

PROBLEMI ENERGETICI E AMBIENTE



CLUB ALPINO ITALIANO

COMMISSIONE CENTRALE PER LA TUTELA DELL'AMBIENTE MONTANO

PRESENTAZIONE

La montagna come “risorsa energetica”?

Se pensiamo alla storia degli ultimi secoli possiamo anche vederla così: basti ricordare l’uso dei boschi per fornire legna da ardere e carbone e lo sfruttamento dei torrenti e dei fiumi, interventi che hanno permesso lo sviluppo industriale e la crescita economica di molte zone del nostro paese e che hanno di fatto modellato e creato il paesaggio montano come lo conosciamo adesso. Ed ovviamente non si è trattato di uno sfruttamento indolore ma di pesanti modifiche agli ecosistemi montani e, se si vuole, anche alla vita sociale delle comunità locali.

Oggi, in vista della fine dell’era petrolio, si torna a guardare alla montagna per quello che ancora può offrire alla voracità di energia della nostra società. Ed un nuovo sfruttamento sembra profilarsi a breve con ulteriori e forse più pesanti impatti sul paesaggio e sull’ambiente.

Con questo testo la CCTAM non pretende di avanzare soluzioni per quello che è già il “Problema” per la stessa sopravvivenza della nostra società. Si vuole soltanto fornire delle indicazioni tecniche e dei dati di base, per permettere agli operatori per la tutela dell’ambiente montano ed ai soci del nostro sodalizio di affrontare la problematica nelle diverse sedi locali. Ed anche dare qualche spunto di meditazione per poter creare una nuova cultura dell’energia anche in montagna, nel tentativo di individuare il “sentiero giusto” per una effettiva sostenibilità del nostro modo di vivere. Un cammino difficile e non immediato, che richiede però l’impegno e la consapevolezza di tutti, visto la posta in gioco.

Giorgio Maresi

Presidente della Commissione Centrale per la Tutela dell’Ambiente Montano

PROBLEMI ENERGETICI E AMBIENTE

1. PREMESSA

Nell'affrontare questa succinta trattazione degli aspetti tecnici e ambientali inerenti la produzione e l'uso dell'energia elettrica, dedicata agli operatori ambientali del Club alpino italiano, corre l'obbligo di premettere che quanto esposto nel seguito vuole essere una sintesi del vasto insieme riguardante prevalentemente il comparto energetico elettrico, in modo da fornire i principali elementi di conoscenza e valutazione della complessa problematica relativa a detto settore.

Al fine di fornire una chiara possibilità di lettura del presente opuscolo anche ai meno esperti di tecnica elettrica, nel seguito sono riportate le principali definizioni dei termini tecnici usati nel testo. Tali definizioni si avvalgono di alcune similitudini al fine di facilitarne la comprensione.

2. DEFINIZIONI TECNICHE

Elettricità: fenomeno dovuto a dissociazione di particelle atomiche che assumono cariche elettriche opposte.

Corrente (elettrica): trasferimento o scorrimento di cariche elettriche in un corpo conduttore, esprimibile con l'unità di misura **ampère (A)**.

Generatore (elettrico): macchina paragonabile ad una pompa in grado di far scorrere cariche elettriche in un conduttore.

Tensione (el.): differenza di potenziale elettrico all'uscita di un generatore, espressa con l'unità di misura **volt (V)**; è paragonabile alla pressione generata da una pompa.

Potenza (el.): lavoro o energia elettrica nell'unità di tempo (ottenibile dal prodotto di tensione e corrente) la cui unità di misura è il **watt (W)**.

Energia (el.): è la quantità di lavoro elettrico fornito da un generatore, corrispondente alla potenza sviluppata nel tempo; è espressa in **wattora (Wh)** o suoi multipli: chilowattora ($kWh = W \cdot 10^3$) megawattora ($MWh = W \cdot 10^6$) gigawattora ($GWh = W \cdot 10^9$) terawattora ($TWh = W \cdot 10^{12}$)

Potenza efficiente o installata: tralasciando le sottili distinzioni tra i due termini, è il valore di potenza nominale globale dei generatori installati in un sistema produttivo di elettricità, grosso modo corrispondente alla potenza massima producibile.

Potenza richiesta: è il valore di potenza utilizzata in un dato istante dal sistema di utenze.

Energia richiesta: è il valore dell'energia richiesta e utilizzata in un determinato periodo di tempo.

Rendimento: il rendimento di una trasformazione energetica è espresso dal rapporto percentuale tra energia ottenuta ed energia primaria fornita.

Corrente continua: corrente unidirezionale prodotta da un generatore a polarità costanti.

Corrente alternata: corrente prodotta da un generatore a polarità variabili nel tempo, in modo sinusoidale, con frequenza costante.

Bassa - media - alta tensione: sono generalmente considerati a *bassa tensione* gli impianti funzionanti a valori di tensione inferiori a 500 V, a *media tensione* quelli con valori compresi fra 500 V e 60 kV, ad *alta tensione* quelli con valori superiori a 60 kV.

3. LA PRODUZIONE DI ENERGIA ELETTRICA IN ITALIA E IN EUROPA

3.1 MODALITÀ DI PRODUZIONE

La produzione della maggior parte dell'energia elettrica oggi utilizzata è basata sulla conversione o trasformazione delle cosiddette fonti primarie. Queste, possono sviluppare:

-**energia termica** (carbone, petrolio, gas, fissione nucleare, masse vegetali e rifiuti solidi urbani)

-**energia meccanica** (flussi o getti di acqua, vapore o gas in pressione opportunamente convogliati in turbine, oppure la forza del vento sulle pale di un aerogeneratore).

Un'altra fonte primaria è la **radiazione solare**, utilizzabile in vari modi descritti nel seguito.

Gli elettro-generatori più comunemente usati sono macchine rotanti, interagenti con campi magnetici, che convertono una forza meccanica applicata al loro asse in una potenza elettrica. Pertanto, l'energia fornita da una turbina idraulica potrà essere direttamente e quasi totalmente convertita in energia elettrica, mentre l'uso di combustibili comporta una doppia conversione, nel senso che occorre prima trasformare l'energia termica della combustione in energia meccanica, sotto forma di vapore o gas in pressione, che azionerà poi il gruppo turbina-generatore da cui si ottiene energia elettrica. Questa doppia conversione comporta però una grande dispersione di calore, solo in parte recuperabile per eventuale teleriscaldamento, per cui il rendimento di questa trasformazione energetica è intorno al 50%, nel migliore dei casi.

Le principali modalità di produzione dell'energia elettrica sono solitamente definite e distinte secondo il metodo o le fonti di energia primaria utilizzate. Le seguenti definizioni distinguono secondo la prassi e la legislazione vigente le produzioni elettriche e/o i relativi impianti.

Energia da fonti non rinnovabili o convenzionali

Gli impianti che in genere producono energia da fonti non rinnovabili sono denominati:

- **termoelettrici**: quando la fonte primaria di energia utilizzata è costituita dalla combustione di prodotti fossili (carbone, petrolio, gas)
- **termonucleari o nucleo-termoelettrici**: quando la fonte primaria è costituita dall'effetto termico ottenuto dalla fissione controllata del nucleo atomico di particolari elementi opportunamente trattati;

Energia da fonti rinnovabili

Gli Impianti Alimentati da Fonti Rinnovabili (per brevità definiti con l'acronimo **IAFR**) ammessi alle incentivazioni previste dalle leggi vigenti, possono essere:

- **geotermoelettrici**: -quando la fonte primaria di energia è costituita da vapore endogeno terrestre in pressione;
- **idroelettrici** : -quando la fonte primaria è costituita da forza idraulica, fornita da acqua fluente, o derivata in pressione da bacino o da serbatoio;
- **fotovoltaici**: -quando l'elettro-generazione è ottenuta dalla conversione fotovoltaica della radiazione solare;
- **solari termici**: -quando la radiazione solare fornisce l'energia termica necessaria ad una produzione termoelettrica o ad integrare i fabbisogni termici degli edifici;
- **eolici**: -quando sono costituiti da aerogeneratori di vario tipo, azionati dalla forza del vento;
- **marini**: -quando sono azionati dalla forza delle maree, del moto ondoso o di correnti marine;
- **biogas**: -quando si ha produzione termoelettrica dalla combustione di gas ottenuti per fermentazione di deiezioni organiche e scarti vegetali;

- **biomassa:** -quando si ha produzione termoelettrica da combustione di masse e detriti legnosi, scarti vegetali e rifiuti solidi urbani;

- **elettrogeni diesel:** -quando i motori degli elettrogeni sono esclusivamente alimentati con oli di origine vegetale (riconosciuti come IAFR soltanto da alcune regioni)

3.2 COMPOSIZIONE DELLA PRODUZIONE TOTALE

La seguente **tabella 1** (fonte UNIPEDE 2001) dà un'idea delle particolarità produttive, distinte per fonti primarie, esistenti in Italia e nei principali stati europei.

Tabella 1- Produzione di energia elettrica per fonti primarie in alcuni stati europei

<i>Fonti primarie</i>	<i>Germania</i>	<i>Francia</i>	<i>Regno unito</i>	<i>Spagna</i>	<i>Italia</i>
<i>Petrolio</i>	1%	2%	2%	8%	30%
<i>Carbone</i>	55%	6%	33%	32%	9%
<i>Gas</i>	10%	1%	35%	10%	36%
<i>Nucleare</i>	28%	78%	28%	30%	-
<i>Rinnovabili</i>	6%	13%	2%	20%	21,5%
<i>Altre</i>					3.5%

Dal 2002 in poi la produzione europea e italiana da fonti rinnovabili ha visto e vedrà significativi incrementi, per effetto di recenti provvedimenti legislativi, come meglio precisato nel seguito; tuttavia, tali incrementi sono dell'ordine di qualche punto percentuale e non cambiano sostanzialmente il quadro generale della produzione elettrica attuale.

3.3 CONSIDERAZIONI SUL SISTEMA PRODUTTIVO E UTILIZZATORE ITALIANO

Dal confronto dei dati riportati nella precedente tabella si evidenzia che il sistema produttivo dei principali stati europei non è omogeneo nell'uso delle fonti primarie e quindi, per conseguenti diversità impiantistiche, anche nella disponibilità di energia. Ma, essendovi un'estesa interconnessione del sistema elettrico europeo, le eccedenze produttive di un paese possono compensare le carenze di un altro, come nell'esempio seguente.

A complemento dei dati inerenti la produzione elettrica in Italia, occorre precisare che una parte della produzione idroelettrica indicata (~3%) si avvale

di acqua pompata in bacini di raccolta in quota, in ore notturne, utilizzando in tali ore energia a basso costo importata da stati confinanti.

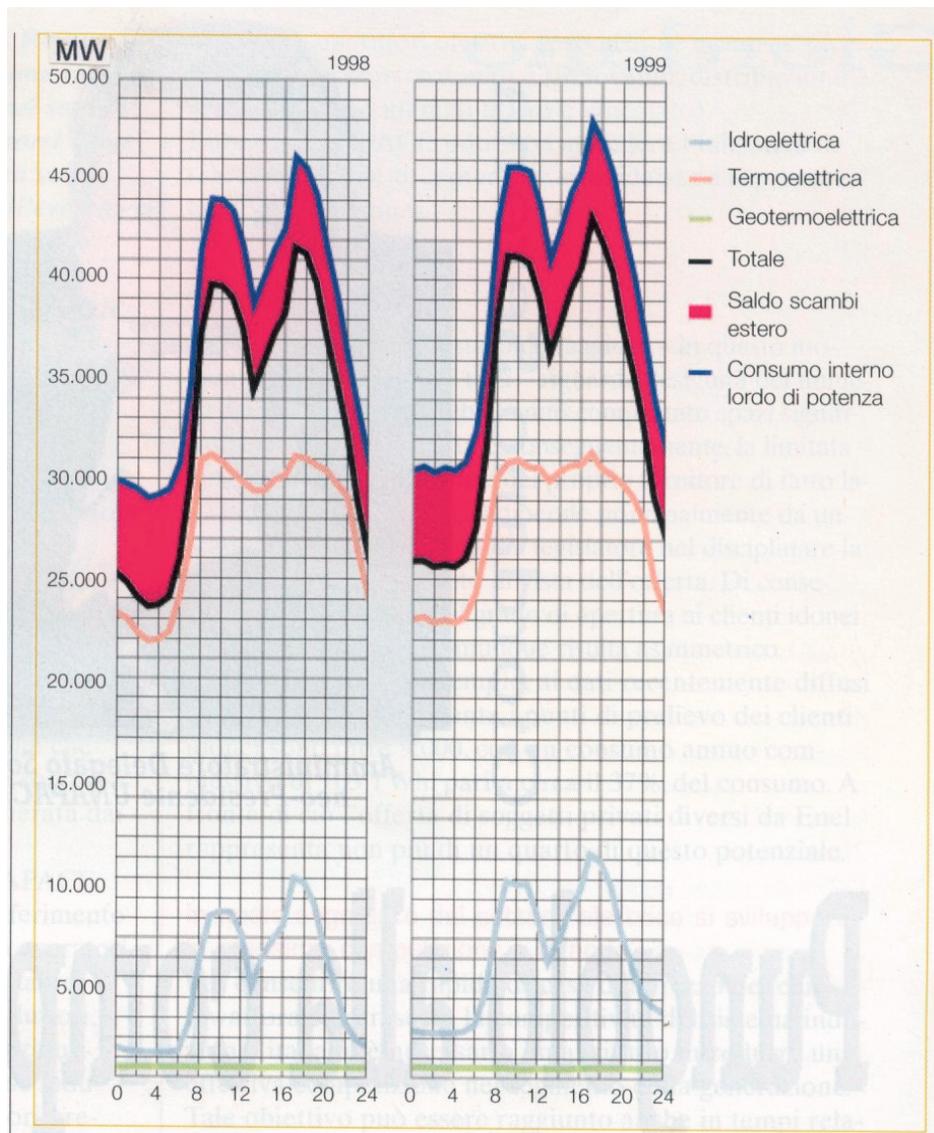


Fig. 1 - Diagramma giornaliero della potenza oraria del consumo interno lordo di energia elettrica in Italia nel 3° mercoledì di dicembre (Fonte GRTN)

Ciò è possibile e conveniente perché, ad esempio, i numerosi impianti nucleo-termoelettrici francesi, dovendo per necessità funzionali mantenere un ciclo di produzione continuo, rendono disponibile in ore notturne un'energia che, non richiesta, per la legge del mercato viene offerta a prezzo ridotto.

In tal modo, la risorsa idrica accumulata in ore notturne, va ad incrementare la più flessibile produzione idroelettrica, generalmente utilizzata nelle ore diurne, nei periodi in cui si sviluppa la punta più alta della richiesta energetica, a cui corrispondono prezzi più elevati.

I grafici di **fig. 1** rendono l'idea di quanto sopra, mostrando i contributi di potenza forniti dai diversi settori produttivi, per due giorni feriali di anni diversi. Si può notare che l'andamento giornaliero della potenza è pressoché simile nei due casi, anche se variano leggermente i valori dei vari contributi, ossia:

- il settore geotermico (linea verde) fornisce il suo piccolo e costante contributo;
- l'idroelettrico (linea grigia) fornisce il suo maggior contributo nelle ore centrali del mattino e del pomeriggio (ore di punta);
- il termoelettrico (linea rosa) contribuisce in modo preponderante durante l'intera giornata, con variazioni tra le ore notturne e diurne intorno al 20%;
- la linea nera rappresenta la sommatoria dei suddetti contributi della produzione nazionale;
- la linea blu rappresenta la sommatoria della produzione nazionale e di quella ricevuta dall'estero;
- la fascia in rosso rappresenta i contributi di potenza forniti dalla rete europea.

La rete elettrica europea funziona quindi come un grande mercato in cui è possibile effettuare interscambi di energia secondo le necessità dei vari paesi.

L'Italia in particolare, anche per aver rinunciato da quasi un ventennio alla produzione nucleo-termoelettrica, evidenziata dal grafico di **fig. 2**, si trova a dover importare dal mercato elettrico europeo una consistente parte del proprio fabbisogno energetico, come indicato dal grafico di **fig.3**, che mostra un quadro della composizione dell'offerta di energia elettrica in Italia nel 2004 con i valori di confronto del 2003 tra parentesi.

