

## **5 . CONSIDERAZIONI ECONOMICHE**

## 5.1 COSTI SOCIALI DEL SERVIZIO ELETTRICO E STRATEGIE ENERGETICHE

Il servizio elettrico, in Italia come altrove, è fornito da società pubbliche e/o private che si occupano della produzione o distribuzione (o entrambe) dell'energia elettrica. Le centrali elettriche e la rete sono infrastrutture costose che, per la loro importanza strategica per le economie nazionali, sono spesso finanziate in tutto o in parte dalle casse dello Stato. In cambio, le società accettano volentieri che le tariffe elettriche siano soggette a un regime controllato dalle autorità pubbliche.

Gli utenti (privati e industriali) si sentono per questo tutelati e fiduciosi di pagare il giusto; ma è proprio così?

Come accennato al §3.4, la produzione di elettricità, soprattutto da combustibili fossili, ha dei costi ambientali difficilmente quantificabili ma comunque non irrilevanti (tab. 3.2). Quali sono quindi i "costi nascosti" del servizio elettrico? La ripartizione di questi costi è proporzionale al consumo o cade su tutti, indipendentemente dalla condizione di utenti del servizio elettrico?

La natura dei costi ambientali è tale che questi non solo non sono collegati ai livelli di consumo, ma addirittura possono ricadere in misura maggiore su cittadini dai consumi praticamente nulli: un esempio abusato è costituito dalle tribù di nomadi lapponi, che alla fine degli anni '80 sono uscite decimate dagli effetti dell'incidente di Chernobyl.

Si tenga presente che l'energia da fissione nucleare, quando è trattata con adeguata attenzione, è fra le meno "costose" in termini ambientali: in Italia però il referendum del 1987 ha azzerato tutta l'esperienza accumulata nel settore dai nostri tecnici, condannando il Paese alla dipendenza energetica da combustibili fossili molto inquinanti (petrolio e carbone) o forniti da nazioni politicamente instabili (gas naturale), con conseguenze ancora difficilmente quantificabili. L'impossibilità di applicazioni pratiche sul territorio nazionale ha inoltre relegato la ricerca italiana sulla fusione nucleare controllata (che è comunque il futuro delle grandi centrali elettriche) alla semplice collaborazione con progetti internazionali.

E' singolare la prontezza con cui vengono promossi ed attuati i referendum dannosi, a differenza di altri più utili; ma questo è un altro discorso.

L'incremento della quota di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili (in Italia intorno al 27%, dati ENEL 1997) è quindi una strategia che, sebbene costosa nell'immediato (nel senso tradizionale dell'aggettivo), non può che abbassare il prezzo reale che la collettività paga per lo sviluppo e l'espansione dell'economia, prezzo di cui attualmente non c'è verso di avere un'idea meno approssimativa.

Conoscere questo prezzo, che in futuro potrà solo aumentare, è essenziale non per decidere se continuare o no lo sviluppo, ma proprio per mettere a punto le strategie opportune per garantirlo anche a chi, in futuro, non potrà permettersi di attingere ai combustibili fossili.

A partire dalla crisi petrolifera degli anni '70 ricercatori di tutto il Mondo hanno cercato di quantificare il danno sanitario-ambientale dell'uso dei combustibili fossili, aggiornando i dati al progredire delle tecnologie che rendevano più efficienti le centrali termoelettriche. Uno degli studi più recenti è californiano e risale al 1990, e differenzia opportunamente i vari tipi di combustibile (tab. 5.1).

Tipo di danno	Danno per unità di energia da combustibile fossile (\$/GJ)*		
	Carbone	Olio	Gas naturale
Attività mineraria	0,46		
Perdite d'olio		0,85	
<b>INQUINAMENTO ATMOSFERICO</b>			
Effetti sull'uomo	4,51	3,60	1,50
Effetti sugli animali	0,27	0,22	0,09
Effetti sui raccolti agricoli	0,58	0,46	0,19
<b>PIOGGE ACIDE</b>			
Effetti sugli ecosistemi acquatici	0,16	0,13	0,05
Effetti sulle foreste	0,65	0,52	0,21
Effetti sui raccolti agricoli	0,29	0,23	0,10
Effetti sugli edifici	0,79	0,63	0,26
<b>EFFETTO SERRA</b>			
Effetti dovuti ai cambiamenti climatici	3,37	2,74	2,06
Effetti dovuti all'aumento del livello degli oceani	0,42	0,33	0,25
<b>TOTALE</b>	<b>11,50</b>	<b>9,71</b>	<b>4,71</b>

\* Il valore del \$ è quello del 1990.

