

ITCOLD
Comitato Nazionale Italiano delle Grandi Dighe

Dighe ed energia elettrica



2012

Gruppo di Lavoro:

Coordinatore:

Sergio Ballatore (Consulente)

Membri:

Baldovin Ezio (GEOTECNA S.p.a.)

Bondiolotti Ferdinando (A2A S.p.a.)

Braghini Marco (LOMBARDI-REICO S.a)

Brizzo Nicola (IRIDE-ENERGIA S.p.a.)

Butera Ignazio (EDIPOWER S.p.a.)

Cecchini Alberto (ENEL S.p.a.)

Colli Morena (C.V.A. S.p.a.)

Donghi Giuseppe EDISON S.p.a.)

Malerba Carlo (HYDRODATA S.p.a.)

Moretti Paola (TIRRENOPOWER S.p.a.)

Si ringraziano l'ing. Carlo Angelucci, Segretario ITCOLD e l'ing. Giovanni Giors, ex dirigente ENEL S.p.a., per la preziosa opera di revisione.

Maggio 2012

NOTA

Le informazioni, analisi e conclusioni contenute nella presente memoria sono rivolte a tecnici capaci di comprenderne valore, portata e limiti. Malgrado l'attenzione impiegata nella redazione di questo testo, non è ovviamente possibile garantirne la completezza e l'eshaustività.

Si declina pertanto qualsiasi responsabilità derivante dall'interpretazione o dalla possibile applicazione del contenuto del presente documento.

INDICE

1. PREMESSA	4
2. IL GOVERNO DELL'ACQUA E L'ENERGIA IDROELETTRICA.....	6
3. LE DIGHE E IL COINVOLGIMENTO AMBIENTALE	12
4. GESTIONE DEI SEDIMENTI.....	13
5. DISPOSIZIONI PROCEDURALI	19
6. IL FINANZIAMENTO E LA PUBBLICITÀ DELL'INIZIATIVA.....	20
7. IL CONTROLLO DELLA SICUREZZA.....	26
8. RITORNO ENERGETICO DELL'INVESTIMENTO.....	28
9. RUOLO DELLA PRODUZIONE IDROELETTRICA NEL SODDISFACIMENTO DELLA DOMANDA ENERGETICA ITALIANA.....	30
10. IL POTENZIALE IDROELETTRICO IN ITALIA	33
11. LA TAGLIA DEGLI IMPIANTI E LA LORO CAPACITA' PRODUTTIVA	35
12. RUOLO DELLE DIGHE NELLA PRODUZIONE IDROELETTRICA E NELLA GESTIONE DELLA RETE ELETTRICA	37
13. LE FONTI DISCONTINUE E LE POSSIBILI FORME DI ACCUMULO D'ENERGIA.....	44
14. CONCLUSIONI.....	56
15. BIBLIOGRAFIA.....	58

1. PREMESSA

E' necessario, in primo luogo, premettere alcuni concetti noti che non possono essere trascurati quando si tratti di energia elettrica.

Quando si tratta del problema dell'energia, infatti, è indispensabile affrontare l'argomento nella sua totalità che comprende sia la produzione sia il trasporto.

Le caratteristiche dell'energia elettrica, che la rendono indispensabile nella nostra società, sono essenzialmente:

1. La facilità e l'alto rendimento di conversione.
2. La distribuzione capillare e quindi la disponibilità immediata a domanda.
3. La possibilità di generazione economica centralizzata.
4. La possibilità d'impiego, per la sua produzione, di fonti primarie altrimenti non sfruttabili.

L'energia elettrica è difficilmente immagazzinabile in grandi quantità, salvo il caso dei bacini idroelettrici. Essa deve pertanto essere prodotta nel momento in cui è utilizzata.

La fornitura di energia elettrica all'utente finale non può quindi prescindere dal considerare sia la produzione, sia il trasporto della stessa, in funzione delle necessità della conservazione dell'equilibrio tra domanda e produzione. E' questo il punto centrale che è bene rilevare, anche se ovvio: l'energia deve essere fornita in funzione della richiesta. Questa caratteristica non deve mai essere dimenticata quando si vogliono valutare correttamente le reali possibilità offerte dalle varie fonti di produzione.