Poiché il problema delle centrali nucleo-termoelettriche italiane è stato recentemente rispolverato, corre necessità di chiarire che il risultato referendario che portò al blocco del funzionamento e della costruzione di questi impianti, non fu soltanto un effetto emotivo conseguente all'incidente avvenuto nella centrale nucleare di Cernobyl, ma fu supportato da seri motivi logistici e di sicurezza, di cui le recenti proteste, che hanno fatto sospendere il progetto di smaltimento delle scorie radioattive delle centrali dismesse, sono una parziale testimonianza.

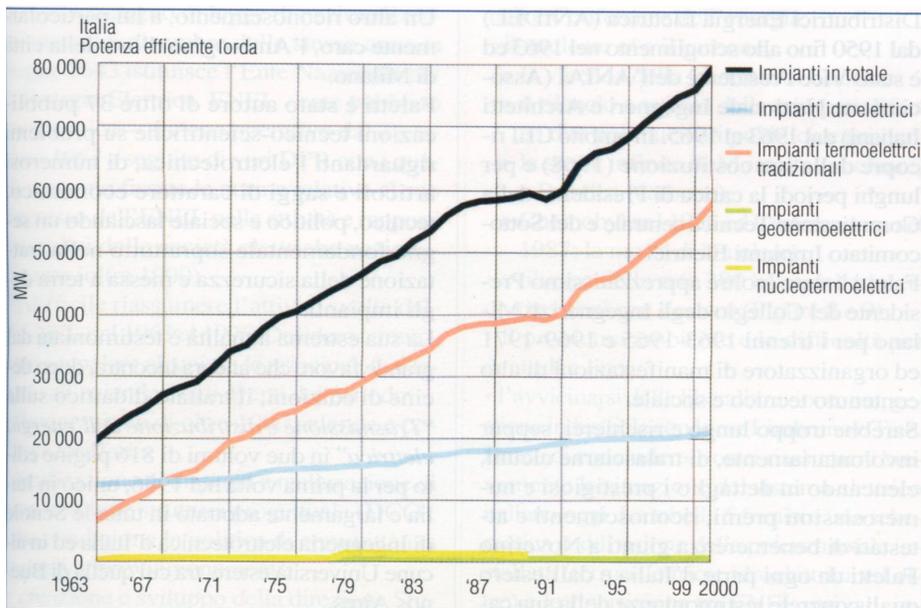


Fig. 2 - Sviluppo della potenza efficiente lorda in Italia

Fonte GRN

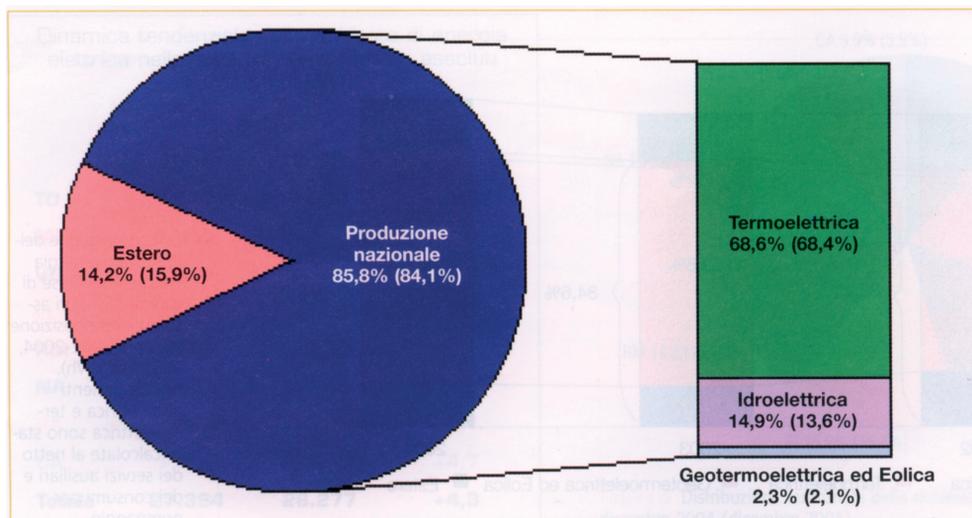


Fig.3 - Composizione % dell'offerta di energia elettrica (confronto 2004-2003) al netto dei servizi ausiliari e dei consumi per pompaggio

Fonte GRN

4. ELETTROGENERAZIONE DA FONTI RINNOVABILI

4.1 PROVVEDIMENTI LEGISLATIVI

Le incertezze del mercato petrolifero, i crescenti costi delle fonti primarie ad esso legate e la necessità di ridurre le emissioni di gas a effetto serra, hanno da alcuni anni stimolato provvedimenti legislativi nazionali e della Comunità Europea per favorire lo sviluppo del mercato delle energie rinnovabili.

In Italia, il Decreto legislativo 79/99 (Decreto Bersani) ha fornito nuove direttive al fine di raggiungere le mete fissate dal Libro bianco nazionale sulle fonti rinnovabili.

In particolare, l'Articolo 11 del Decreto, ha determinato un cambiamento completo del sistema di sostegno previsto dal provvedimento CIP 6/92, che era basato su prezzi incentivanti. Infatti, dal 1° gennaio 2002 tutti i soggetti che hanno prodotto o importato più di 100 GWh /anno di elettricità generata da fonti convenzionali (non rinnovabili) nell'anno successivo devono immettere nella rete pubblica una quantità di energia prodotta da impianti a fonti rinnovabili, nuovi o ripotenziati, pari ad almeno il 2% dell'energia eccedente i suddetti 100 GWh. Inoltre, detto Articolo 11 prevede che il CIPE definirà i traguardi per ciascun tipo di tecnologia delle fonti rinnovabili e fornirà risorse economiche alle regioni e alle province autonome per l'incentivazione del loro mercato.

Per attuare le disposizioni del Decreto Bersani, il Ministro dell'Industria ha poi emesso un Decreto (11/11/1999) che istituisce un sistema di **“certificati verdi”**. Ad ogni proprietario di impianti a fonti rinnovabili, messi in servizio dopo il 1° aprile 1999, il Gestore della rete di trasmissione nazionale (GRTN) assegnerà questi certificati sulla base dell'energia “verde” prodotta l'anno precedente, quantificata in 100 MWh per certificato. Detti proprietari potranno quindi ottenere un ulteriore beneficio economico dalla vendita di questi certificati (eccedenti il loro obbligo) a prezzo di libero mercato, ad altri soggetti tenuti a rispettare la suddetta quota del 2% di “energia verde”.

Sono escluse dall'obbligo di fornire la suddetta quota di “energia verde” le produzioni di energia combinate, con co-generazione di calore utile (teleriscaldamento).

Il Decreto del Ministro delle Attività Produttive del 18/3/2002 ha apportato alcune modifiche e integrazioni al Decreto 11/11/99, includendo nella qualifica IAFR il *rifacimento parziale* di impianti idro e geo-termoelettrici, e definendo norme di qualifica IAFR per gli impianti che operano una combustione combinata (co-combustione) da fonti rinnovabili e convenzionali.

Per questi ultimi, la direttiva 2001/77/CE (1) introduce la definizione di *centrali ibride*, le quali sono riconosciute IAFR soltanto per la quota di produzione ascrivibile a fonti rinnovabili.

La Legge 239/04 (*Riordino del settore energetico*) oltre ai provvedimenti di incentivazione per nuove produzioni e di semplificazione normativa per il trasporto energetico, riduce la quota produttiva per l'emissione di certificati verdi da 100 a 50 MWh, estendendo questi anche all'energia prodotta da idrogeno.

(1): Direttiva di programmazione della Comunità Europea per la promozione delle fonti rinnovabili di energia.

4.2 CARATTERISTICHE, APPLICAZIONI E IMPATTO AMBIENTALE DEGLI IMPIANTI

4.2.1 -Impianti idroelettrici

La realizzazione di un impianto idroelettrico è condizionata dalla disponibilità di bacini o corsi d'acqua, di cui si possa sfruttare la forza idraulica di caduta su dislivelli utili, dimensionabili secondo la portata d'acqua disponibile.

Gli impianti ad acqua fluente necessitano di notevole flusso idrico e modesti dislivelli di caduta, per cui tendono ad intercettare buona parte del corso d'acqua, ma la restituiscono a breve distanza.

Gli impianti con condotta in pressione necessitano di minor portata idrica ma su dislivelli di decine o centinaia di metri, con derivazioni dei corsi d'acqua che comportano a volte la restituzione in zone lontane o su altri versanti, impoverendo quindi il patrimonio idrico della zona di prelievo. Inoltre, per garantire una continuità funzionale, nel caso di regime discontinuo del flusso idrico, necessitano di opere di invaso a bacino o a serbatoio.

Considerato che i possibili e più potenti impianti di questo tipo, in Italia furono già realizzati intorno alla metà del secolo scorso, le recenti incentivazioni, spingono a sfruttare le residue risorse idriche del territorio nazionale, un tempo ritenute non convenienti, con piccoli impianti automatizzati che possono raggiungere potenze di alcuni MW.

Per soddisfare le esigenze energetiche di piccoli insediamenti isolati, possono essere realizzati micro-impianti, con opere di presa, condutture e gruppo generatore installati in modo provvisorio o fisso, in grado di fornire potenze fino a qualche decina di kW, con trascurabile impatto ambientale,

Una indicazione delle potenzialità dei micro-impianti idroelettrici è fornita dalla **tabella 2**, che riporta le potenze elettriche ottenibili in funzione del potenziale idrico utilizzabile.

Dalla tabella si rileva che portate d'acqua di pochi litri al secondo e salti di alcune decine di metri possono essere sufficienti per una elettro-generazione minimale.

Tabella 2 - Esempi di producibilità idroelettrica

Salto netto H (m)	Portata idrica Q (litri/s)	Potenza producibile (kW)
100	2	1
50	4	1
50	8	2
30	30	~5
30	100	20

In relazione alla portata e al salto utilizzabili, sono disponibili diversi tipi di complessi turbina-generatore.

L'impatto ambientale di questi impianti è generalmente in relazione alla potenza producibile.

Infatti, il prelievo di una limitata porzione di un corso d'acqua montano e la sua condotta al gruppo turbina-generatore, può risultare trascurabile da un punto di vista ambientale, qualora le proporzioni del prelievo e la sua restituzione a valle consentano il mantenimento delle funzioni biologiche dello stesso e quando l'opera di presa ed il passaggio della condotta di carico e scarico non incida profondamente il terreno attraversato. Ciò in genere si verifica per potenze installate fino a qualche decina di kW, quali possono essere quelle utili a insediamenti isolati come alpeggi, malghe, rifugi e simili.

Quando invece l'impianto si prefigge una produzione industriale, pur rispettando le norme vigenti per il deflusso minimo vitale del corso d'acqua, (2) procura inevitabilmente un'alterazione pesante dell'ambiente interessato, perché si cerca lo sfruttamento massimo della risorsa idrica, sia come quantità del prelievo sia come salto utilizzabile. Inoltre le opere di derivazione e gli invasi di vario tipo possono alterare e destabilizzare l'idrogeologia del luogo.

(2) *Leggi n°: 183/89 e 102/90 - DLgs.152/99 - Vedasi in Appendice: Linee Guida ministeriali per la definizione del DMV.*

4.2.2 -Impianti fotovoltaici

Per poter valutare gli aspetti funzionali, dimensionali ed economici di un impianto fotovoltaico, occorre considerare le seguenti particolarità.

a) La conversione diretta dell'energia solare in energia elettrica, realizzata da una cella fotovoltaica, utilizza l'interazione della radiazione luminosa con gli elettroni liberi dei materiali semiconduttori, denominato effetto fotovoltaico.

Le tecnologie maggiormente utilizzate finora per la realizzazione delle celle fotovoltaiche utilizzano il silicio, in forma cristallina o amorfa, quale elemento base.

Una cella fotovoltaica è sostanzialmente formata dalla sovrapposizione di due lamine di silicio chimicamente drogate con sostanze quali il fosforo e il boro, in modo da creare nella zona di giunzione una prevalenza di cariche negative da un lato e positive dall'altro. I fotoni della luce solare, quando colpiscono la cella, possono esserne riflessi, assorbiti o attraversarla. Quando un fotone viene assorbito, se ha sufficiente energia, libera un elettrone creando una coppia di cariche opposte che, respinte dalla polarizzazione della giunzione, generano un potenziale elettrico. In questo caso, se le estremità della cella vengono connesse ad un circuito esterno, si produce una conseguente corrente elettrica.

Perciò, esposta alla radiazione solare, la cella si comporta come un generatore di corrente con caratteristica funzionale come da **fig. 4**.

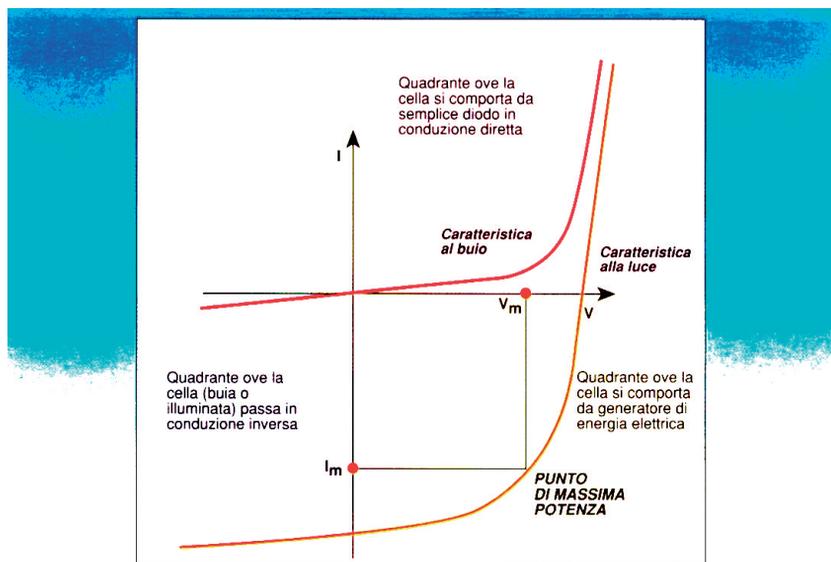


Fig 4 - Caratteristica tensione - corrente di una cella fotovoltaica

b) La potenza della radiazione solare che raggiunge la fascia esterna dell'atmosfera terrestre è di 1353 W/m^2 (costante solare); ma, a livello del suolo, ne arriva al massimo 1000 W/m^2 , a causa dell'assorbimento, riflessione e rifrazione atmosferica (**fig. 5**). Di questa potenza, quella utile (**fig. 6**) e convertibile in elettricità fotovoltaica può variare, secondo la tecnologia adottata, dal 10 al 15%.

Pertanto, considerate le perdite impiantistiche, la potenza utile massima oggi ottenibile da elementi fotovoltaici è intorno a 100 W/m^2 .

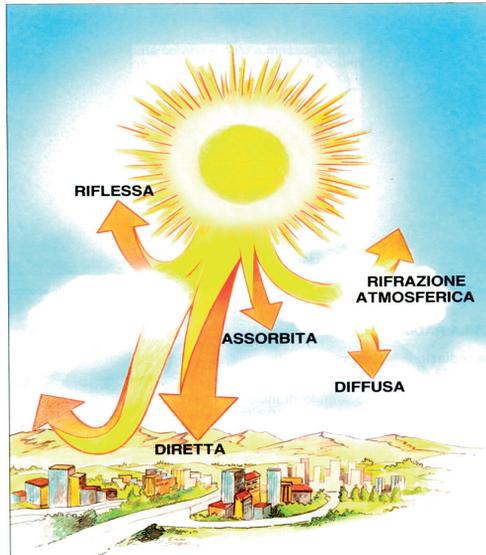


Fig. 5 - La radiazione solare e l'atmosfera terrestre

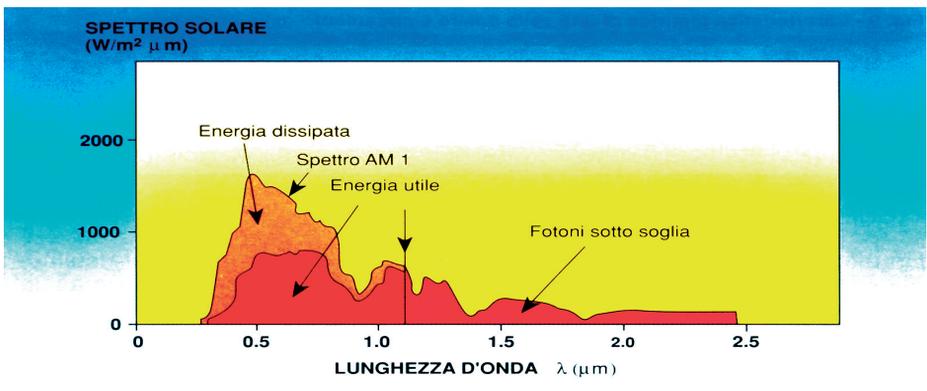


Fig. 6 - Composizione energetica dello spettro solare

Si consideri ora che detta potenza massima è ottenibile soltanto in condizioni ottimali di irraggiamento, ossia: con incidenza della radiazione perpendicolare ai moduli f.v., con sole pressoché allo zenit e atmosfera tersa; queste condizioni, sono normalmente ottenibili, approssimate in difetto, nell'ora di mezzogiorno e in modo decrescente nelle altre ore del giorno, secondo il grafico di **fig. 7**.