Tabella 5.1 - Stima dei danni (in dollari 1990) della produzione di un GJ di energia elettrica da fonti fossili. [59]

Si può immaginare la soggettività delle valutazioni che portano ad assegnare un costo invece di un altro, anche di un ordine di grandezza inferiore o superiore.

Lasciando agli specialisti il problema di trovare i protocolli adatti a quantificare il danno ambientale dei combustibili, si possono comunque intuire le strade da intraprendere, sulla base del dato di fatto che le risorse fossili, con l'attuale ritmo di crescita del consumo, dureranno ancora da pochi decenni (petrolio) ad un paio di secoli (gas naturale e carbone).

E' altrettanto intuitivo, anche se molti non ne tengono conto, che esistono giacimenti sconosciuti o ancora non convenienti da sfruttare, e che la crescita dei consumi non continuerà, e presumibilmente si invertirà, quando la disponibilità sarà inferiore ad a prezzi maggiori: per questo, probabilmente, nessuno brucerà mai l'ultima goccia di petrolio, ma resta l'esigenza di smettere di bruciarlo per produrre energia, lasciandolo all'industria delle materie plastiche e dei lubrificanti.

Lo si può sostituire, ad esempio, con il cosiddetto *biodiesel* (che dovrebbe chiamarsi più propriamente biogasolio), un combustibile derivato dalla distillazione della biomassa (resti di vegetali); oppure con il gas naturale che può essere utilizzato in impianti di cogenerazione, con rendimenti nettamente superiori alle attuali centrali termoelettriche (per il recupero del calore ad uso teleriscaldamento) o, sottoposto a reforming (ricavando idrogeno e biossido di carbonio), in celle a combustibile.

Le celle a combustibile possono fornire elettricità dall'idrogeno ai motori dei mezzi pubblici, o alle utenze di qualsiasi taglia: l'idrogeno ha acquisito una recente fama di vettore energetico, soprattutto per l'energia prodotta lontano dalla rete elettrica, con impianti fotovoltaici, idroelettrici o geotermici.

Sul fronte delle tariffe, si sono fatti esperimenti di differenziazione ad incentivo delle rinnovabili o a disincentivo delle fonti fossili. Fra i primi c'è il cosiddetto "green pricing", una tariffa più alta che alcune compagnie elettriche (soprattutto negli USA) praticano, a richiesta dei clienti, offrendo in cambio la certificazione che una parte stabilita dell'energia fornita è prodotta da fonti rinnovabili: gli stabilimenti californiani della Toyota hanno chiesto ed ottenuto energia rinnovabile al 100% per le proprie linee di produzione, con l'impatto pubblicitario che si può immaginare, presso un'opinione pubblica sensibile alle tematiche ambientali come quella americana.

La serie dei disincentivi delle fonti fossili ha possibilità limitate solo dalla fantasia dei funzionari pubblici e dal potere della *lobby* petrolifera ("manca la volontà politica" è la frase che ne denuncia l'attività): il loro scopo, superate queste "difficoltà burocratiche", sarebbe di recuperare i "costi nascosti" dell'energia da fonte fossile che attualmente gravano sulla collettività. Alla conferenza di Napoli del Giugno '98 il Ministro dell'Ambiente si dichiarava interessato più ai disincentivi che al *green pricing* ("*Deve essere riconosciuto un extra-costo riferito alle esternalità, ossia ai veri costi ambientali determinati dal consumo energetico.*"), a differenza di uno dei tre componenti dell'Autorità per l'energia (Sergio Garribba), più orientato per gli incentivi alle rinnovabili.

Ciò che in definitiva le autorità scientifiche e politiche mondiali devono cercare di fare, per tracciare le strategie energetiche che permetteranno a quattro miliardi di individui di accedere alla stessa qualità della vita degli altri due miliardi, è di utilizzare al meglio l'energia che ci viene dal Sole, che sia diretta (pannelli solari e fotovoltaici) o indiretta (idroelettrico ed eolico), e trascurare gradualmente l'energia che, milioni di anni fa, le piante putrescenti in paludi tropicali hanno fissato nei loro resti, diventati poi fonti energetiche anch'esse rinnovabili, ma su scala temporale ben più ampia di quella sufficiente ad esaurirle.

## 5.2 LA LEGGE 10/91 E GLI AUTOPRODUTTORI DI ENERGIA ELETTRICA DA FONTE RINNOVABILE

La storia legislativa delle fonti rinnovabili è relativamente breve. La legge n. 1643/62, che ha istituito l'ENEL, già prevedeva la possibilità per alcuni autoproduttori di energia elettrica di continuare l'autoproduzione per le esigenze dei loro processi produttivi. Successivamente, con la legge n. 308/82, si è andato incontro all'esigenza di favorire gli utenti che sceglievano di affiancare l'autoproduzione alla fornitura di energia da parte dell'ENEL, liberalizzando gli impianti di energie rinnovabili fino a 3 kW di potenza.

