubau EE (22,6 TWh Erzeugung in 2050), exkl. Erzeugung aus Wasserkraftwerken
Variante D&E: Fossil-dezentral und EE	<ul style="list-style-type: none">- Hoher Zubau WKK (11,5 TWh in 2050)- Hoher Zubau EE (22,6 TWh Erzeugung in 2050), exkl. Erzeugung aus Wasserkraftwerken- Importe nach Ausserbetriebnahme von Kernkraftwerken bzw. Auslaufen der Bezugsrechte temporär notwendig (max. 11,6 TWh in 2034), im Jahr 2050 keine Importe mehr notwendig
Variante E: EE	<ul style="list-style-type: none">- Durchschnittlicher Zubau fossile WKK (3,8 TWh Erzeugung in 2050)- Hoher Zubau EE (22,6 TWh Erzeugung in 2050), exkl. Erzeugung aus Wasserkraftwerken- Importe nach Ausserbetriebnahme von Kernkraftwerken bzw. Auslaufen der Bezugsrechte temporär notwendig (max. 15,3 TWh in 2035), 5,6 TWh Importe in 2050

Quelle: Prognos 2011

Nelle due varianti di offerta D&E ed E, nel 2035 occorrerebbe importare dagli 11 ai 15 TWh circa di corrente elettrica (saldo annuo). Nelle altre varianti non sono necessarie importazioni nette. A prescindere dalla variante, tuttavia, sia per la compensazione a breve termine sia per quella stagionale è essenziale poter disporre di sufficienti possibilità di importazione ed esportazione al fine di garantire la sicurezza di approvvigionamento della Svizzera.



Il costo delle importazioni viene calcolato in base al costo di produzione generale dell'elettricità da fonti rinnovabili in Germania (Prognos e Oekoinstitut per conto di WWF Deutschland, 2010).

La conversione e il potenziamento delle reti rappresentano una delle grandi sfide dei prossimi anni. Occorrono investimenti sia in seguito all'obsolescenza della rete di trasmissione sia a causa delle congestioni già oggi predominanti, che devono essere mitigate attraverso opportune misure di potenziamento volte ad assicurare il funzionamento della rete sul lungo periodo. In un'ottica a più lungo termine, inoltre, bisognerà prevedere ulteriori investimenti.

In uno studio commissionato dall'UFE, attualmente si sta esaminando l'influsso delle varianti di offerta definite nelle prospettive energetiche sull'infrastruttura di rete della Svizzera. Una sezione fondamentale dello studio è l'analisi degli effetti delle diverse varianti di offerta (incl. quelle decentrate) sulla necessità di potenziamento della rete e sui relativi costi. Anche le ripercussioni che il potenziamento della rete avrà sulle capacità di trasmissione transfrontaliere sono oggetto dello studio. I primi risultati preliminari saranno disponibili a metà settembre. La conclusione dello studio è prevista per la fine del 2011. Tramite il progetto parziale Reti energetiche e costi di potenziamento, gli esiti dello studio confluiranno nei lavori inerenti alla procedura di consultazione.

In generale, si può affermare che un'adeguata infrastruttura di rete è una condizione fondamentale per lo sfruttamento ottimale delle centrali di pompaggio. Affinché le centrali di pompaggio svizzere possano fornire un prezioso contributo alla sicurezza di approvvigionamento e all'integrazione delle energie rinnovabili, occorrono sufficienti capacità di rete sia in Svizzera che nei Paesi limitrofi. Ciò presuppone che il potenziamento della rete in Svizzera proceda tempestivamente e sia coordinato con i rispettivi progetti europei.

Rapporto intermedio a cura del gruppo strategico Reti e Sicurezza dell'approvvigionamento (RSA) del 23 giugno 2011

All'inizio di aprile 2010, il Dipartimento federale dell'ambiente, dei trasporti, dell'energia e delle comunicazioni (DATEC) ha istituito una task force di esperti denominata «Gruppo strategico Reti e Sicurezza dell'approvvigionamento» (RSA). Essa è formata da rappresentanti dei Cantoni, delle FFS, del settore elettrico, di Swissgrid, di grandi consumatori di elettricità e di organizzazioni ambientali. Presiede il gruppo strategico Ralph Lewin, ex Consigliere di Stato del Cantone di Basilea Città.

Il gruppo strategico RSA ha il compito di seguire i lavori relativi all'ampliamento della rete strategica approvati dal Consiglio federale. Nello specifico, seguirà gli sviluppi nella sicurezza di approvvigionamento a medio e lungo termine, analizzerà l'impatto di difficoltà reali e incombenti e formulerà, in caso di problemi prevedibili, raccomandazioni all'attenzione del DATEC al fine di migliorare il quadro politico-legislativo, in particolare relativamente all'accelerazione delle procedure di autorizzazione delle linee elettriche.