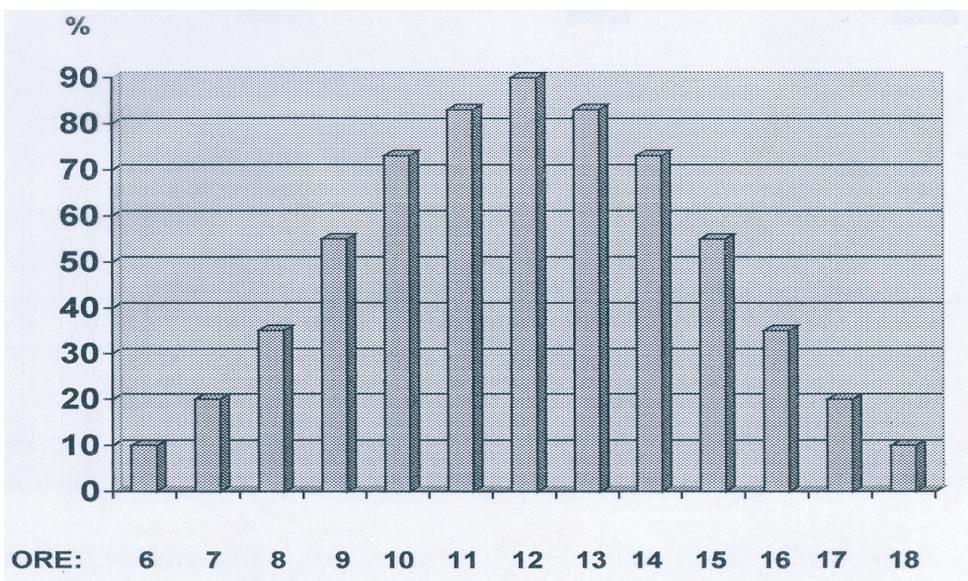


Fig. 7 - Potenza fotovoltaica giornaliera al solstizio estivo con esposizione ottimale a latitudine = 46° (% della potenza nominale)

La valutazione delle condizioni di soleggiamento di un sito fotovoltaico è generalmente espressa in ore equivalenti giornaliere di potenza massima della radiazione solare, intese come integrazione dell'irraggiamento giornaliero.

La **tabella 3**, dà un'indicazione statistica delle ore equivalenti di sole (a P max.) in diverse zone climatiche italiane.

Tabella 3 - Valori statistici di soleggiamento in Italia
(ore sole equivalenti - kWh/m². giorno)

Zona climatica	Valore medio in dicembre	Valore medio in luglio	Valore medio nell'anno
NORD (Milano)	1,3	5,6	3,6
CENTRO (Roma)	2,7	6,4	4,7
SUD (Trapani)	3,5	7,1	5,4
LOCALITÀ ALPINE	3,3	5,4	4,4

Dal grafico di **fig. 7** e dai dati dalla **tabella 3**, si può dedurre che mediamente, nell'anno solare, un'installazione fotovoltaica, avente inclinazione fissa pari alla latitudine, può produrre giornalmente una energia f.v. corrispondente a ~ 4 ore equivalenti della potenza massima; quindi, non molto maggiore di 400 Wh/ m².

Questa quantità di energia può apparire modesta per scopi industriali, ma se consideriamo che è ottenibile da un solo m² di moduli f.v. e che può bastare ad assicurare, mediante lampade a basso consumo, l'illuminazione serale di un piccolo rifugio, non è affatto trascurabile.

c) Un impianto fotovoltaico può essere previsto per una produzione autonoma di energia utilizzata in loco, oppure per essere connesso, con opportuni adattamenti, ad una rete di trasmissione o distribuzione elettrica.

Nel caso di utilizzazione locale, isolata, occorre considerare che l'energia fotovoltaica è disponibile soltanto durante le ore soleggiate o luminose. Perciò, occorre dotare l'impianto di una batteria di accumulatori elettrochimici di capacità adeguata, con regolatore di carica, in modo da rendere disponibile con sufficiente continuità l'energia prodotta.

Siccome l'energia fornita da un impianto f.v. è a corrente continua (c.c.) questa potrà essere utilizzata direttamente, o tramite accumulatore, soltanto da utenze previste o predisposte per un uso in c.c.. L'utilizzazione diretta in c.c. dell'energia fotovoltaica è adottata generalmente per utenze di potenza complessiva inferiore a 1kW, a tensioni di 12 o 24 V , in quanto per questi valori di tensione c.c. sono disponibili sul mercato apparecchi utilizzatori quali: lampade, frigoriferi e altri dispositivi.

Per l'alimentazione di utenze convenzionali a corrente alternata, occorre prevedere l'installazione di un convertitore o "inverter" che fornisca i convenzionali valori di tensione alternata. In questo caso, però, si dovrà tener conto che l'inverter ha un autoconsumo di energia (~4% della P nominale) che può costituire una zavorra considerevole per impianti con $P < 1\text{kW}$.

Gli impianti f.v. previsti per essere connessi alla rete, non necessitano del sistema di accumulo, ma devono essere dotati di convertitori (inverter) e dispositivi di interruzione automatica con caratteristiche adeguate alle prescrizioni del Gestore della Rete di Trasmissione Nazionale (GRTN).

d) L'esperienza finora acquisita sugli impianti fotovoltaici, fa ritenere ottimale questo tipo di elettro-generazione per una dotazione elettrica nei rifugi ed altre utenze isolate, a condizione che il suo impiego sia però limitato alle necessità energetiche essenziali quali: illuminazione, frigoriferi e freezer, pompe e piccoli elettrodomestici, per potenze massime di alcuni chilowatt.

Per le utilizzazioni saltuarie richiedenti potenze superiori (*lavastoviglie, lavabiancheria, forni, ecc.*) conviene l'impiego temporaneo di un elettrogeno a scoppio, meglio se alimentato con oli vegetali.

L'impatto ambientale inerente all'installazione di un generatore fotovoltaico dipende dalla sua dimensione e da come vengono scelti e ubicati i relativi moduli f.v.. Questi, infatti, oggi sono disponibili in forme e dimensioni che possono sostituire le coperture dei tetti, o trovare una adeguata sistemazione sulle pareti esterne degli edifici; nel qual caso non comportano significative alterazioni ambientali, né rilevanti costi di installazione.

Diverso è il caso di installazioni sul terreno, in quanto un impianto fotovoltaico può comportare un'occupazione di estese superfici in ragione di $\sim 20 \text{ m}^2$ per kW di potenza installata. Oltre all'occupazione di suolo e all'impatto visivo, le opere di ancoraggio al terreno dei supporti per i moduli f.v. e quelle per il passaggio dei cavi di connessione, possono alterare considerevolmente l'ambiente in cui è posto l'impianto.

Un altro aspetto non trascurabile, dal punto di vista ambientale, è il rapporto costo benefici di questi impianti. Infatti, considerata ventennale la vita utile stimata per i moduli f.v., se si tiene conto anche degli elevati costi di produzione e di quelli finora non calcolati per il loro smaltimento finale (in quanto rifiuti speciali contenenti piccole quantità di sostanze potenzialmente tossiche come il fosforo e il boro) molto probabilmente i benefici energetici ed economici prodotti non compensano l'energia e il costo globale di fabbricazione, installazione e smaltimento.

Pertanto, se non intervengono nuove e meno costose tecnologie produttive, la generazione fotovoltaica può essere economicamente giustificata soltanto per fornire energia elettrica, di limitata potenza, ad insediamenti isolati o ad apparecchiature dislocate in zone non servite dalla rete elettrica.

Le grandi installazioni finora effettuate in ambito urbano o industriale, hanno avuto finalità sperimentali e di sostegno ad un settore produttivo penalizzato da alti livelli di costo.

4.2.3 -Generatori eolici

La possibilità d'impiego di un generatore eolico, o aerogeneratore, è strettamente legata alle caratteristiche anemologiche e fisiche del sito interessato. Dette caratteristiche dovrebbero garantire venti sufficientemente regolari con velocità mediamente superiori a $\sim 10 \text{ m/s}$ (30 - 40 km/h) e una disponibilità di spazio (libero da ostacoli che possano creare turbolenze) che consenta l'installazione del rotore/generatore con buona esposizione al vento.

Gli aerogeneratori finora sperimentati possono avere caratteristiche diverse; li accomuna comunque un rotore azionato dal vento mediante pale elicoidali di forma e numero differenti.

Per piccole installazioni isolate, esistono diversi modelli, tra i quali anche alcuni ad asse di rotazione verticale (**fig. 8**) previsti per potenze fino a ~10 kW.



Fig.8 - Aerogeneratore ad asse verticale



Fig. 9 - Aerogeneratore ad asse orizzontale

Per le installazioni di tipo industriale, gli aerogeneratori attualmente utilizzati e più competitivi hanno il rotore ad asse orizzontale (**fig. 9**) hanno taglie di potenza da 0,6 a 2 MW e sono montati su torri metalliche che possono superare i 50 m di altezza. Il gruppo rotore-generatore è installato in cima alla torre mediante una navicella montata su una ralla a sfera che consente la sua rotazione, per mantenere il rotore sempre allineato alla direzione del vento. Detto gruppo è composto: dal complesso delle pale (il cui numero può variare da uno a tre secondo la tecnologia costruttiva) dal mozzo e relativo albero di trasmissione della forza meccanica, dal generatore elettrico e dal sistema di controllo automatico.

La progettazione degli aerogeneratori è prevista per un funzionamento automatizzato e sicuro. Per la produzione di energia sono necessarie velocità del vento comprese fra 3 e 25 m/s. Poiché velocità inferiori o superiori a questi limiti possono essere rispettivamente improduttive o pericolose per la sicurezza dell'impianto, al verificarsi di tali condizioni l'aerogeneratore viene fermato e messo in condizioni sicure.

Normalmente, per raggiungere la piena potenza produttiva del generatore occorrono velocità del vento intorno ai 12 - 14 m/s. Velocità inferiori comportano una proporzionale riduzione produttiva; per velocità superiori sono attuate regolazioni di vario tipo al fine di mantenere la potenza nominale.

Le modalità di regolazione, controllo e trasmissione della potenza meccanica sull'asse del generatore, sono gestite da un sistema di controllo automatico e possono variare secondo gli indirizzi progettuali dei vari costruttori. Quelle più usate realizzano o una condizione di stallo o una variazione del passo delle pale sul loro asse. Si consideri, ad esempio, che queste regolazioni devono tener conto e compensare le diverse forze del vento che possono verificarsi alle varie altezze raggiunte dalle pale durante la rotazione!

La trasmissione della rotazione al generatore può avvenire a velocità fissa o variabile, mediante accoppiamenti fissi o intercalati da moltiplicatori di velocità in relazione al tipo di generatore.

L'energia elettrica di questi aerogeneratori, generalmente prodotta in bassa o media tensione, subisce processi di conversione e trasformazione in loco, per assicurare valori dei parametri elettrici compatibili per la connessione alla rete di trasmissione, sulla quale si vuole immettere l'energia prodotta.

L'impatto ambientale degli aerogeneratori può essere distinto in *visivo*, *acustico*, *elettromagnetico ed idrogeologico*; esso è strettamente legato alla loro potenza e relativa dimensione, alla distanza dalla rete elettrica e dalle strade carrozzabili, e può essere soggettivamente variabile in relazione al luogo di ubicazione.

L'Impatto visivo degli aerogeneratori, specialmente se di grande potenza, può essere notevole poiché, normalmente, sono installati su alture e relative zone di cresta dove l'azione del vento è più intensa e incontrastata. Anche quando sono posti in zone isolate, le loro torri e rotori (eliche) che possono raggiungere rispettivamente 50 - 60 m d'altezza e 70 m di diametro, possono turbare il paesaggio ed essere visibili a grande distanza. Specialmente in zone di interesse panoramico, archeologico, storico, ecc., la presenza di queste macchine può produrre un'alterazione del paesaggio poco mitigabile da eventuali interventi al contorno. Gli enti pubblici di controllo dovrebbero, però, essere attenti a questi problemi quando rilasciano le necessarie concessioni.

L'impatto acustico di un aerogeneratore può incrementare il rumore di fondo del luogo di installazione fino a 10 dB. La sua rumorosità dipende dalle caratteristiche costruttive; in alcuni casi i costruttori assicurano incrementi del rumore di fondo contenuti in alcuni dB. Quindi, l'impatto acustico dipende anche dalle scelte tecniche del costruttore.

L'inquinamento elettromagnetico dei generatori eolici può essere mitigato dalle schermature metalliche delle loro strutture e mantenuto entro limiti accettabili al suolo mediante interrimento dei conduttori e opportuna disposizione degli stessi. Inoltre, la loro ubicazione in zone solitamente lontane da insediamenti umani non dovrebbe dar luogo a problemi rilevanti.

L'impatto idrogeologico può essere costituito dall'apertura delle strade di accesso, dagli scavi delle fondazioni per le torri e da quelli delle trincee, per la posa dei cavi di connessione alla rete elettrica.

Questi impatti, possono in realtà essere limitati delle condizioni necessarie per la convenienza di questi impianti (di tipo industriale) ossia la breve distanza da strade carrozzabili e dalla rete elettrica di trasmissione.

Un tipo di installazione che può essere adottata con impatto ambientale da valutare caso per caso, è quella denominata **“offshore”**, ossia al largo delle coste marine (**Fig. 10**).



Fig. 10 - *Installazione eolica “offshore”*

Nella valutazione di convenienza di queste ubicazioni, ammesso che una ipotetica zona marina sia considerata anemologicamente idonea, entrano in gioco fattori contrastanti e spesso inconciliabili del tipo:

- per risultare accettabile dal punto di vista ambientale una installazione “offshore” dovrebbe essere fatta a notevole distanza dalla costa;
- l’installazione di aerogeneratori in zone marine diventa tecnicamente fattibile ed economicamente accettabile a condizione di avere bassi fondali, che consentano la posa delle opere di ancoraggio (< 10 m) e brevi distanze dalla costa, al fine di rendere accettabili costi e problemi di connessione alla rete elettrica.

Considerando che, in genere, i bassi fondali sono a breve distanza dalle coste marine e che le coste italiane hanno un elevato valore turistico, un’ipotetica installazione eolica in prossimità di queste non riscuoterebbe grandi consensi.

Impiego dei generatori eolici per piccole utenze isolate (rifugi - alpeggi)

Per una valutazione di merito sull’opportunità di installare un impianto eolico per piccole utenze, specialmente in zone montane, si rendono utili alcune considerazioni.

a) A differenza del sistema fotovoltaico, che ha un’indisponibilità della fonte generatrice soltanto nelle ore notturne, mantenendo una limitata produttività diurna anche con leggera copertura nuvolosa, quello eolico può avere detta indisponibilità per più giorni, soprattutto nei periodi di bonaccia meteorologica. Pertanto, oltre al sistema di accumulo già considerato nel caso fotovoltaico, si rende necessario in questo caso un sistema di generazione complementare che possa sopperire in altro modo alle lunghe indisponibilità di cui sopra (fotovoltaico o gruppo elettrogeno diesel).

b) Le correnti d’aria che investono un rilievo montano, subiscono nelle zone sottovento delle turbolenze di tipo ondulatorio e deviazioni che rompono l’omogeneità del flusso eolico. Inoltre, le brezze ascendenti o discendenti dovute al riscaldamento diurno e raffreddamento notturno dei versanti sottoposti alla radiazione solare e le vie obbligate dei canali vallivi e loro confluenze, possono contribuire a rendere discontinui o variabili i venti delle zone vallive, dove spesso prevalgono leggere brezze locali o isolate raffiche nel corso di perturbazioni atmosferiche.

c) Per raggiungere la loro potenza nominale, questi generatori necessitano di vento costante con velocità di almeno 12-14 m/s (~40-50 km/h) ma, i dati anemometrici di **fig.11**, rilevati a 1800 m sul Monte Cimone (Appennino tosco-emiliano) considerato un sito ventoso, dicono che le medie mensili da giugno a

novembre sono largamente inferiori a detto valore e risultano nell'intorno del valore minimo necessario per una elettro-produzione eolica.