Le leggi n. 9 e 10 del 1991 consentono agli investitori privati di produrre energia da fonti rinnovabili e di immetterla nella rete elettrica nazionale: l'ENEL deve acquistare questa energia ad un prezzo fisso imposto dal Comitato Interministeriale Prezzi (CIP). Le disposizioni più interessanti sono: contributi in conto capitale, fino all'80% della

## LEGISLAZIONE ITALIANA DI RIFERIMENTO RELATIVA AL RISPARMIO ENERGETICO IN EDILIZIA

Legge 9 gennaio 1991, n. 9 (in suppl. ordinario alla Gazz. Uff. n. 13, del 16 gennaio, 1991)	Norme per l'attuazione del nuovo Piano Energetico: aspetti istituzionali, centrali idroelettriche ed elettrodotti; idrocarburi e geotermia, autoproduzione e disposizioni finali.
Legge 9 gennaio 1991, n. 10 (in suppl. ordinario della Gazz. Uff. n. 13, del 16 gennaio 1991)	Norme per l'attuazione del Piano Energetico e di sviluppo delle fonti rinnovabili di energia.
DPR 26 agosto 1993, n. 412	Regolamento recante norme per la progettazione; l'installazione, l'esercizio e la manutenzione degli impianti termici degli edifici ai fini del contenimento del consumo di energia, in attuazione dell'art. 4, comma 4, della legge 9/1/91, n. 10.
DM 13/12/1993	Approvazione dei modelli-tipo per la compilazione della relazione tecnica di cui all'art. 28 della legge 9/1/91 n. 10, attestante la rispondenza alle prescrizioni in materia di contenimento del consumo energetico degli edifici (nella Gazz. Uff. n. 297 del 20/12/1993).
Circolare 231/F del 13/12/1993	Indicazioni interpretative e di chiarimento dell'art. 28 della legge 10/91 - Relazione tecnica sul rispetto delle prescrizioni in materia di contenimento del consumo di energia negli edifici (nella Gazz. Uff. n. 90 del 19/4/1994).
Circolare 233/F del 12/4/1994	Indicazioni interpretative e di chiarimento dell'art. 11 del decreto del Presidente della Repubblica 2618193, n. 412, recante norme per la progettazione, l'installazione, l'esercizio e la manutenzione degli impianti termici degli edifici.
DM 6/8/94	Modificazioni ed integrazioni della tabella relativa alle zone di appartenenza dei comuni italiani allegata al decreto del Presidente della Repubblica 26/8/93 n. 412, concernente il contenimento dei consumi di energia degli impianti termici degli edifici.

Tabella 5.2 - Quadro della legislazione energetica vigente al giugno 1998.

spesa, a sostegno dell'installazione di impianti fotovoltaici per produzione di energia elettrica nelle abitazioni adibite ad uso civile e ad uso industriale, artigianale, commerciale, turistico, sportivo ed agricolo (art. 8); contributi in conto capitale fino al 30% per interventi che prevedano l'utilizzo di fonti rinnovabili (compreso il fotovoltaico) nei settori industriale, artigianale e terziario, per potenze fino a (art. 10) oppure maggiori (art. 11) a  $10 \text{ MW}_t$  oppure  $3 \text{ MW}_e$ ; contributi in conto capitale fino al 55% della spesa (elevabile al 65% per le cooperative) per produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili (compreso il fotovoltaico) nel settore agricolo (art. 13).

La legge n. 9/91 regola invece i rapporti fra le aziende e l'ENEL: quelle dovranno vendere tutte le eccedenze all'ENEL, e l'ENEL fornirà alle aziende servizi concordabili con apposite convenzioni conformi alle direttive vincolanti del MICA; lo stesso Ministero imporrà una convenzione-tipo se l'ENEL sarà inadempiente verso i produttori che l'avevano richiesta. All'art. 22 si precisa che gli impianti fino a 20 kW che funzionano in servizio separato rispetto alla rete pubblica sono esclusi dall'imposta di fabbricazione e dalla categoria di officina elettrica.