In data 4 aprile 2011 l'UFE ha informato Swissgrid in merito alle tre seguenti varianti possibili per la futura offerta energetica:

- Variante 1: come oggi, nuove grandi centrali nucleari e/o centrali combinate a gas e a vapore (cogenerazione)
- Variante 2: le centrali nucleari esistenti continueranno a funzionare fino al termine del loro ciclo di vita, ma non ne saranno costruite di nuove
- Variante 3: disattivare anzitempo le centrali nucleari esistenti

Swissgrid ha esaminato l'impatto di ciascuna variante sulla rete di trasmissione svizzera (380kV e 220kV) e, in base a quanto riscontrato, ha redatto un rapporto illustrando le misure necessarie alla rete. Partendo dalle varianti analizzate, il rapporto evidenzia quanto la rete debba essere potenziata affinché possa essere garantita la capacità richiesta.

Dal rapporto non si evince, tuttavia, se l'energia proveniente dalle centrali ad accumulazione e ad acqua fluente e soprattutto dall'estero sia sempre sufficiente a sostituire le centrali nucleari svizzere a condizioni accettabili.



Nella rete attuale e in nella futura rete 2020, i momenti più critici sono e saranno rappresentati dalla notte durante la stagione invernale (importazione) e dal giorno durante la stagione estiva (esportazione). Queste fasce, infatti, definiscono il massimo scambio di potenza possibile con l'estero. Tale scambio genera elevati flussi di carico su lunghe distanze, in seguito alla funzione della Svizzera quale batteria elettrica dell'Europa. Detta funzione sarà fortemente compromessa dalla dismissione delle centrali nucleari elvetiche se queste non vengono sostituite su territorio svizzero da centrali in grado di fornire energia di banda. Con l'abbandono del nucleare, infatti, la capacità della rete e delle centrali dovrà sopperire anche alla sostituzione delle centrali atomiche.

Se in Svizzera le centrali nucleari attualmente in esercizio non saranno sostituite da impianti di nuova costruzione adibiti alla fornitura di energia di banda, per l'attuazione delle varianti 2 e 3 sarà inevitabile realizzare la maggior parte della rete strategica 2020. Originariamente, quest'ultima era stata concepita per l'integrazione delle nuove centrali di pompaggio e di cogenerazione svizzere.

La dismissione degli impianti nucleari al termine del loro ciclo di vita (in base alla variante di offerta 2), invece, determina la necessità di compensare la potenza in difetto. La rete prevista nel 2020 assolverà senza problemi a tale funzione attraverso una produzione decentrata a livello di rete di distribuzione o una riduzione delle esportazioni svizzere verso l'Italia o verso i Paesi dell'Europa settentrionale.

Sarà limitata, invece, la compensazione attraverso l'importazione dai Paesi nordici per le notti invernali, dal momento che - rispetto allo scenario del 2011 - nel 2020 i circa 3000 MW di incremento NTC saranno già assorbiti dalla potenza di pompaggio svizzera prevista per allora. In questa situazione, l'esercizio delle pompe e la compensazione delle centrali nucleari dismesse dovranno dividersi la capacità di rete, il che limiterà la funzione di batteria elettrica della Svizzera. Per ovviare a questa restrizione, la NTC dei Paesi nordici dovrebbe aumentare di ulteriori 3000 MW, cosa che - ad oggi - non sarebbe funzionale con la tecnologia a corrente alternata attualmente disponibile. A tale proposito, inoltre, i TSO limitrofi dei Paesi nordici (RTE, Amprion, EnBW e APG) dovrebbero nuovamente investire ingenti somme nelle loro reti. Per loro, tuttavia, non risulterebbe alcun valore aggiunto rilevante per il sistema, come invece accade per il pompaggio. In alternativa, si potrebbe considerare un collegamento a corrente continua dal Nord Europa via Laufenburg con uno o due accoppiamenti DC/AC nei pressi delle pompe svizzere o dei carichi maggiori e una prosecuzione in direzione dell'Italia.



9. Bibliografia

Europe's Onshore and Offshore Wind Energy Potential, Agenzia europea dell'ambiente AEA, 2009

EU Energy Trends to 2030, update 2009, Commissione Europea.

Financing Renewable Energy in the European Energy Market, ECN per conto della Commissione Europea, 2011.

Renewable Energy Projections as Published in the National Renewable Energy Action Plans of the European Member States, ECN e AEA, 2011.

Wie viele Pumpspeicherkraftwerke braucht die Schweiz? Simposio AES maggio 2011, Jörg Aeberhard, Alpiq

Dena Netzstudie II: Integration erneuerbarer Energien in die deutsche Stromversorgung im Zeitraum 2015 – 2020 mit Ausblick 2025, DENA, 2010.

Electricity Storage - Making Large-Scale Adoption of Wind and Solar Energies a Reality, Boston Consulting Group, 2010.

Modell Deutschland – Klimaschutz 2050 vom Ziel her denken, Prognos e Oekoinstitut per conto di WWF Deutschland, 2010.

Vari progetti di ricerca di Intelligent Energy Europe:

www.res2020.eu

www.reshaping-res-policy.eu