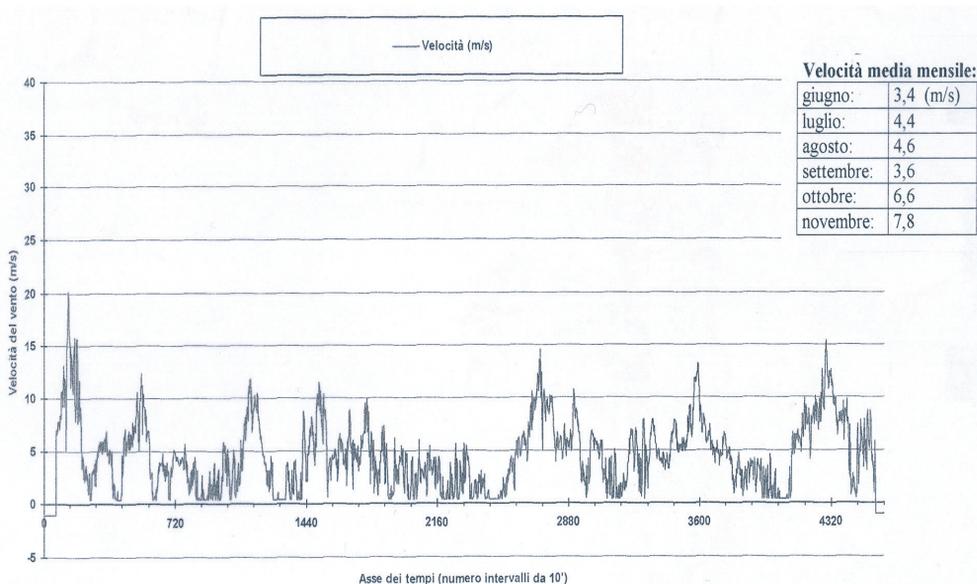


Fig. 11 - Grafico anemometrico del periodo 3/7 - 4/8/2002 - Staz. M. Cimone

d) I dati di velocità media di fig 12, dicono anche che nel periodo di apertura dei rifugi, o di monticazione degli alpeggi, è prevalente la calma di vento. Pertanto, le condizioni ottimali per l'installazione di un aerogeneratore saranno difficilmente riscontrabili in zone montane diverse da creste, valichi o canali orografici preferenziali ai venti dominanti.

e) La presenza di organi in movimento richiede una certa manutenzione minimale e può costituire un soggettivo disturbo ambientale.

Pertanto, le valutazioni per una eventuale scelta di un aerogeneratore come fonte autonoma di elettricità, devono essere molto accurate e selettive, adeguate ad ogni specifico caso e dovrebbero comunque considerare una generazione complementare, come potrebbe essere quella di tipo fotovoltaico.

4.2.4 -Altri impianti a fonti rinnovabili

Impianti geotermoelettrici

Gli impianti geotermoelettrici italiani sono prevalentemente ubicati nella zona toscana di Larderello.

Potendo utilizzare vapore geotermico per l'azionamento dei gruppi turbina-generatore, questi impianti potrebbero apparire "puliti" dal punto di vista ambientale. Ma, chiunque sia passato da quei luoghi si sarà meravigliato e chiesto il perché di quella serie di tubi metallici, che come ragnatela convergono sulla centrale elettrica. Sono i collettori del vapore che, dalle varie bocche o pozzi di emissione sparse sull'ondulato territorio, convogliano ai gruppi turbina-generatore questa fonte di energia.

Perciò, anche questi impianti segnano il territorio, in modo artificiale.

Impianti solari termici

Questi impianti, mediante grandi specchi parabolici, concentrano e fanno convergere la luce solare su un punto focale costituito dal generatore di vapore. La pressione del vapore, e quindi il suo potenziale energetico verso la turbina a cui è destinato, dipenderà dalla temperatura che potrà raggiungere nello scambiatore di calore solare.

L'impatto ambientale di questi impianti è sostanzialmente costituito dalle grandi superfici occupate dagli specchi collettori che, per un rendimento ottimale, devono anche avere lo spazio di manovra per l'inseguimento automatico della posizione solare.

In Italia, la realizzazione di questi impianti è tutt'ora a livello sperimentale.

Impianti marini

Impianti di questo tipo sono in fase di studio e potrebbero sfruttare, con varie modalità, l'energia motrice ottenibile dalle masse d'acqua spostate dalle maree, o dalle grandi onde e correnti oceaniche. La limitatezza di questi fenomeni nel bacino Mediterraneo, rendono poco proficuo il loro impiego in quest'area.

Tuttavia, dove e quando convenientemente realizzabili, considerati i volumi d'acqua disponibili, questi impianti potrebbero produrre notevoli quantità di energia con impatto ambientale limitato, soprattutto per le realizzazioni "offshore."

Impianti a biogas

Gli impianti a biogas, sono normalmente piccoli impianti, realizzati presso aziende agricole e zootecniche, la cui produzione di deiezioni organiche e scarti vegetali sia sufficiente a produrre, mediante appositi fermentatori, una quantità

di gas combustibile (metano) sufficiente ad azionare motori a scoppio accoppiati a elettro-generatori.

Impianti di taglia maggiore, di tipo termoelettrico, possono essere realizzati nelle vicinanze di grosse discariche di rifiuti, predisposte per il prelievo dei gas combustibili prodotti dalla decomposizione di sostanze organiche.

Impianti a biomassa

Tra le varie fonti energetiche rinnovabili, le biomasse legnose, ossia i prodotti forestali e gli scarti delle coltivazioni e lavorazioni del legno, sono stati presi in considerazione anche in Italia, con relativi progetti e prime realizzazioni. (3)

La biomassa legnosa, ha una produzione gratuita, ma può richiedere costi variabili per la raccolta, il trasporto e la lavorazione inerenti il suo utilizzo come combustibile. Pertanto, un conveniente uso delle biomasse può avvenire nelle vicinanze delle zone di produzione.

Un aspetto fondamentale dello sfruttamento energetico della biomassa legnosa è costituito dall'impatto ambientale pressoché nullo nel ciclo di produzione energetica. La biomassa legnosa, infatti, assorbe anidride carbonica dall'atmosfera durante la crescita e la restituisce all'ambiente nel corso della combustione, con un bilancio pressoché nullo ai fini della produzione di gas a effetto serra, tenuto conto delle moderne tecnologie di combustione e depurazione dei fumi.

Considerata la grande produzione di biomassa legnosa nelle foreste montane, attualmente in fase di espansione, lo sfruttamento energetico di questa risorsa può anche dare nuovi impulsi all'economia di montagna.

(3) *Vedasi pag. 43 in Appendice*

Impianti con generatori diesel

Questi generatori, sono molto usati per utenze isolate; ma, anche quando considerati IAFR, possono produrre inquinamento acustico e atmosferico.

5. COSTI DEGLI IAFR

5.1 COMPARAZIONE INDICATIVA DEI COSTI

La valutazione dei costi degli impianti a fonti rinnovabili deve essere distinta almeno in due diverse fasce di potenza. Nella prima, dedicata ai **piccoli impianti autonomi** per insediamenti isolati, sono valutati impianti idroelettrici, eolici e fotovoltaici, con potenza massima di alcune decine di chilowatt, che non richiedono impegnative strutture e che sono allestibili nelle pertinenze degli stessi edifici utilizzatori. La seconda fascia comprende impianti di tipo industriale, dedicati ad una produzione finalizzata alla vendita o all'interscambio di energia con la rete di trasmissione nazionale.

La **tabella 4** riporta i costi indicativi di impianto per le due fasce di potenza suddette, per multipli di potenza installata.

Tabella 4 - Costi indicativi degli IAFR

FONTE	Piccoli impianti (P = < 60 kW) Costi: k€/kW	Impianti industriali (P > 60 kW) Costi: M€/MW
Idroelettrico	1,5 - 2	2- 2,5
Eolico	3 - 4	1 - 1,2
Fotovoltaico	8 - 12	7,5
Geotermico		2,5
Termoelettrico		0,5

Si ritiene utile far rilevare che:

- le micro-idroelettriche sono in genere meno costose di quelle industriali, per la minor necessità di opere e strutture ausiliarie (bacini, derivazioni, serbatoi grandi condotte);
- i piccoli impianti eolici, previsti per installazioni isolate, hanno costi proporzionalmente più elevati di quelli industriali, perché sono necessariamente e normalmente dotati di dispositivi supplementari per regolare la carica di batterie di accumulatori (queste ultime non comprese nei costi) per la conversione c. c. - c. a. (inverter) e per collegamenti in tampone con altri generatori (fotovoltaici o diesel);
- la variabilità e il maggior costo unitario dei piccoli fotovoltaici tiene conto della necessità di un sistema di accumulo, di una progettazione e installazione dedicata alle particolari ubicazioni su edifici vari e della variabilità prezzi/quantità esistente per le piccole forniture di moduli f.v., rispetto alle grosse forniture industriali.

6. SITUAZIONE ATTUALE E PROSPETTIVE DI SVILUPPO DEGLI IAFR

6.1 SITUAZIONE ATTUALE

Recenti dati pubblicati dal GRTN (*Rivista AEIT aprile '04*) riportati nelle **tabelle 5 e 6**, offrono un quadro quantitativo dei vari tipi di impianto qualificati IAFR entrati in esercizio e progettati nel periodo 2001 - 2003, con le relative categorie di intervento e con distinzione della producibilità dichiarata, già in esercizio o attesa secondo progetto.

Tabella 5 - Dati di sintesi della qualifica IAFR al 31/12/2003

Tipo di impianto	n° impianti in esercizio	n° impianti in progetto	Producibilità in esercizio (GWh)*	Producibilità in progetto (GWh)	Producibilità totale (GWh)
Idroelettrico	222	92	1.107	1.195	2302
Geotermoelettrico	5	1	552,6	144,4	697
Eolico	27	119	343,8	8522,9	8.866,7
Termoelettrico: Biomasse/RSU	77	29	1379,7	947,9	2327,6
Fotovoltaico	4	1	1,2	0,1	1,3
Totali	335	242	3.384,3	10.810,5	14.194,8

(*) Valori dichiarati dal produttore al momento della richiesta della qualifica

Tabella 6 - Categorie delle qualifiche IAFR al 31/12/2003

Categoria d'intervento	n° impianti in esercizio	n° impianti in progetto	n° impianti totali
A - potenziamento/ripotenziamento	52	5	57
B - Rifacimento totale	4	3	7
BP - Rifacimento parziale	29	34	63
C - Riattivazione	31	6	37
D - Nuova costruzione	217	194	411
E - Co-combustione	2	0	2
Totali	335	242	577

Le producibilità di energia (in Gigawattora: 1GWh = 10^9 W) riportate nella **tabella 5** sono quelle dichiarate nei progetti presentati e devono intendersi come produzioni massime previste per gli impianti qualificati. Infatti, le produzioni reali degli impianti entrati in esercizio, che hanno richiesto i certificati verdi per l'anno 2002, sono risultate ridotte di circa il 50% rispetto alle producibilità dichiarate in fase di qualifica.

Per una valutazione dell'incidenza degli incrementi produttivi ottenuti dagli IAFR nel periodo 2001 - 2003 e di quelli attesi da impianti in progetto al 31/12/'03, nella seguente **tabella 7** sono riportati i dati utili, messi a confronto con le produzioni globali negli anni precedenti espresse in Terawattora (1 TWh = 10^{12} Wh).

Tabella7 - Sistema di produzione italiano e incrementi da IAFR nel periodo 2001 - 2003

Tipo di produzione	Energia lorda globale 2000 TWh	Energia lorda globale 2001 TWh	Incrementi IAFR 2001 - '03 TWh	Incrementi IAFR in progetto TWh
Termoelettrica	220,4 (80%)	219,2 (78%)	1,38 (~0,5%)	0,95 (~0,3%)
Idroelettrica	50,9 (18%)	55,1 (20%)	1,1 (~0,4%)	1,195 (~0,4%)
Geotermoelettrica	4,7 (1,8%)	4,5 (1,7%)	0,55 (~0,2%)	0,14 (0,05%)
Eolica	0,6 (0,2%)	0,8 (0,3)	0,34 (~0,1%)	8,52 (~3%)

(le percentuali degli incrementi IAFR sono calcolate sulla produzione lorda totale 2001, intesa come comprensiva dei consumi inerenti alla stessa produzione e ai pompaggi idroelettrici)

Il sistema di incentivazione attivato dai citati provvedimenti legislativi e dai relativi certificati verdi, ha dato un primo impulso alla produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili, quantificabile in ~1,2% di incremento a fine 2003 (sulla produzione 2001) con prospettiva di raggiungere il 5% quando saranno ultimati i progetti approvati.

In particolare, l'incremento di produzione idroelettrica è stato ottenuto da 108 nuovi impianti di piccola taglia (≤ 3 MW) e dal rimodernamento di vecchie centrali.

6.2 PROSPETTIVE DI SVILUPPO

Dal 2003 è iniziata un'importante attività di qualifica IAFR degli impianti **termoelettrici alimentati da rifiuti solidi urbani** o da combustibili derivati da questi, che si presume possano apportare in futuro contributi energetici sempre più importanti.

Una concreta prospettiva di sviluppo esiste anche per gli **impianti a biomassa**, ma occorre migliorare l'organizzazione della raccolta, trattamento e conferimento alla centrale del materiale combustibile.

Per quanto concerne il **settore eolico**, nei prossimi anni potrebbe verificarsi l'installazione di un cospicuo numero di impianti, poiché le potenzialità indicate

dalla mappa della producibilità eolica italiana, rappresentata in **fig. 12**, sono abbastanza consistenti, soprattutto nelle regioni meridionali. (4)

Questo potenziale sviluppo è previsto che possa raggiungere i 2500 MW di potenza installata nel 2010, contro gli attuali 700~.

Tuttavia, qualora fosse attuato, questo sviluppo apporterebbe incrementi della produzione elettrica dell'ordine di alcune unità percentuali del fabbisogno nazionale. Inoltre, non è escluso che tale sviluppo possa incontrare delle difficoltà nell'ottenimento delle autorizzazioni necessarie, motivate dall'impatto ambientale di questi impianti in regioni che hanno anche ambizioni turistiche.

D'altra parte, la Direttiva Europea ha assegnato all'Italia l'obiettivo di raggiungere il 25% della produzione elettrica mediante fonti rinnovabili, ed il settore eolico è quello più promettente.

Il **settore idroelettrico** potrebbe ancora avere modesti incrementi produttivi, in confronto all'esistente, poiché le possibilità di sfruttamento residue riguardano piccoli o piccolissimi impianti di cui sono ancora in corso richieste di autorizzazione. Ma queste potrebbero essere negate, perché il danno ambientale arrecabile sarebbe forse maggiore del beneficio producibile.