Il provvedimento CIP 6/92 fissa il prezzo che l'ENEL dovrà pagare al produttore per il kWh: per il 1995, è un prezzo vicino ai valori che gli utenti finali pagano alla stessa ENEL per l'energia elettrica consumata. In particolare, il CIP 6/92 fissa un prezzo più

elevato per i primi otto anni d'esercizio dell'impianto (256 lire/kWh) e di 78 lire/kWh per gli anni successivi: la differenza è corrisposta dalla Cassa di Conguaglio per il Settore Elettrico, finanziata dalla totalità degli utenti con 6 lire/kWh.<sup>1</sup> Altra svolta epocale del CIP 6 è la possibilità per altre imprese distributrici di energia, che non siano l'ENEL, di acquistare energia dagli autoproduttori: è la base per la futura fine del monopolio dell'energia elettrica in Italia, che comunque resterà di là da venire finché l'unica rete di distribuzione sarà di proprietà ENEL (che potrà quindi imporre canoni alle aziende che vi vorranno "vettoriare" la propria energia).

Si è visto che la legge 10 del 1991 prevede contributi governativi, sul costo di installazione dei sistemi FV, che possono raggiungere l'80%. Sfortunatamente fino ad oggi (1998), a causa degli attuali problemi congiunturali dell'economia italiana, le Regioni e le Provincie autonome (incaricate di concedere i contributi previsti dalla 10/91) hanno avuto solo un piccolo ammontare di denaro per le richieste di finanziamento. Inoltre i lunghi tempi richiesti per la distribuzione dei fondi disponibili riducono, dal punto di vista finanziario, il loro valore. È da considerare anche che il CIP 6/92 stabilisce che chi riceve i fondi previsti dalla legge 10/91 perde il vantaggio dei prezzi più alti nei primi 8 anni e viceversa.

Altra critica che viene mossa al CIP 6 è che è praticamente servito poco alle fonti rinnovabili: l'ammissione ai finanziamenti di fonti assimilabili alle rinnovabili (cogenerazione industriale, gassificazione dei residui di processo ed incenerimento dei rifiuti solidi urbani) ha provocato una migrazione di progetti dalle rinnovabili in senso stretto ad altri tipi di impianti più competitivi. Analizzando i numeri del CIP 6 si scopre inoltre che dei 3377 MW autorizzati per la categoria A (rinnovabili in senso stretto), sono stati realizzati (o lo saranno entro il '98) 885 MW, rinunciati 472 MW e ben 2020 MW completabili oltre il 1999, il che significa che non sono stati avviati i lavori e forse non lo saranno mai. Allo stato attuale, quindi, si è autorizzati a pensare che il CIP 6/92 è servito più a finanziare i progetti geotermici ENEL e promuovere i progetti assimilati dei grandi gruppi industriali che ad innescare economie di scala nel mercato delle fonti rinnovabili.

---

<sup>1</sup> dati aggiornati all'aprile '98 in tab. 5.3.

**CASSA CONGUAGLIO PER IL SETTORE ELETTRICO  
PREZZI DI CESSIONE (L/kWh)**

Tipi di impianto	Valori di conguaglio (1° novembre - 31 dicembre 1997)		Valori di acconto (1° gennaio - 31 dicembre 1998)	
	A) impianti che mettono a disposizione l'intera potenza, o una quota di potenza prefissata		A) impianti che mettono a disposizione l'intera potenza, o una quota di potenza prefissata	
	Ore piene	Ore vuote	Ore piene	Ore vuote

**Nuova produzione da impianti alimentati da fonti rinnovabili ed assimilate**

A) Impianti idroelettrici a serbatoio; a bacino; ad acqua fluente oltre 3 MW	293,9	58,4	298,7	58,4
B) Impianti ad acqua fluente fino a 3 MW	158,4		160,3	
C) Impianti eolici e geotermici	199,6		202,4	
D) Impianti fotovoltaici, a biomasse, a RSU nonché, previo accertamento, impianti equiparati	289,9		294,4	
E) Impianti che utilizzano combustibili di processo o residui o recuperi di energia	158,4		160,3	
F) Impianti che utilizzano combustibili fossili con: idrocarburi: len: 0,51 - fino a 0,8 len oltre 0,6  carbone: len oltre 0,51	164,9	58,4	167,1	58,4
	181,2		183,7	
	138,3		139,8	
G) Impianti idroelettrici potenziati	212,5	58,4	215,6	58,4

N.B. I prezzi riportati nella tabella superiore si applicano per i primi 8 anni di esercizio degli impianti.

**IMPIANTI A FONTI CONVENZIONALI ED ESISTENTI A FONTI RINNOVABILI ED ASSIMILATE**

1) Impianti esistenti e nuovi da fonti convenzionali	131,1	58,4	132,6	58,4
2) Impianti esistenti di cui alle lettere B), C), D), E)	102,0		102,8	
3) Impianti esistenti di cui alla lettera A), F), G) (1)	131,1	58,4	132,6	58,4

Aggiornamento prezzi CIP 6/92 approvato dal comitato di gestione della Ccse nella riunione del 28-4-1998

Tabella 5.3 - Prezzi di cessione all'ENEL del surplus di autoproduzione. Per "ore piene" si intendono le ore di punta del carico elettrico (la distinzione non riguarda gli impianti che cedono tutta la produzione all'ENEL). [Energia Blu, n. 2/98]

### 5.3 VANTAGGI PER L'UTENTE E PER IL GESTORE DI RETE

Gli argomenti di politica energetica generale a favore delle fonti rinnovabili sono inattaccabili, a meno di voler negare la futura difficoltà di procurarsi ed utilizzare combustibili fossili; ma su scala piccola e media, cioè per l'utente ed il produttore di energia, è conveniente (nel senso puro e semplice dell'impegno economico) affidarsi alla produzione di energia da fonti rinnovabili?

La risposta è legata essenzialmente a due fattori: i costi finanziari degli investimenti necessari all'acquisto, posa in opera e manutenzione degli impianti, ed il confronto di questi con i costi di un approvvigionamento e/o un impianto di produzione a combustibili fossili. Lasciando la valutazione del tasso di redditività e del valore attuale netto dell'investimento<sup>2</sup> a studi più specialistici, la convenienza c'è se la vita dell'impianto alternativo è più lunga del *pay-back time* (tempo di ritorno dell'investimento), cioè del tempo occorrente perché si incontrino le due curve dei costi, il che avviene sempre dato che, a fronte di un alto prezzo di installazione, l'impianto alternativo ha costi di gestione molto bassi.

I due tipi di impianti hanno infatti costi di installazione e costi di gestione differenti: l'impianto alternativo ha quasi tutte le componenti del tradizionale, con in più gli elementi di raccolta, controllo e conservazione dell'energia solare, elementi che ne fanno lievitare i costi di installazione anche di un fattore 10; a fronte di questo investimento, la fornitura di energia è gratuita, ed i costi di gestione sono limitati a poca manutenzione ed ai costi finanziari, differenti a seconda se derivano da un impegno di cassa o da un prestito. La curva *tempo-costi totali* tende comunque ad appiattirsi con il passare degli anni, finché lo sviluppo tecnologico, l'usura o eventi accidentali non suggeriscono la sostituzione integrale o parziale dei componenti dell'impianto.

---

<sup>2</sup> Il tasso di redditività (ROI) di un investimento rappresenta l'utile medio annuo (reddito medio contabile) rapportato all'investimento iniziale; il valore attuale netto (VAN) di un investimento è pari alla somma dei flussi di cassa netti attualizzati (calcolata per un periodo pari alla vita economica dell'intervento) diminuita del valore dell'investimento iniziale; il *pay-back time* è detto anche tempo di recupero attualizzato (tiene conto del tasso di sconto). [5]

Questo quadro di certezza, che poteva essere costruito anche per gli impianti tradizionali, non è più proponibile nella prospettiva di un aumento imprevedibile dei prezzi dei combustibili fossili: se infatti ci sono pochi margini di incertezza sui costi di installazione (irrisori), i costi di gestione sfuggono a qualsiasi tentativo di previsione. L'extrapolazione del prezzo di mercato di un qualunque articolo sulla base del suo andamento passato è pretenziosa ma spesso sorprendentemente precisa: non può essere così, ed è già stato verificato, per i combustibili fossili, la cui domanda è sempre più legata al clima e alle stagioni, da quando le utenze domestiche hanno sorpassato i consumi delle utenze industriali (almeno in Europa<sup>3</sup>), e la cui offerta è soggetta alle crisi geopolitiche ed all'esaurirsi dei giacimenti.

Ecco quindi che qualunque andamento ipotizzato per la curva *tempo-costi totali* degli impianti tradizionali, tenendo inoltre presente che la voce manutenzione non è trascurabile, rischia di essere approssimato per difetto; di conseguenza, ogni *pay-back time* è soggetto a stime pessimistiche, è può essere più breve di quanto si possa attualmente sospettare.

Ciononostante, la gran parte degli utenti sceglie ancora le fonti energetiche tradizionali, nel migliore dei casi accoppiate a strategie ed apparecchi a basso consumo, spaventati dal pesante impegno finanziario, disinformati o per semplice pigrizia (il "faccia lei" che autorizza le imprese a qualunque efferatezza).

Una capillare politica di informazione ed assistenza (come tentano di fare i Centri di Consulenza Energetica Integrata dell'ENEA) potrebbe portare grandi benefici al bilancio energetico nazionale, agli utenti ed anche ai produttori di energia (ENEL in testa). L'affermazione che i produttori di energia potrebbero ricevere benefici dalla perdita di utenze domestiche potrebbe sembrare paradossale, ma non va trascurato il fenomeno della ruralizzazione delle residenze (chi può abbandona i centri urbani congestionati), che comporta crescenti costi per gli elettrodotti.