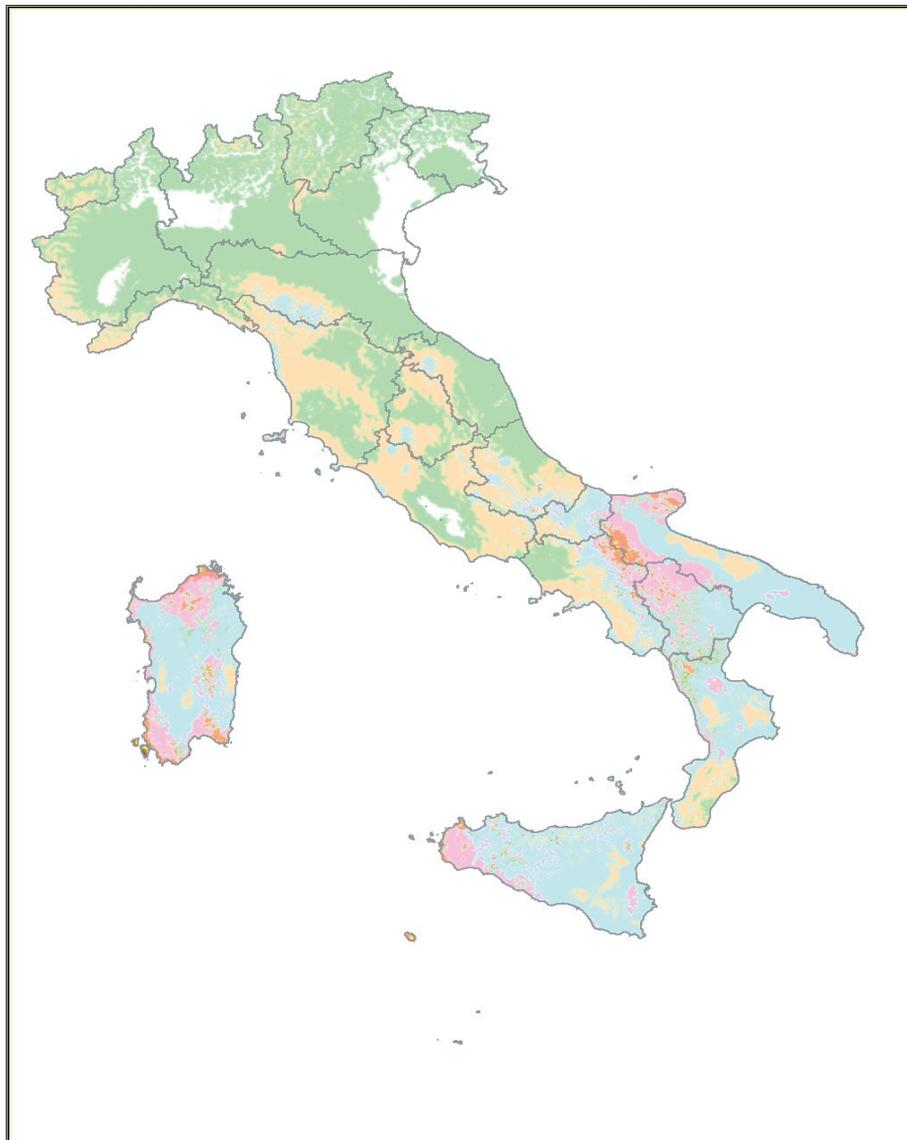
Le prospettive di sviluppo del **fotovoltaico** sono legate ad eventuali innovazioni tecnologiche che ne riducano i costi, attualmente fuori mercato, fatte salve le realizzazioni per utenze isolate, che comunque sono di trascurabile entità nella produzione elettrica nazionale.

Per il **geotermoelettrico** le possibilità di sviluppo, sono limitate a migliorie e rinnovi dell'esistente, in quanto le fonti di energia sono circoscritte alle poche zone geotermicamente attive sul territorio nazionale.

Per le **fonti marine** e **solari termiche**, oltre a quanto già detto al punto 4.2.4., le prospettive di sviluppo sono legate ai costi di mercato delle fonti di energia. Quindi, i progetti e le sperimentazioni in corso potranno avere un'applicazione su scala più estesa quando saranno economicamente competitivi.

(4) : *La mappa esprime con varie colorazioni le diverse producibilità zionali, a 50 m livello del terreno, espresse dal rapporto tra energia annualmente producibile (MWh) e potenza nominale installata (MW) equivalente alle ore/anno di funzionamento di un aerogeneratore, a P nominale.*

Mappa complessiva della produttività specifica a 50 m s.l.t.



Mappa elaborata da CESI in collaborazione con il Dipartimento di Fisica dell'Università di Genova nell'ambito della Ricerca di Sistema. Per una corretta interpretazione si veda il testo dell'Atlante di cui questa mappa fa parte.



Fig. 12 - *Mappa della produttività eolica in Italia*

7. PRODUZIONE ELETTRICA E AMBIENTE

7.1 COSTI AMBIENTALI

Il settore della produzione elettrica è responsabile di circa un terzo delle emissioni di gas ad effetto serra, principalmente anidride carbonica (CO²), che recenti studi indicano come una delle fonti di possibili mutamenti climatici ad effetto catastrofico e dati sul riscaldamento atmosferico sembrano confermare.

La terza Conferenza delle Parti (COP3) tenutasi a Kyoto, ha stabilito come obiettivo per i paesi firmatari una riduzione media dei gas serra del 5,3% , rispetto ai valori del 1990, da attuare entro il 2012. Per l'Italia il Protocollo di Kyoto implica una riduzione delle emissioni di anidride carbonica di almeno il 6,5%.

La tendenza reale è ben diversa, poiché dal 1990 al 2004 l'Italia ha aumentato del 9% le proprie emissioni e grandi paesi in via dei sviluppo, come Cina e India corrono verso il raddoppio delle loro.

Nella prospettiva di valutare le possibilità e opportunità di rispettare gli obiettivi di cui sopra per le emissioni del settore elettrico, la rivista dell'Associazione Elettrotecnica ed Elettronica Italiana ha pubblicato nel numero di maggio 2002 uno studio, effettuato in collaborazione tra il CESI (Centro Elettrotecnico Sperimentale Italiano) il Politecnico di Milano, l'Università di Parma e l'ARPA Lombardia, che analizza i costi industriali e ambientali della produzione elettrica ai fini di una transizione produttiva che porti al rispetto del protocollo di Kyoto nel 2010. Tale studio arriva alla conclusione che il rispetto degli impegni di Kyoto può risultare conveniente per l'Italia anche economicamente, in quanto si ridurrebbero i costi ambientali di circa 2 miliardi di Euro all'anno; a tal fine espone valutazioni dei costi industriali e ambientali del chilowattora prodotto, riportati nella **tabella 8**.

I costi industriali sono valutati in base agli investimenti impiantistici, alle ore di utilizzo, al rendimento, alla vita utile, ai costi di esercizio dei vari tipi di impianto e ai tassi di attualizzazione. Per impianti con tecnologie e sviluppo in fase evolutiva, detti costi sono stati proiettati al 2010, tenendo conto delle probabili economie di scala.

I costi ambientali sono stati valutati tenendo conto delle ripercussioni socio-economiche (ambientali, sanitarie, sociali) a livello locale, ossia nella zona di installazione dell'impianto, tralasciando i costi ambientali globali, ossia a livello planetario, per evidenti difficoltà valutative.

In questo studio, il settore di danno più indagato è quello della salute umana, seguito da quelli inerenti ai danni agricoli e ai manufatti, mentre sono dichiaratamente quasi trascurati i danni all'ambiente naturale, forse perché

questi possono avere una componente più soggettiva, perciò diversamente valutabile. Quindi, gli autori dello studio ammettono che detti costi ambientali sono sicuramente sottostimati, ma che le valutazioni effettuate sono attendibili, essendo il risultato di studi condotti in quindici paesi europei nell'arco di un decennio.

Tabella 8 - *Produzioni ammissibili, costi ed emissioni specifiche di CO² per 20 diverse tecnologie di produzione di energia elettrica in Italia.*

Tecnologie produttive	Produzione annua (TWh) min. - max	Costi ambientali (Valori attesi) (10 ⁻³ €/kWh) min. - max.	Costi industriali (Valori attesi) (10 ⁻³ €/kWh) min. - max.	Emissioni di CO ² (g/kWh)
Grande idroelettrico (> 10 MW) esistente	36,3 - 36,3	3,1 - 9,3	13,9	0
Piccolo idroelettrico esistente	9,4 - 9,4	2,1 - 3,1	18,1	0
Piccolo idroelettrico nuovo	0 - 8,7	2,1 - 3,1	43,9 - 103	0
Geotermico	4 - 5,5	0,5 - 6,7	62 - 108	440
Rifiuti solidi	4 - 6,7	2,6 - 18,1	62 - 160	510
Eolico	1,5 - 5	0,5 - 2,1	54,2 - 108	0
Biomasse	3 - 15	0,5 - 19,6	77,5 - 136,9	0
Biogas	0,43 - 1	0	43,9 - 67,1	0
Fotovoltaico	0,0054 - 0,2	1 - 2,1	261 - 568	0
Olio combustibile (ciclo Rankine)	0 - 62,2	11,9 - 71,3	29,4	700
Cogenerazione da derivati petroliferi	3,5 - 3,5	3,1 - 9,3	29,4	530
Gas naturale - Repowering	91 - 130	0,5 - 13,9	24,3 - 41,3	360
Gas naturale - ciclo combinato nuove installazioni	0 - 42	0,5 - 13,4	25,8 - 47	350
Gas naturale con cogenerazione grandi impianti	25,6 - 32	0,5 - 8,8	35,1	312
Gas nat. con cogeneraz. impianti medi	15,5 - 28	0,5 - 8,8	38,7	313
Gas nat. con cogeneraz. impianti piccoli	2 - 10	0,5 - 8,8	46,5	325
Turbine a gas con altri gas - esistente	8 - 8,2	5,2 - 15,5	49,1	660
Tar con ITGCC	9,1 - 12	2,1 - 11,9	46,5	779
Carbone (ciclo Rankine)	0 - 25	2,6 - 51,6	22,7	930
Carbone (ciclo combinato + cogenerazione)	5 - 6,4	2,6 - 7,7	20,7	976
Carbone (ciclo combinato senza cogenerazione)	1,5 - 2	2,6 - 7,7	12,9	1040

Osservando i dati della tabella 8, si rileva che tra gli impianti IAFR, soltanto il geotermico e quello a rifiuti solidi (RSU) sono considerati emettitori di CO², in quanto biomasse e biogas riciclano naturalmente le emissioni prodotte. Si rileva anche che gli IAFR a minor costo ambientale risultano essere quelli a biogas, geotermici, eolici e fotovoltaici.

Altri dati in tabella 8, come quelli sui costi industriali, possono fornire utili indicazioni per una miglior comprensione della complessa problematica energetica attuale.

7.2 NOTE CONCLUSIVE

Le ripercussioni degli IAFR sull'ambiente naturale possono incidere soprattutto in modo visivo, acustico e idrogeologico, in misura diversa secondo le caratteristiche e dimensioni degli stessi e le sensibilità del sito di installazione.

La contropartita ambientale degli IAFR che non usano combustibili, è la loro produzione di energia elettrica esente da emissione di gas ad effetto serra, fatta eccezione per le emissioni geotermiche. Tra questi, meritano attenzione gli idroelettrici e gli eolici, perché questi impianti, già in progetto o prevedibili, potrebbero incrementare di qualche punto percentuale l'attuale produzione nazionale, alleggerendo un poco quella da impianti termoelettrici alimentati da combustibili fossili, le cui problematiche sono ben note.

Visti i limiti delle quantità di energia producibili da IAFR e mantenendosi prevedibilmente anche a medio- lungo termine la predominanza produttiva di impianti termoelettrici, rimane difficile prevedere uno scenario energetico che possa abbattere decisamente la produzione di gas serra e che possa attenuare la ricerca affannosa di fonti rinnovabili, senza provvedimenti che limitino i consumi.

Pertanto, viste anche le incertezze sulla possibilità di accedere in futuro a fonti di energia illimitate, come potrebbe essere quella da fusione nucleare dell'idrogeno, la direzione verso cui orientare la soluzione dei problemi energetici è quella del contenimento dei consumi entro limiti che soddisfino i bisogni essenziali.

Però, le attuali tendenze liberalizzatrici, rendono il servizio energetico una merce da comprare, vendere e anche “confezionare”, secondo la convenienza del mercato e i contratti commerciali.

Ma, l'ambiente e la sua capacità di assorbire i prodotti di scarico del nostro uso di energia, non segue le leggi del libero mercato e nessuno padroneggia questa capacità, perché l'ambiente è un bene comune sul quale tutti possono vantare un “diritto di proprietà”.

Ora, come ha detto Kieran J. O'Brien, del World Energy Council, al Forum internazionale dell'energia nel 2003, *il problema delle proprietà comuni è che ognuno ha un incentivo forte a sfruttarle, ma piccolo a investirvi o a proteggerle.*

La cosiddetta tragedia delle proprietà comuni può essere evitata soltanto con un compromesso generale, per stabilire un controllo e un'amministrazione di tale bene comune sotto un'istituzione centralizzata.

Questa centralizzazione delle decisioni, va completamente contro la filosofia della liberalizzazione.

Trovare un accordo a livello internazionale su simili compromessi coercitivi è di una difficoltà straordinaria.

Come per altri gravi problemi internazionali, quali la distruzione delle riserve di pesca oceanica o delle foreste tropicali, si assiste ad un vasto e impressionante disimpegno della comunità internazionale.

Forse, può dare qualche speranza la strada dell'incentivazione della ricerca di fonti alternative eco-compatibili e della compensazione dei costi delle misure di riduzione dei gas-serra, mediante titoli commerciabili del tipo "certificati verdi", per ora sostenuta soltanto dall'Unione Europea. Altrimenti, occorrerà attendere che qualche disastro di portata internazionale scuota gli interessi e le coscienze.

8. RISPARMI DI ENERGIA

8.1 PROVVEDIMENTI LEGISLATIVI

Fra le più recenti disposizioni legislative per il risparmio energetico, che pongono l'Italia all'avanguardia in questo campo, vi sono due Decreti Legge emanati in modo concertato dai Ministeri dell'Industria e dell'Ambiente il 24 aprile 2001.

Tali disposizioni fissano gli obiettivi da conseguire da parte dei distributori di elettricità e di gas nel periodo 2002 - 2006, in attuazione dei precedenti D.L. 79/99 (Decreto Bersani) e D.L. 164/00 (Decreto Letta) a cui si riferiscono, e definiscono un innovativo quadro normativo e di incentivi per la promozione dell'efficienza e del risparmio energetico, aprendo anche nuove possibilità di rapporto tra consumatori e fornitori di energia.

Le tabelle A e B allegate ai citati decreti, riportano un elenco degli interventi di risparmio energetico per i vari settori di consumo (residenziale, industriale, terziario e trasporti).

L'Autorità per l'energia elettrica e il gas, il 24 aprile 2002 ha emanato le Linee Guida per l'attuazione dei decreti di cui sopra, accompagnandole con regole

tecniche per la determinazione quantitativa (in termini di tonnellate equivalenti di petrolio/anno) del risparmio energetico risultante dagli interventi ammessi. Tale quantificazione dà adito al rilascio di **Certificati o Titoli di Efficienza Energetica**, i quali valgono:

- come certificazione, per ottenere il riconoscimento dei costi sostenuti dai soggetti obbligati al raggiungimento degli obiettivi;
- come titolo negoziabile in apposita sede di contrattazione, verso chi deve rispettare i suddetti obiettivi.

Con la Legge 120/02 l'Italia ha ratificato il protocollo dell'accordo internazionale di Kyoto, per la limitazione delle emissioni di gas serra. Nel dicembre 2003, durante la Conferenza COP9 di Milano, il Ministero dell'Ambiente ha presentato il piano italiano per la riduzione delle emissioni gassose.

Il Decreto Legge 20 luglio 2004 (G.U. n. 205 dell'1/9/04) provvede ad una nuova individuazione degli obiettivi quantitativi per l'incremento dell'efficienza energetica negli usi finali di energia, per il risparmio energetico e sviluppo delle fonti rinnovabili.

La Comunità Europea ha messo in atto importanti azioni programmatiche per la produzione ed il risparmio energetico (Direttive a cui i governi nazionali sono chiamati ad attenersi).

Oltre alla già citata Direttiva 2001/77/CE (fonti rinnovabili) sono state emanate:

- Direttiva 2002/91/CE sull'aumento dell'efficienza energetica degli edifici;
- Direttiva 2003/30/CE sull'uso dei biocarburanti nei trasporti;

È in fase di elaborazione una Direttiva CE che chiede agli stati membri di risparmiare l'1% annuo di energia dal 2006 al 2012.

A livello regionale, dal 2000 in poi sono stati adottati piani o programmi per affrontare i problemi energetici delle seguenti Regioni italiane: Basilicata, Emilia Romagna, Friuli-Venezia Giulia, Lazio, Liguria, Lombardia, Marche, Piemonte, Toscana, Sardegna e Alto Adige: progetto "Casa Clima".