---

<sup>3</sup> Il 40% dell'energia primaria in Europa è utilizzata dagli edifici, contro il 35% dell'industria ed il 30% dei trasporti. L'80% del totale è prodotto da combustibili fossili, il 6% dal nucleare ed il 14% dalle fonti rinnovabili. [Quaderni del Sole, ISES Italia, n. 4/98]

A proposito delle utenze lontane dalla rete, uno studio ENEL del 1996 [27], tenendo presente che le disposizioni del MICA obbligano l'Ente a chiedere all'utente non più di un terzo del costo di allacciamento, recita: *"...il ricorso alla fonte energetica fotovoltaica può essere conveniente, in tutti i casi nei quali si dovrebbe realizzare un montante dedicato per una lunghezza della linea superiore a 700 metri per ogni kW richiesto dall'utente. Tale valore può considerarsi ridicibile in presenza di particolari sovvenzioni, regionali, nazionali o europee che possono fare abbassare questa soglia. A tale proposito è opportuno evidenziare che il mancato utilizzo di sovvenzioni europee rappresenta una perdita secca per il nostro Paese, a vantaggio di altri."*; nello stesso studio, si dimostra come un impianto fotovoltaico da 3 kVA<sub>p</sub><sup>4</sup> può coprire agevolmente un consumo giornaliero di 6,7 kWh (e oltre: da ogni kW<sub>p</sub> si possono ricavare fino a 5 kWh/giorno, in condizioni ottimali).

Per quanto riguarda i prezzi di mercato dei moduli fotovoltaici, si osserva una certa omogeneità riguardo al costo del W<sub>p</sub>, che è abbastanza indipendente dalla tecnologia impiegata. Si va dalle 15000 £/W<sub>p</sub> dei moduli in silicio monocristallino (Helios Technology) alle 23000 £/W<sub>p</sub> dei moduli al silicio amorfo *triple-junction* (Uflex Trade) (lire 1997).

I moduli al silicio monocristallino sono obiettivamente più economici ed efficienti, ma hanno problemi di integrazione architettonica (oltre a quelli già visti al cap. 3): personalmente, le riserverei alle applicazioni più spartane (ponti radio, impianti di sollevamento idraulico e di illuminazione stradale).

Agli impianti fotovoltaici per residenze isolate possono essere accoppiate con successo altre tecnologie per lo stoccaggio dell'energia che in presenza di una rete elettrica avrebbero poco senso: penso all'accumulo di idrogeno fotovoltaico ed alle celle a combustibile, sistema che non presenta limiti di scala, e che ha costituito l'oggetto di uno studio ENEA del 1993 [51] per l'alimentazione delle utenze domestiche dell'isola di Vulcano (Eolie), nel mar Tirreno. Il diagramma del carico (fig. 5.1) è "atipico", nel senso che ha un picco estivo invece che invernale, dovuto all'aumento della popolazione (turismo) in estate, quando le presenze aumentano da circa 500 a più di 4000 persone.

---

<sup>4</sup> Essendo  $W=V \cdot A$ , il kVA è la potenza di un impianto che fornisce, ad esempio, 83 A di corrente a 12 V.

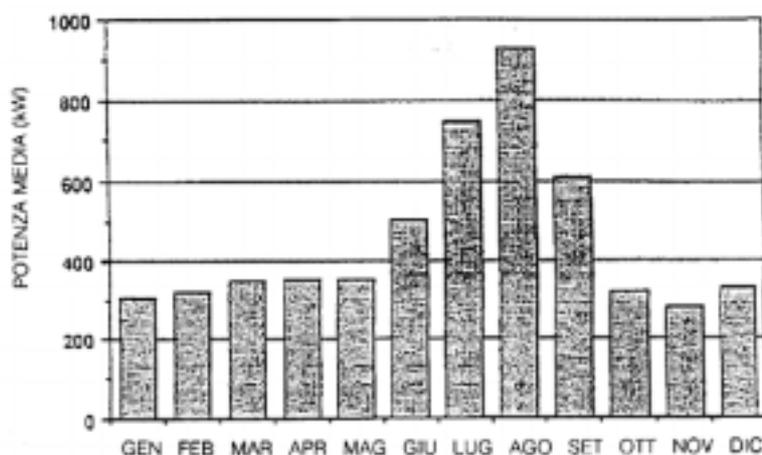


Figura 5.1 – Carico medio mensile sulla rete elettrica dell'isola di Vulcano. [51]