8.2 MODALITÀ DI RISPARMIO ENERGETICO

Si elencano nel seguito i principali settori interessati al risparmio energetico e le possibili modalità in cui può essere ottenuto.

a) Riduzione della dispersione termica degli edifici

Nel settore residenziale e in quello dei servizi, il riscaldamento degli edifici assorbe circa il 70% dell'energia richiesta. Una notevole riduzione di questi consumi è ottenibile da una maggior attenzione nella progettazione,

ristrutturazione e manutenzione degli edifici, attuabile mediante coibentazioni e uso di materiali a bassa trasmittanza termica per le pareti esterne, sostituzione di vetri semplici con vetri doppi, programmazione e controllo automatico della temperatura interna dei vari locali, ecc. .

b) Contenimento e ottimizzazione dei consumi termici.

Ricuperi energetici dell'ordine del 20% di quella fornita dalla fonte primaria, possono essere ottenuti mediante adozione di tecnologie ad elevato rendimento quali: - caldaie a condensazione dei fumi; - cogenerazione di acqua calda per usi sanitari negli impianti termoelettrici (in questi ultimi il ricupero del calore di condensazione del vapore può essere utilizzato per il teleriscaldamento).

Una interessante prospettiva di sviluppo è costituita dalla cogenerazione di energia e teleriscaldamento mediante piccoli impianti a gas o a biomassa distribuiti ove ve ne sia l'opportunità di impiego.

Il consumo energetico per la produzione dell'acqua calda negli edifici residenziali, è calcolato intorno al 12% di quello totale del settore. L'uso integrato di energia solare negli edifici, per il riscaldamento di acqua ad uso sanitario, potrebbe apportare considerevoli risparmi di energia.

c) Riduzione dei consumi di carburanti per autotrazione.

Una riduzione valutabile intorno al 20% dei consumi di carburante può essere ottenuta mediante contenimento, in fase di progettazione, delle velocità massime dei veicoli e della potenza dei motori entro limiti ragionevoli e di buon senso.

d) Contenimento dei consumi nell'industria, nei trasporti e nei servizi.

Una non trascurabile riduzione dei consumi energetici può essere ottenuta in questi settori mediante:

- l'adozione di macchine e metodi di lavorazione più efficienti;
- ridimensionamento dei mezzi di trasporto pubblici, in relazione alle reali necessità ed alle esigenze di viabilità;
- graduale conversione del trasporto su gomma in trasporto ferroviario e navale.

e) Contenimento dei consumi elettrici per usi civili.

Poiché il settore dell'illuminazione assorbe oltre il 10% dell'energia elettrica prodotta in Italia, considerevoli risparmi possono essere ottenuti mediante progettazione professionale degli impianti di illuminazione, con tecnologie ad alto rendimento. Oggi il mercato dell'illuminazione offre diversi tipi di lampade, le cui caratteristiche di efficienza e consumo sono confrontabili in **tabella 9**.

Ulteriori risparmi si possono ottenere con la scelta di apparecchi elettrodomestici ad elevata efficienza energetica (classe A) oggi disponibili (5).

Tabella 9 - Caratteristiche di efficienza e consumi delle lampade di uso comune in abitazioni, uffici, negozi.

Tipo di lampada	Incandescenza (per 220V)	Incand.+alogeni (per 220V)	Incand.+alogeni (per 12V)	Incand.+alogeni (per 12V tipo IR)	Fluorescenti lineari	Fluorescenti compatte
Potenza nominale (W)	75	75	50	50	18	24
Consumo effettivo (W)	75	75	53	53	20 - 26 (*)	27
Efficienza luminosa (lumen/Watt)	12,8	14,7	17,9	22,6	50	44,4
Durata (ore)	1.000	2.000	4.000	4.000	18.000	12.000

(*) I consumi effettivi delle lampade fluorescenti lineari dipendono dal tipo di alimentatore; il minor consumo si ha con alimentatore di tipo elettronico, il maggiore con quello tradizionale (reattore).

(5) *Minori consumi degli elettrodomestici possono essere ottenuti con:*
 -miglioramento della coibentazione (per forni e frigoriferi)
 -minore impiego di acqua calda e programmazioni a ciclo breve (lavatrici-lavastoviglie).

9. RISERVE ENERGETICHE

Al Congresso mondiale dell'Energia del settembre 2004, sono stati presentati i risultati di una ricerca effettuata dal Comitato *Survey of Energy Resources* per l'accertamento delle risorse energetiche disponibili a livello mondiale.

I dati di dettaglio di tali risultati sono visionabili sul sito WEC internazionale: www.worldenergy.org. Si ritiene però opportuno esporre di seguito un sunto dei principali risultati.

9.1 RISORSE FOSSILI

Ai fini di detta ricerca, il mondo è stato diviso in sette parti geografiche: Nord America, Sud America, Europa con inclusa la Siberia, Africa, Medio Oriente, Asia e Oceania.

Nelle pagine seguenti sono riprodotti i grafici che rappresentano le riserve mondiali, la produzione e i consumi delle più cospicue fonti fossili di energia oggi disponibili e utilizzate.

La **fig. 13** riporta in miliardi di tonnellate (Gt) i dati relativi al **carbone** (lignite inclusa); la produzione e il consumo annuale sono riferiti al 2003 - 2004.

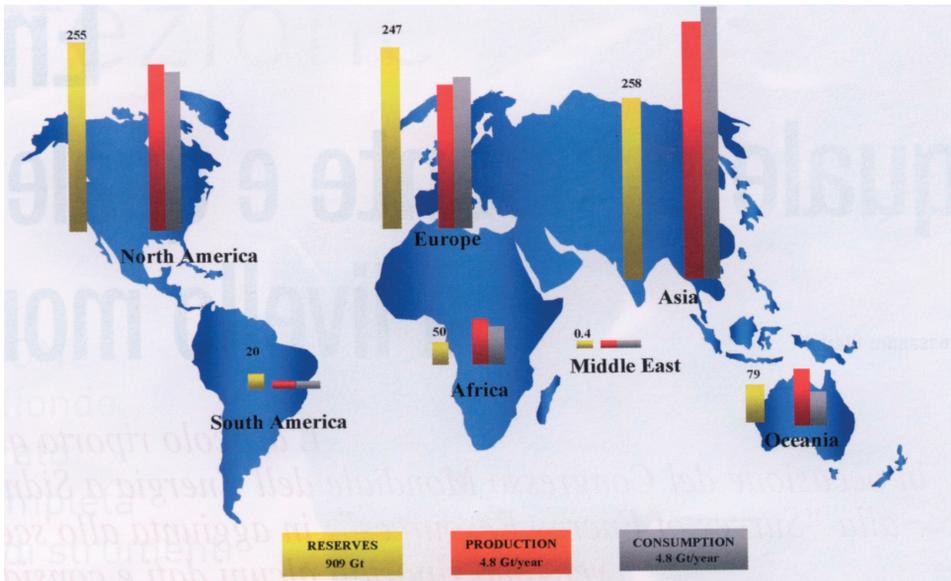


Fig. 13 - Riserve mondiali, produzione e consumi annuali di carbone.

A livello mondiale, si può notare che:

- il rapporto riserve/produzione attuale è di circa 200 anni;
- Nord America, Europa e Asia si dividono in misura quasi uguale 86% delle riserve mondiali di carbone;
- produzione e consumi sono pressoché bilanciati nelle varie aree, ad eccezione dell’Australia che esporta quasi la metà della sua produzione;
- la Cina produce e consuma il 60% del carbone asiatico con tassi di crescita in notevole aumento.

Le **fig. 14 e 15** rappresentano per il **petrolio** e il **gas naturale** il rapporto riserve/consumi attuale, le riserve, la produzione e i consumi, espressi in miliardi di tonnellate (Gt) per il petrolio e in migliaia di miliardi di m³ per il gas. Da queste si rileva che, ai consumi attuali, le disponibilità mondiali, ossia il rapporto riserve/consumi, sono di circa 40 anni per il petrolio e 60 anni per il gas, ma detto rapporto varia molto nelle diverse aree geografiche, con particolare riferimento al Medio Oriente e all’Africa, caratterizzati da bassi consumi e forti esportazioni. La situazione in Europa, si avvantaggia del fatto che la Siberia è considerata europea in quanto appartiene alla Russia.

A livello globale, la differente dislocazione dei giacimenti di petrolio e gas rispetto alle aree di consumo è in buona parte causa di problemi e tensioni che affliggono l’umanità.

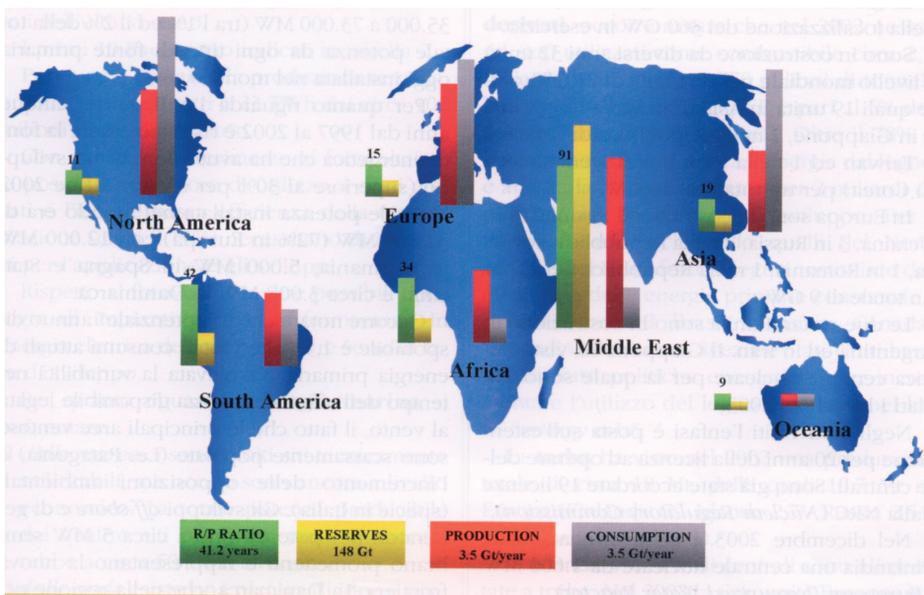


Fig. 14 - Riserve mondiali, produzione e consumi annuali di petrolio

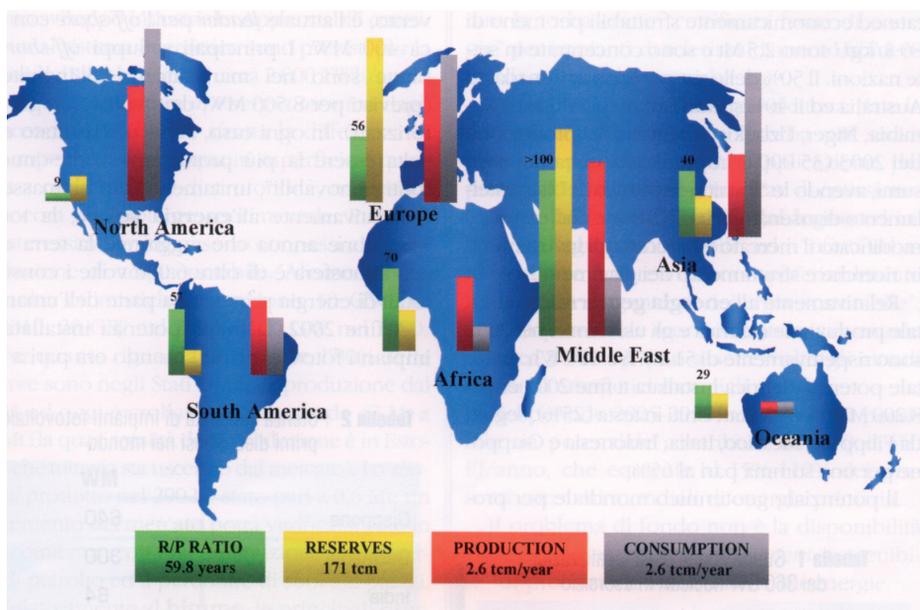


Fig. 15 - Riserve mondiali, produzione e consumi annuali di gas naturale.

9.2 ALTRE RISORSE

Le riserve di uranio accertate ed economicamente sfruttabili, sono 2,5 Mt e sono concentrate in sette nazioni. Il 50% delle riserve sono in Canada ed Australia ed il 40% suddiviso tra Kazakistan, Namibia, Niger, Uzbekistan, Russia. La produzione del 2003 (35 000 t) ha coperto circa la metà dei consumi, poiché l'altra metà è stata coperta dal ricupero di materiali provenienti dallo smantellamento di arsenali nucleari. Nell'ipotesi che rimanga stabile questo consumo annuale, dette riserve si esauriranno in circa 70 anni.

L'energia geotermica potenzialmente disponibile a livello mondiale, è stimata essere tra l'uno e il due per cento del totale delle fonti primarie attualmente utilizzate nel mondo. Lo sfruttamento del 55% di questa risorsa è per la produzione elettrica, mentre la rimanenza è per usi termici.

L'energia eolica potenzialmente disponibile nel mondo, è valutata essere 1,5 volte i consumi totali di energia primaria attuali. Occorre però rilevare, che le principali aree ventose del pianeta sono scarsamente o per nulla popolate e quindi lontane dalle zone di bisogno energetico; inoltre la potenza disponibile è in gran parte discontinua e non si addice a energia di base.

L'energia solare che raggiunge la terra e la sua atmosfera, è valutata maggiore di 6 000 volte i consumi totali di energia primaria da parte dell'umanità attuale. Gli usi mondiali di questa energia sono oggi prevalentemente di tipo termico, per un totale di 23 TWh, proveniente da circa 100 milioni di m² di collettori. Gli impianti fotovoltaici nel mondo totalizzano una potenza installata di 1.500 MW, distribuita in cinquanta Paesi, fra i quali primeggiano Giappone (640 MW) e Germania (300 MW).

Il legno fornisce il 5% dei consumi mondiali di energia; oltre il 70% di questi consumi avvengono in Asia e Africa. Le politiche energetiche dei paesi sviluppati e con forti risorse legnose, tendono ad incrementare l'uso del legno e derivati.

Le biomasse diverse dal legno, includenti agro combustibili e rifiuti urbani, sono potenzialmente la maggior fonte di "energia sostenibile", con un contributo potenziale valutato pari a sette volte gli attuali consumi energetici mondiali. Entro il 2025 è prevedibile un utilizzo di queste risorse equivalente al 15% degli attuali consumi mondiali di energia primaria; utilizzo che, proiettato al 2050, si presume possa raggiungere il 110% di detti consumi.

APPENDICE

Linee guida ministeriali per la definizione del deflusso minimo vitale (DMV) dei corsi d'acqua

Il D. Lgs. 152/99 prevede, all'art. 22, comma 4, l'emanazione da parte del Ministro competente di

"... linee guida per la predisposizione del bilancio idrico di bacino, comprensive dei criteri per il censimento delle utilizzazioni in atto e per la definizione del minimo deflusso vitale".

Secondo lo schema di decreto, concordato in sede tecnica della Conferenza permanente per i rapporti tra lo Stato, le Regioni e le Province Autonome lo scorso maggio 2004 (in corso di approvazione), il DMV viene definito come *"la portata istantanea da determinare in ogni tratto omogeneo del corso d'acqua, che deve garantire la salvaguardia delle caratteristiche fisiche del corpo idrico, chimico-fisiche delle acque nonché il mantenimento delle biocenosi tipiche delle condizioni naturali locali"*, dove si intende per:

- *"caratteristiche fisiche* del corso d'acqua, il mantenimento delle sue tendenze evolutive naturali, anche in presenza di variazioni artificialmente indotte (nel tirante idrico, portata e trasporto solido);
- *"caratteristiche chimico-fisiche"*, il mantenimento - nel tempo - dello stato di qualità delle acque, in linea con il perseguimento degli obiettivi di qualità previsti dal D. Lgs. 152 e della naturale capacità di autodepurazione del corso d'acqua;
- *"biocenosi tipiche delle condizioni naturali locali"*, il mantenimento - nel tempo - delle comunità caratteristiche di riferimento, prendendo in considerazione anche i diversi stadi vitali di ciascuna specie.

Confluiscono quindi nella determinazione del DMV aspetti di tipo naturalistico (caratteristiche idrologiche, idrogeologiche, geomorfologiche e di conservazione e recupero dell'ambiente fluviale) e di tipo antropico (modificazioni dell'alveo, la presenza di carichi inquinanti) caratteristici di ogni tronco di corso d'acqua di interesse.

In pratica, il DMV:

1. rappresenta una portata di magra di stretta attinenza al Piano di Tutela e rappresenta le condizioni di deflusso di magra tipiche di una situazione relativamente immune da impatto antropico (corso d'acqua *"di riferimento"*, secondo quanto indicato dal D.Lgs. 152/99);
2. costituisce un indicatore del conseguimento degli obiettivi di tutela ed uno strumento fondamentale per la disciplina delle concessioni di derivazione e di scarico delle acque.

Lo schema di decreto sottolinea inoltre:

- la possibilità - ai fini del raggiungimento degli obiettivi fissati dal Piano di Tutela - di assumere valori "innaturali" del DMV, cioè maggiori di zero, in corsi d'acqua a carattere intermittente nei periodi "naturali" di asciutta, per i quali cioè, in base ai soli elementi naturalistici, il DMV potrebbe assumere valori nulli;

- l'opportunità di individuare valori del DMV differenti per ciascun mese o stagione dell'anno, anziché un unico valore riferito al periodo di magra, in modo da non lasciare in alveo una portata residua costante che porterebbe all'appiattimento del regime naturale dei deflussi in base alla quale si è formato l'equilibrio, sia fisico che biologico, del corso d'acqua;
- la definizione prioritaria del DMV per tutti i tratti di corsi d'acqua "*significativi*", per quelli a "*specificata destinazione funzionale*" e per quelli interessati da interventi antropici che ne modificano il regime naturale dei deflussi;
- la considerazione del DMV "*in modo dinamico*", ammettendo la possibilità di adeguare il suo valore all'evoluzione nel tempo dell'impatto antropico, all'attuazione delle politiche di tutela ambientale, alla verifica dell'efficacia dei rilasci, allo sviluppo dei monitoraggi e quindi delle conoscenze.

Lo schema di decreto evidenzia i principali elementi conoscitivi necessari alla definizione del DMV, per ogni sezione o tratto omogeneo di corso d'acqua, relativi sia alle caratteristiche geomorfologiche, idrologiche, idrauliche e biologiche, sia alla presenza ed all'entità di prelievi ed immissioni:

- a) caratteristiche morfologiche, geologiche, climatiche ed idrologiche del bacino idrografico;
- b) regime dei deflussi naturali;
- c) parametri geometrici dell'alveo (forma e dimensioni della sezione, pendenza del fondo, granulometria dei sedimenti, ecc.);
- d) parametri idraulici della corrente (velocità, altezza idrica, trasporto solido, scala di deflusso);
- e) parametri chimico-fisici (vedi Allegato 1, D. Lgs. 152), che identificano lo stato di qualità delle acque;
- f) parametri biologici (IBE, carica microbica totale, Escherichia coli, flora e fauna acquatica);
- g) flora e fauna ripariale (ove si evidenziano zone ad elevato pregio naturalistico)
- h) caratteristiche dei prelievi e delle immissioni eventualmente presenti (portate, caratteristiche fisico-chimiche e loro variabilità);
- i) Indice di Funzionalità Fluviale (IFF)

In presenza di conoscenze inizialmente lacunose degli elementi descritti, la stima del DMV dovrà basarsi sui dati disponibili e, per una prima stima orientativa da effettuarsi nelle more della definizione del suo valore specifico per ogni tratto di corso d'acqua, possono essere adottati diverse metodologie "*regionali*" e "*sperimentali*", che vengono passati in rassegna nello schema di decreto.

Infine, lo schema di decreto:

- sottolinea come la mappatura del DMV, ottenuta per i corsi d'acqua oggetto di pianificazione, costituisce essa stessa fonte conoscitiva essenziale per l'aggiornamento e l'affinamento dei parametri in essi considerati, fornendo gli elementi essenziali per la "*taratura*" e la "*regionalizzazione*" dei detti parametri;
- stabilisce i casi generali per derogare il valore del DMV ("*per limitati e definiti periodi di tempo*") autorizzabili alle seguenti condizioni:

- a) di aver adottato tutte le possibili strategie di risparmio idrico, di contenimento delle perdite e di eliminazione degli sprechi;
- b) di aver dimostrato l'impossibilità di individuare altre alternative di approvvigionamento;
- c) di aver messo in atto azioni per rendere minimi gli effetti sulla salute umana e sugli ecosistemi;
- d) di non pregiudicare l'obiettivo di qualità del corpo idrico previsto dal Piano di tutela;
 - prevede che sia i concessionari che le amministrazioni concedenti debbano mettere in atto forme di controllo a valle delle captazioni per verificare la reattività nel tempo dell'ecosistema e le eventuali necessità di modifica del valore del DMV.

LA CONVENZIONE DELLE ALPI E IL PROTOCOLLO ENERGIA

La Convenzione per la protezione delle Alpi é un trattato internazionale stipulato tra Italia, Germania, Austria, Francia, Svizzera, Lichtenstein, Slovenia, Principato di Monaco ed Unione Europea.

Sottoscritta nel 1991 ha lo scopo di tutelare le Alpi favorendone uno sviluppo sostenibile che tenga conto tanto della salvaguardia delle risorse quanto della necessità di consentirne un uso compatibile da parte dell'uomo.

La Convenzione per la protezione delle Alpi parte dalla considerazione che un crescente sfruttamento da parte dell'uomo possa minacciare il territorio alpino e le sue funzioni ecologiche in misura sempre maggiore e che solamente l'armonizzazione degli interessi economici con le esigenze ecologiche può prevenire danni, la cui riparazione, semmai possibile, comporterebbe grande dispendio di risorse e di tempo.

Gli obiettivi per il raggiungimento dei principi della Convenzione sono costituiti da un **accordo quadro**, firmato da tutte le parti contraenti, in cui i singoli stati firmatari in ottemperanza ai principi della prevenzione, della cooperazione e della responsabilità di chi causa danni ambientali, assicurano una politica globale per la conservazione e la protezione delle Alpi, tenendo equamente conto degli interessi di tutti i Paesi alpini e delle loro regioni alpine, nonché della Comunità Europea, ed utilizzando le risorse in maniera responsabile e durevole.

Le misure per la messa in pratica degli obiettivi della Convenzione sono individuate in **8 protocolli** di attuazione:

- Pianificazione territoriale e sviluppo sostenibile
- Agricoltura di montagna
- Protezione della natura e tutela del paesaggio
- Foreste montane
- Turismo
- Difesa del suolo
- Energia
- Trasporti

e **quattro** in fase di elaborazione:

- Salvaguardia della qualità dell'aria
- Idroeconomia
- Popolazione e cultura
- Economia dei rifiuti

Ad oggi (data di pubblicazione del manuale) Austria, Germania, Francia, Lichtenstein e Slovenia hanno sottoscritto tutti i protocolli d'attuazione della Convenzione delle Alpi.

Il Club Arc Alpin (CAA) assemblea dei presidenti dei club alpini, è ammesso come osservatore negli incontri della Convenzione delle Alpi.

Il testo completo del protocollo Energia della Convenzione delle Alpi, come gli altri protocolli sono disponibili nel sito internet www.convenzionedellealpi.org oppure www.cipra.org

Protocollo energia

Le parti contraenti si impegnano a creare condizioni quadro e ad assumere concrete misure in materia di risparmio energetico, produzione, trasporto, distribuzione ed utilizzo dell'energia atte a realizzare una situazione energetica di sviluppo sostenibile, compatibile con i limiti specifici di tolleranza del territorio alpino.

Sono previste misure quali il miglioramento della coibentazione degli edifici e dell'efficienza dei sistemi di distribuzione del calore, l'ottimizzazione dei rendimenti degli impianti termici di riscaldamento, di ventilazione e di climatizzazione, controlli periodici ed eventualmente riduzione delle emissioni dannose degli impianti termici, il risparmio energetico con ricorso a processi tecnologici avanzati per l'utilizzazione e la trasformazione dell'energia, il calcolo dei costi di riscaldamento e di fornitura d'acqua calda in base ai consumi, la progettazione e la promozione di nuovi edifici che adottino tecnologie a basso consumo energetico, la promozione e l'attuazione di piani energetici e climatici comunali/locali.

Gli stati firmatari si impegnano, nei limiti finanziari esistenti, alla promozione ed all'impiego preferenziale di fonti energetiche rinnovabili con modalità commutabili con l'ambiente e paesaggio. Gli impianti idroelettrici devono garantire la funzionalità ecologica dei corsi d'acqua e l'integrità paesaggistica, mediante misure appropriate quali la definizione delle portate minime; è inoltre prevista l'adozione di regolamenti mirati alla riduzione delle oscillazioni artificiali del livello delle acque e la garanzia della migrazione della fauna. Possono inoltre essere introdotte misure di sostegno della concorrenzialità di impianti idroelettrici esistenti. Deve essere salvaguardato il regime idrico nelle zone di vincolo idropotabile, nelle aree protette con le loro zone cuscinetto, nelle zone di rispetto e di quiete, nonché in quelle integre dal punto di vista naturalistico e paesaggistico.

Per quanto concerne l'energia da combustibili fossili, devono essere utilizzate le migliori tecnologie disponibili. In caso di sostituzione di impianti termici utilizzando combustibili fossili, si deve verificare l'opportunità di passare ad impianti utilizzando fonti di energia rinnovabile.

Nel trasporto e nella distribuzione di energia è prevista la razionalizzazione e l'ottimizzazione delle infrastrutture esistenti, tenendo conto delle esigenze di tutela ambientale.

Si affronta inoltre la questione del ripristino ambientale e dell'ingegneria naturalistica, la valutazione di impatto ambientale e, per i progetti con possibili effetti transfrontalieri, la consultazione preventiva con le Parti contraenti interessate.

Si riporta di seguito un sunto di alcune parti significative del Rapporto conclusivo del Gruppo di Lavoro "Obiettivi di qualità ambientale specificamente alpini" della Convenzione delle Alpi (II mandato)

Sviluppo del mercato dell'energia nell'arco alpino

Produzione di energia

Lo sfruttamento dell'energia idroelettrica per la produzione di energia vanta nelle regioni alpine una lunga tradizione. Oggi le Alpi sono i territori montani più sfruttati al mondo dal punto di vista della produzione di energia elettrica (Birkenhauer 1996,15)

La produzione di energia idroelettrica avviene essenzialmente in impianti ad acqua fluente per la generazione di corrente di base e in impianti con bacino di accumulo per la redditizia produzione di corrente di punta. Le centrali idroelettriche di punta più moderne, sfruttano anche acque provenienti da bacini imbriferi diversi, mediante condotte di derivazione che alterano l'assetto idrografico naturale.

Accanto alla produzione di energia elettrica, con la costruzione della rete elettrica europea e l'avvento dell'energia nucleare negli anni '70, è emersa un'altra forma di sfruttamento idroelettrico. Con la corrente di base, disponibile in quantità sufficiente e a costi relativamente favorevoli, è stato possibile, a partire da quegli anni, pompare l'acqua nei bacini di raccolta a più alta quota e lì trasferirla in corrente di punta (BÄTZING 1991, 172; BIRKENHAUER 1996, 15). Anche se si registrano con questo processo perdite di energia fino al 25%, la "raffinazione" dell'energia rimane un processo molto redditizio, che soprattutto, negli anni '80, portò alla progettazione e realizzazione di nuovi impianti o alla ristrutturazione di centrali già esistenti. Le Alpi divennero così il "serbatoio di energia elettrica" d'Europa (CIPRA 1998, 13).

Accanto all'energia idroelettrica, anche il legno, ovvero le biomasse rappresentano un'altra importante forma di energia per le zone dell'arco alpino. Il potenziale dell'energia derivante da legno e biomasse non appare ancora ben sfruttato nell'arco alpino.

Un esempio, purtroppo ancora non frequente, è dato dal Sudtirolo che con i suoi 27 impianti di teleriscaldamento a biomassa copre il 15% del proprio fabbisogno energetico attraverso l'uso del legno.

Attualmente il più grande impianto di teleriscaldamento a biomassa in esercizio, nell'arco alpino, si trova a Brunico (BZ). Riscalda e dà acqua calda a circa 13.000 persone, (NdR).

Trasporto di energia

In generale l'energia elettrica viene trasportata in Europa attraverso la rete europea (CIPRA 1998, 89). I paesi dell'arco alpino fanno parte delle reti di distribuzione elettrica dell'Europa occidentale (ex UCPT, oggi UCTE), che collega le grandi aree industriali dell'Europa a prescindere dai confini geografici e politici. Le Alpi, e in particolare la Svizzera, svolgono pertanto un ruolo centrale in Europa, una sorta di cerniera fra Germania, Austria, Francia, Italia e non da ultima anche l'Europa orientale. Dato questo quadro è facile capire che la costruzione di sistemi di trasporto dell'energia elettrica è sempre di grande attualità.

Consumo di energia

Solo una parte dell'energia idroelettrica prodotta in loco viene effettivamente utilizzata nelle Alpi (CIPRA 1998, 13). Nonostante gli svantaggi di posizione, per esempio carenza di manodopera qualificata in settori che non siano quello silvicolo, agricolo o turistico, esiste comunque nell'arco alpino un certo numero di imprese e settori ad alto consumo di energia.

In molti casi si tratta di filiali o succursali di grandi imprese con sede altrove, spesso anche multinazionali, i cui investimenti sono ormai stati per la maggior parte ammortizzati, tanto che la sopravvivenza di queste imprese, nonostante gli evidenti svantaggi, è essenzialmente assicurata.

Un altro settore economico ad alto consumo energetico è quello turistico. Sebbene si comincino ad impiegare tecnologie di risparmio e la consapevolezza dei turisti rispetto a questo tema sia cresciuta notevolmente negli ultimi anni, il consumo energetico nel settore alberghiero e nella ristorazione, in quello degli impianti di risalita e sviluppo dei trasporti continua a rimanere piuttosto elevato.

Anche i tunnel stradali, ulteriormente allargati, sono grossi consumatori di energia elettrica.

Negli anni passati sono stati intrapresi notevoli sforzi per il risparmio energetico, accompagnati spesso dai relativi strumenti giuridici. In Germania per esempio è stata introdotta la tassazione delle fonti energetiche ad alta emissione di CO₂. Fra le altre misure di risparmio energetico si possono citare la coibentazione degli edifici, la progettazione e la costruzione di case a consumo energetico basso o addirittura nullo o perfino case che producono energia (vedi il progetto CASA CLIMA in Sudtirolo, NdR), l'utilizzo passivo dell'energia solare (attraverso i giardini d'inverno, l'esposizione delle case a sud, ecc.), la costruzione di elettrodomestici e PC a basso consumo, la fabbricazione di auto a basso consumo di carburante. Un contributo importante al risparmio energetico è dato anche dall'introduzione del teleriscaldamento e degli impianti di co-generazione, che, diversamente dalle grosse centrali tradizionali, oltre a produrre energia elettrica recuperano il calore di scarto per riscaldare appartamenti o capannoni industriali. Nonostante tutte queste misure, il consumo di fonti energetiche primarie è in continua ascesa. In Baviera per esempio è cresciuto oltre il 10% tra il 1990 e il 1997.

La politica energetica in Europa

Con la direttiva "Elettricità" della UE (Direttiva 96/92/CE del Parlamento europeo e del Consiglio relativa a norme comuni per il mercato interno dell'energia – Gazzetta L 27 del 30/01/1997 e Boll. 12-1996), le attuali tendenze del mercato dell'energia nelle Alpi vengono sempre più determinate dalla politica dell'Unione Europea. Per la

liberalizzazione del mercato dell'energia, la UE ha previsto un processo graduale. A partire dal febbraio 1999 i grandi utenti, con un consumo annuo superiore a 40GW/h, possono acquistare energia da un fornitore di loro scelta. L'anno successivo la libertà di scelta è stata estesa alle industrie con un consumo annuo minimo di 20GW/h. A partire dal febbraio 2003 gli utenti con un consumo annuo di 9GW/h sono liberi di comprare energia da chi vogliono, tappa questa che porterà ad un'apertura del 33% del mercato. Alcuni paesi (per esempio la Germania e anche la Svizzera, come paese non UE (17) hanno adottato misure che permetteranno una liberalizzazione ancora più rapida del mercato dell'energia.