In questo studio, uno dei due motogeneratori diesel da 2 MW<sub>e</sub> è sostituito da un impianto che utilizza il ciclo dell'idrogeno (§ 3.4), alimentato da un generatore fotovoltaico da 3,44 MW che, tenuto conto dell'efficienza dei vari componenti<sup>5</sup>, produce annualmente 6123 MWh, di cui 1758 sono utilizzati in tempo reale ed i rimanenti 4365 MWh sono trasformati in idrogeno e riutilizzati in tempo differito per garantire la continuità della fornitura di potenza. Il bilancio dell'idrogeno (fig. 5.2) permette di dimensionare il serbatoio in una sfera di 22 m di diametro alla pressione di 30 bar.

E' un'ennesima dimostrazione della validità dell'idrogeno fotovoltaico come mezzo per

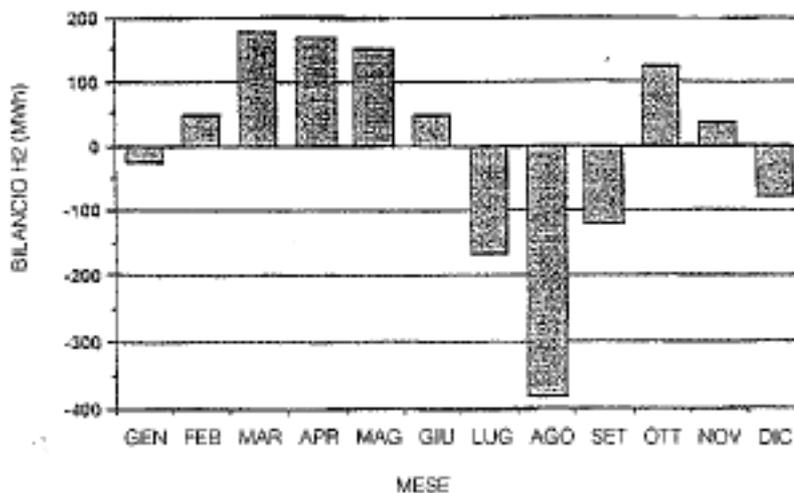


Figura 5.2 – Bilancio dell'idrogeno nel serbatoio della simulazione dell'impianto presso l'isola di Vulcano. [51]

<sup>5</sup> rendimento di conversione fotovoltaica: 15%; del convertitore dc/dc: 97%; dc/ac: 97%; elettrolizzatore, purificatore, compressore: 90%, 95%, 90%; cella a combustibile: 70%; inverter finale: 97%. [51]

superare l'intermittenza della fonte alternativa, anche per centrali di media potenza; nella doppia ipotesi di un prossimo aumento dei prezzi dei combustibili fossili e di un mercato dell'energia in regime di prezzi reali, comprensivi cioè dei costi socio-ambientali (gli *extra-costi* della citazione del Ministro Ronchi, al § 5.1), sarebbe già competitivo con gli altri combustibili.

La diffusione del fotovoltaico su piccola scala può essere molto agevolata da interventi governativi di piccolo impegno economico, ma sufficiente a destare l'interesse degli utenti. E' il caso della legge 10/91, esaminato nel paragrafo precedente, o di incentivi fiscali come quelli previsti dalla legge 449/97: a partire dalla dichiarazione dei redditi del 1999 e del 2000, e per altri 4 o 9 anni, sarà possibile detrarre dall'imponibile IRPEF il 41% delle spese sostenute (fino a 150 milioni di lire, IVA compresa) per l'acquisto di pannelli solari e/o fotovoltaici, o altre fonti di energia rinnovabile (tab. 5.4).

Lavori per:	Reddito 30 milioni IRPEF: 6 milioni	Reddito 60 milioni IRPEF: 16 milioni
<b>5 milioni</b> <b>Detrazione (41%): 2 milioni</b>	Dilazione per 5 anni 0,4 milioni per anno	Dilazione per 5 anni 0,4 milioni per anno
<b>10 milioni</b> <b>Detrazione (41%): 4,1 milioni</b>	Dilazione per 5 anni 810.000 lire per anno	Dilazione per 5 anni 810.000 lire per anno
<b>100 milioni</b> <b>Detrazione (41%): 41 milioni</b>	Dilazione per 10 anni 4,1 milioni per anno	Dilazione per 5 anni 8,2 milioni per anno
<b>150 milioni</b> <b>Detrazione (41%): 61,5 milioni</b>	Dilazione per 10 anni 6 milioni per anno	Dilazione per 5 anni 12,3 milioni per anno

Tabella 5.4 – Alcuni esempi di rateizzazione della detrazione sull'imponibile IRPEF prevista dalla legge n. 449/97.