Con l'apertura dei mercati dell'elettricità, si prevede un aumento degli scambi e dunque una nuova ondata di costruzioni di linee ad alta tensione. Le Alpi potrebbero rappresentare in questa prospettiva un nodo strategico per il trasporto europeo di corrente, con la conseguenza che qui la densità di linee ad alta tensione potrebbe essere superiore a qualsiasi altra regione in Europa.

(17) *In ottemperanza alla delibera del Parlamento elvetico del 7 luglio 1999 sull'apertura del mercato interno dell'elettricità (VDEW 2000).*

Conseguenze per l'industria dell'energia

Conseguenze ecologiche

La liberalizzazione del mercato dell'energia comporta conseguenze specifiche, oltre a vantaggi e svantaggi di carattere ecologico. Grazie alla maggiore concorrenza si è già osservata una netta riduzione delle tariffe dell'energia elettrica, soprattutto a vantaggio dei grossi utenti industriali con elevato consumo, perché è proprio per conquistare queste grandi imprese che si è scatenata la concorrenza fra i produttori. In Germania per esempio, la tassazione dell'elettricità, nel quadro della riforma fiscale in senso ecologico, è abbondantemente compensata dalla concorrenza, così che vanno perduti gli effetti che la riforma fiscale avrebbe dovuto avere sul risparmio di energia elettrica.

Con la liberalizzazione del mercato dell'energia, sono entrati sul mercato nuovi fornitori, che offrono eco-elettricità derivante da forme rinnovabili di energia (energia fotovoltaica, eolica e biomasse). Per la prima volta gli utenti possono oggi scegliere se comprare energia da centrali convenzionali, impianti nucleari o fonti rinnovabili (*Ministero Bavarese per l'Istruzione e la Cultura 2002*). Questa eco-elettricità non è necessariamente più cara di quella generata da combustibili fossili, dal momento che la fissazione dei prezzi dipende essenzialmente dalla struttura tariffaria, che in molti casi favorisce i piccoli utenti rispetto ai grossi. Fino ad ora però si è fatto un uso limitato delle possibilità di scelta.

Una certa mancanza di trasparenza del mercato dell'eco-elettricità impedisce infatti ai consumatori di confrontare i diversi prodotti. Per la valutazione della compatibilità ambientale dei singoli impianti mancano per esempio criteri chiari, uniformi e affidabili, dal momento che non tutte le forme di energia rinnovabile possono essere dichiarate del tutto eco-compatibili.

Infatti, accanto ad indubbi effetti positivi, come la non emissione di CO₂, la possibilità di impianti decentrati con perdite limitate di energia, il rafforzamento dell'economia regionale (per esempio tramite gli impianti di riscaldamento alimentati con biomasse, che smaltiscono così i residui dell'industria silvicola locale), vi sono possibili conseguenze negative per l'ambiente, come l'impatto sul bilancio idrico di una regione, il danno

paesaggistico causato dagli impianti eolici, oppure l'emissione di sostanze tossiche nella produzione e nello smaltimento delle celle fotovoltaiche.

Nei paesi dell'arco alpino è particolarmente attuale il dibattito sull'eco-compatibilità delle fonti energetiche rinnovabili.

Lo sfruttamento di energia idroelettrica è attualmente la causa dei più significativi cambiamenti della natura delle Alpi. Soprattutto a causa dell'accorpamento delle captazioni idroelettriche, si hanno gravi alterazioni del bilancio idrico e dell'ecologia fluviale alpina. I collegamenti fra corsi d'acqua appartenenti a diversi bacini imbriferi, gli impianti idrovori e le opere di sbarramento provocano alterazioni del regime di deflusso e una riduzione dei livelli di deflusso minimo vitale, nonché una interruzione della continuità ecologica dei corsi d'acqua. Uno studio sul grado di naturalità dei fiumi alpini è giunto alla conclusione che nell'intero spazio alpino solo il 10% dell'intera rete fluviale può essere classificata come naturale o seminaturale (CIPRA 1992, 33). Al problema dello sbarramento e sfruttamento dei corsi d'acqua per la produzione di energia idroelettrica, si aggiunge quello della costruzione di linee aeree ad alta tensione, con le relative conseguenze per il paesaggio delle Alpi.

A motivo della già descritta posizione nodale delle Alpi – e in special modo della Svizzera – all'interno della rete di distribuzione di elettricità, nelle regioni dell'arco alpino è molto sentita la necessità di elettrodotti. Questi solcano le già strette vallate alpine e portano, assieme alle numerose vie di comunicazione, ad una crescente "tecnicizzazione", ovvero cablaggio del paesaggio e di conseguenza ad una perdita del valore paesaggistico e ricreativo di questi angoli di territorio. Un'altra possibile conseguenza ambientale delle linee aeree ad alta tensione si può riassumere nel concetto di "elettrismo" (CIPRA 1998, 104).

Per "elettrismo" si intende la presenza di campi elettromagnetici in prossimità di elettrodotti o di apparecchi e macchine elettriche, la cui ventilata pericolosità per la salute, ai livelli di esercizio attuali, non ha finora avuto riscontri scientifici, come da dichiarazione dell'OMS. (NdR)

In tema di energia elettrica, la modalità di produzione è decisiva per la compatibilità ambientale del suo utilizzo. Nel caso di grossi impianti, per esempio, solo raramente si può parlare di compatibilità ambientale, mentre questa caratteristica è più frequentemente riscontrabile negli impianti di piccole e medie dimensioni.

Date queste premesse, al centro dell'interesse devono essere posti soprattutto modelli di produzione decentrata di energia elettrica, tanto più che in questi casi diventano superflui i grossi sistemi di trasporto dell'energia.

Conseguenze socioeconomiche

Sull'onda della liberalizzazione del mercato dell'energia sopra descritta, con la graduale riduzione delle tariffe, si prevede che diversi comuni alpini, le cui finanze dipendono in buona parte dalle entrate derivanti dalla produzione e vendita di energia elettrica, subiranno notevoli perdite economiche. Il problema riguarda per esempio alcuni cantoni montani della Svizzera.

Secondo le stime solo il 20% delle imprese elettriche elvetiche sopravvivrà all'ondata di liberalizzazione. Si calcola che andranno persi dai 5000 ai 6000 posti di lavoro (ISELIN et al. S.a.). Il tentativo di molti produttori di energia elettrica di rimanere competitivi anche nella nuova situazione sta portando già adesso a mettere in discussione i traguardi ambientali centrati negli ultimi anni, come per esempio la normativa sul deflusso minimo vitale dei corsi d'acqua. Inoltre ci si deve aspettare che, con la diminuzione dei prezzi

dell'elettricità, aumenterà il numero di impianti non ammortizzabili, la cui sopravvivenza dipenderà in ultima analisi dalle sovvenzioni.

Accanto alle conseguenze economiche negative della liberalizzazione, si aprono tuttavia ai comuni, agli investitori privati e ai nuovi arrivati sul mercato dell'energia molteplici possibilità, nel campo della produzione e distribuzione decentrata di energia elettrica, di sicuro interesse grazie alle nuove tecnologie (ad esempio la co-generazione o lo sfruttamento di fonti rinnovabili) che possono creare nuovi posti di lavoro specializzati a livello locale e regionale. In Germania, per esempio, un anno dopo l'apertura del mercato dell'elettricità si contavano già 15 nuove imprese che producono elettricità "verde" (EAWAG 2001;).

Lo stesso dicasi per le tecnologie di risparmio energetico. Gli strumenti giuridici che incentivano le forme rinnovabili di energia, come per esempio la Legge tedesca sulle energie rinnovabili del 25 febbraio 2002, contribuiscono ad accrescere la redditività degli impianti decentrati di produzione di energia.

Ancor oggi però il mercato dell'energia elettrica nelle Alpi è fortemente influenzato dall'esterno ed è caratterizzato da un notevole impatto sugli ecosistemi alpini, senza peraltro apportare un vantaggio comparabile alle regioni alpine stesse. Infatti, a causa dell'elevato grado di sofisticazione tecnica, soprattutto degli impianti centralizzati, il numero di posti di lavoro creati in questo settore è davvero modesto.

Conseguenze socioculturali

Poiché il mercato energetico nelle Alpi è stato, e continua ad essere, guidato e governato dall'esterno, il diritto di parola dei comuni interessati, delle regioni e dei Länder è molto limitato. Ciò vale, per esempio, per il dibattito sulla costruzione di nuovi impianti di sbarramento, per la definizione di regole sul deflusso minimo vitale o per la realizzazione di sistemi di trasporto dell'energia. Il naturale coinvolgimento in questi processi decisionali degli amministratori regionali e provinciali non è in molti casi affatto scontato. Inoltre mancano normative chiare per il pagamento degli indennizzi dovuti ai comuni per lo sfruttamento delle risorse connesse alla produzione di energia.

Le conseguenze della liberalizzazione dell'industria dell'energia non sono ancora del tutto delineabili. Si può comunque prevedere fin d'ora un allargamento e una ristrutturazione degli attuali mercati dell'energia.

Dunque anche nei paesi dell'arco alpino si assisterà ad un significativo potenziamento della produzione di energia elettrica con gas naturale. Grazie ai costi di produzione relativamente bassi, la produzione delle centrali termoelettriche è interessata già da alcuni anni da un vero e proprio boom. Secondo alcune stime, rispetto al 7,5% del 1992, nel 2015 il gas naturale coprirà il 30-40% della produzione di energia elettrica in Europa (ISELIN et al. 2002). Se questo tipo di centrali sarà messo in concorrenza con le fonti rinnovabili vi potrebbero essere conseguenze piuttosto negative in termini di effetto serra. Considerando soprattutto i vantaggi tecnico-economici delle centrali elettriche di punta, il potenziale idroelettrico delle Alpi non appare ancora completamente sfruttato, perché con la crescente produzione di corrente di base nelle centrali al di fuori delle Alpi, diventerà sempre più allettante la trasformazione di energia in corrente di punta nei paesi dell'arco alpino. Alcuni di essi, che fino ad ora non entravano in gioco a causa della modesta disponibilità di riserve idriche, potrebbero essere interessati da questo sviluppo. Ciò vale soprattutto per la Svizzera e l'Austria. In Italia, tutte le differenze di quota economicamente sfruttabili sono già state utilizzate quasi al 100% (BIRKENHAUER 1996, 16).

Soprattutto in Germania, ma anche a livello mondiale, diversi autorevoli studi scientifici prevedono un significativo aumento della quota delle energie rinnovabili nei prossimi decenni e secoli (*Ministero Bavarese per l'Istruzione e la Cultura, 2002*). In Germania questa previsione tiene conto del varo della Legge sulle energie rinnovabili, che punta a migliorare le opportunità di mercato delle fonti rinnovabili di energia mediante provvedimenti come la possibilità di immettere l'elettricità così prodotta nella rete nazionale. In alcuni Länder federali (per esempio la Baviera) esistono inoltre programmi specifici che favoriscono la realizzazione di impianti che utilizzano le energie rinnovabili (in Baviera il programma si concentra soprattutto sulle piccole centrali idroelettriche). In tutto il mondo sono stati nel frattempo avviati più di 50 programmi di cosiddetta "tariffazione verde" o "*Green Pricing*". Le società elettriche consentono ai loro clienti, su base volontaria, di finanziare la produzione di energia elettrica con fonti rinnovabili. Questi programmi e iniziative sono tra i più vari e spaziano dalle "tariffe verdi" ai fondi finanziati da donazioni, fino a modelli di compartecipazione, che permettono ai clienti di acquistare quote di capitale della centrale. Tuttavia la crescente diffusione di eco-elettricità beneficerà gli utenti e l'ambiente solo se si riuscirà a formulare criteri chiari per una produzione di energia elettrica che sia sostenibile e rispettosa dell'ambiente. In questo senso la certificazione dell'offerta appare fondamentale per la trasparenza del mercato e per una concorrenza leale sul mercato dell'eco-elettricità. Dopo alcune prime iniziative in Svezia e California, anche in diversi paesi europei si stanno mettendo a punto procedure di certificazione ed eco-etichette per l'elettricità pulita (18), che si differenziano per ambito di validità e criteri utilizzati. Nel caso delle Alpi la certificazione dovrebbe tenere in particolare conto gli effetti della produzione di energia idroelettrica sugli ecosistemi alpini, il paesaggio e l'uomo (CIPRA 1998).

(18) *Esempi di etichette in Germania sono la "Grüner Strom-Label e.V." o la "ok POWER". In Austria: "Axpo Prisma" e "PURE Power"*

Consumo e risparmio di energia

Grazie al continuo progresso tecnologico, alla definizione del relativo quadro giuridico e alle misure di sensibilizzazione dell'opinione pubblica, in futuro si riuscirà certamente a sfruttare meglio le potenzialità del risparmio energetico. Non si può prevedere però se ciò porterà poi ad un effettivo calo del consumo di energie primarie. In particolare, i vincoli economici nel settore turistico (tra cui anche la necessità di adeguarsi alle esigenze delle modalità di trasporto e le misure per garantire la stagione sciistica invernale) fanno ipotizzare un aumento più che una diminuzione della domanda di energia in questo settore. Il fatto che le conseguenze del riscaldamento dell'atmosfera saranno più evidenti nelle Alpi rispetto alla pianura, dovrebbe indurre un ripensamento da parte dell'opinione pubblica e dei turisti in particolare, ma resta da vedere se ciò porterà a reali modificazioni del comportamento.

Nel frattempo sono nate alcune incoraggianti iniziative, volte a promuovere una sensibilità più critica nei confronti della questione in numerosi comuni delle Alpi, che si sono riuniti nell'Alleanza per il Clima, (per es. Alleanza per il Clima Tirolo; Alleanza per il Clima Salisburgo). Queste "partnership" si sono poste obiettivi piuttosto ambiziosi, come per esempio un programma per la riduzione delle emissioni di CO₂, lo scambio continuo di esperienze, la formulazione e l'attuazione di progetti e piani di carattere provinciale e regionale.

INDICE

Cap.		pag.
	PRESENTAZIONE	1
1	PREMESSA	2
2	DEFINIZIONI TECNICHE	2
3	LA PRODUZIONE DI ENERGIA ELETTRICA IN ITALIA E IN EUROPA	3
3.1	Modalità di produzione	3
3.2	Composizione della produzione totale	5
3.3	Considerazioni sul sistema produttivo e utilizzatore italiano	5
4	ELETTROGENERAZIONE DA FONTI RINNOVABILI	9
4.1	Provvedimenti legislativi	9
4.2	Caratteristiche, applicazioni e impatto ambientale degli impianti	10
4.2.1	Impianti idroelettrici	10
4.2.2	Impianti fotovoltaici	11
4.2.3	Generatori eolici	16
4.2.4	Altri impianti a fonti rinnovabili	22
5	COSTI DEGLI IMPIANTI ALIMENTATI DA FONTI RINNOVABILI (IAFR)	23
5.1	Comparazione indicativa dei costi	23
6	SITUAZIONE ATTUALE E PROSPETTIVA DI SVILUPPO DEGLI “IAFR”	24
6.1	Situazione attuale	24
6.2	Prospettive di sviluppo	26
7	PRODUZIONE ELETTRICA E AMBIENTE	29
7.1	Costi ambientali	29
7.2	Note conclusive	31
8	RISPARMI DI ENERGIA	32
8.1	Provvedimenti legislativi	32
8.2	Modalità di risparmio energetico	33
9	RISERVE ENERGETICHE	35
9.1	Risorse fossili	35
9.2	Altre risorse	38
	APPENDICE: Linee guida ministeriali per la definizione del DMV	39
	LA CONVENZIONE DELLE ALPI E IL PROTOCOLLO ENERGIA:	41
	- Protocollo Energia	42
	- Sviluppo del mercato elettrico nell’arco alpino	43
	- Conseguenze per l’industria dell’energia	45

Club Alpino Italiano

Via E. Petrella, 19 - 20124 Milano

Tel. 02 20 57 23 1 - fax 02 20 57 23 201 - e-mail: segreteria.otc@cai.it

Pubblicazione della Commissione Centrale per la Tutela dell'Ambiente Montano

A cura di: G.Carlo Brambilla e Marco Agnoli

Le foto di copertina sono tratte da: Rivista AEIT e archivio G.C.Brambilla.

I Grafici e le foto nel testo sono tratte da: AEIT, L'Energia Elettrica, Info ENEL

Questo opuscolo informativo non è in commercio:

è distribuito ai soci e agli operatori TAM del CAI