[Guida Adiconsum, all. a TEST n. 3/98]

All'interno del mercato del fotovoltaico, che nel solo 1997 è cresciuto del 42%, il settore dell'integrazione architettonica risulta particolarmente interessante se confrontato con i sistemi convenzionali degli impianti fotovoltaici installati a terra. Infatti, l'utilizzazione di superfici già in uso per altri scopi (principalmente coperture) riduce sostanzialmente la barriera dell'impatto ambientale, accrescendone la possibilità di applicazione in aree altamente popolate: in questo quadro si potrebbe innescare un circolo virtuoso che, tramite economie di scala, porterebbe il fotovoltaico veramente alla portata di tutti, facendolo diventare uno degli impianti facenti parte delle moderne residenze.

E' il cosiddetto "fotovoltaico diffuso", già sperimentato in piccolo con iniziative governative in vari Paesi industrializzati, ed ora anche in Italia (vedi § 3.3).

Un impianto fotovoltaico connesso alla rete è la forma di investimento più redditizio nel campo delle fonti energetiche rinnovabili, perché è la rete che fa da accumulatore, e quindi non ha altri componenti che i moduli, l'inverter ed il contatore. L'iniziativa ENEA-MINAMB "10000 tetti fotovoltaici" è la tipica occasione da non perdere: 510 miliardi di lire saranno a disposizione degli utenti che vorranno nelle loro case un "meter" (un contatore "bidirezionale") che farà pagare solo l'energia che risulterà prelevata dalla rete. Negli Stati Uniti, dove il metodo è già applicato da tempo, capita che alcuni utenti ricevano rimborsi per il bilancio positivo dell'impianto (una specie di "bolletta al rovescio")!

La capillare diffusione di impianti fotovoltaici connessi alla rete è gradita anche ai gestori della rete: oltre ad eliminare gli sprechi di vettoriamento (l'energia è prodotta in prossimità del carico), alimentano la rete proprio nelle fasce orarie di punta, quando il carico aggiuntivo, dovuto alle industrie ed agli uffici in piena attività, costringe l'ENEL a costruire centrali elettriche dedicate alla copertura di questi picchi, con lo spreco di capitali che si può immaginare e che si riflette sul prezzo del kWh; non richiedono superfici apposite, perché vengono posti in opera su superfici che hanno già altre funzioni (coperture).

Se c'è un motivo che può far nascere nei gestori delle resistenze verso il fotovoltaico diffuso, è il peggioramento inevitabile della qualità della corrente di rete. La variabilità, anche repentina (maltempo), della fornitura da parte degli impianti fotovoltaici, costringe il gestore a sovradimensionare la riserva rotante, che è l'insieme dei generatori mantenuti in funzione per coprire i picchi istantanei di carico, che si verificano quando c'è una richiesta improvvisa o un vuoto produttivo improvviso. La distribuzione omogenea degli impianti dovrebbe limitare la parte di aleatorietà della produzione dovuta al maltempo: l'energia che non si produce in una parte del territorio nazionale sarà prodotta altrove, e non ci sarà bisogno di costruire nuovi impianti: quelli vecchi saranno sufficienti ad alimentare la rete nelle ore notturne. La gestione ottimale di una rete connessa a migliaia di impianti fotovoltaici è un problema dalla complessità ancora sconosciuta: le società di gestione, in tutto il Mondo, stanno facendo simulazioni su tipiche configurazioni di rete, al fine di limitare le perturbazioni provocate dagli impianti con interventi tempestivi sia alla produzione che in parti sezionate della rete.

Nonostante le obiezioni di carattere tecnico-organizzativo, la direzione è obbligata: la graduale penuria dei combustibili fossili farà sicuramente aumentare la bolletta energetica nazionale, ed il fotovoltaico diffuso può essere uno dei mezzi per affrancare gradualmente l'Italia dalla spada di Damocle della sua dipendenza energetica dall'estero, con tutti i vantaggi economici e politici (diminuzione dell'influenza dei Paesi fornitori sulla nostra politica estera) che ne derivano.

Se i Paesi industrializzati vogliono costruire un modello di sviluppo sostenibile così come indicato, a grandi linee, dai protocolli di Kyoto (freno alla crescita delle emissioni di CO<sub>2</sub> e graduale riduzione), e se i Paesi in via di sviluppo vogliono risparmiare sulla costruzione delle grandi infrastrutture per la produzione e la distribuzione dell'energia, l'unica risposta è fornita dalle fonti energetiche alternative; almeno fin quando la tecnologia della fusione nucleare non ci consegnerà la ricetta del "Sole fatto in casa".