Un altro documento, questo amministrativo, di fondamentale importanza nella produzione energetica, per i seguiti che ha sull'uso dei combustibili per la sua produzione, è il protocollo di Kyoto, trattato internazionale riguardante il riscaldamento globale, sottoscritto nella città giapponese di Kyoto l'11 dicembre 1997 da più di 160 paesi in occasione della Conferenza COP3 della Convenzione quadro delle Nazioni Unite sui cambiamenti climatici (UNFCCC).

Nel documento, firmato nella prima conferenza dell'UNFCCC tenutasi a Rio de Janeiro nel 1992 e meglio conosciuta come il Summit della Terra, non erano previsti limiti obbligatori per le emissioni di gas serra per le singole nazioni. Tale accordo era legalmente non

vincolante, anche se erano previsti degli aggiornamenti, denominati protocolli, che avrebbero posto i limiti obbligatori di emissioni.

Il più famoso tra questi trattati è appunto il Protocollo di Kyoto entrato in vigore il 16 febbraio 2005, dopo la ratifica della Russia. Prevede l'obbligo da parte dei paesi industrializzati di operare una riduzione delle emissioni di elementi inquinanti (biossido di carbonio e altri cinque gas serra, in altre parole metano, ossido di azoto, idrofluorocarburi, perfluorocarburi ed esafluoruro di zolfo) in una misura non inferiore al 5% rispetto alle emissioni registrate nel 1990, considerato anno di riferimento per periodo 2008-2012. Impone agli stessi Paesi di predisporre progetti per la protezione di boschi, foreste e terreni agricoli che assorbono anidride carbonica (perciò sono detti "carbon sinks", cioè immagazzinatori di CO₂). Prevede inoltre meccanismi di mercato, detti "Meccanismi Flessibili", il principale dei quali è il Meccanismo di Sviluppo Pulito il cui obiettivo è la riduzione delle emissioni al costo minimo possibile, cioè massimizzare le riduzioni ottenibili a parità d'investimento. In questo ambito, i Paesi sviluppati, possono guadagnare "carbon credit" ovvero crediti di emissione tramite una delle seguenti forme:

- *Clean Development Mechanism* (CDM): consente ai paesi industrializzati e a economia in transizione di realizzare progetti nei paesi in via di sviluppo che producano benefici ambientali in termini di riduzione delle emissioni di gas-serra e di sviluppo economico e sociale dei Paesi ospiti e, nello stesso tempo, generino crediti di emissione (CER) per i Paesi che promuovono gli interventi.
- *Joint Implementation* (JI): consente ai paesi industrializzati e a economia in transizione di realizzare progetti per la riduzione delle emissioni di gas-serra in un altro paese dello stesso gruppo e di utilizzare i crediti derivanti, congiuntamente con il paese ospite.
- *Emissions Trading* (ET): consente lo scambio di crediti di emissione tra paesi industrializzati e a economia in transizione; un paese che abbia conseguito una diminuzione delle proprie emissioni di gas serra superiore al proprio obiettivo può così cedere (ricorrendo all'ET) tali "crediti" a un paese che, al contrario, non sia stato in grado di rispettare i propri impegni di riduzione delle emissioni di gas-serra.

Ogni paese industrializzato, inoltre, dovrà realizzare un sistema nazionale per la stima delle emissioni gassose e andrà incontro a sanzioni nel caso di mancata realizzazione degli obiettivi prefissati. Per i Paesi in via di sviluppo le regole sono più flessibili, infatti,

non sono stati invitati a ridurre le loro emissioni per non ostacolare la loro crescita economica frapponendovi oneri che sarebbero per essi particolarmente gravosi.

E' poi seguito il vertice sul clima, tenutosi a Bruxelles nel marzo 2007, che ha visto i responsabili dei governi dei ventisette stati, facenti parte dell'Unione Europea impegnarsi a ridurre le emissioni dei gas serra del 20% entro il 2020, rispetto ai livelli del 1990, ad aumentare l'efficienza energetica del 20% sempre entro il 2020 e, infine, a raggiungere la copertura del 20% dei consumi con la quota ottenuta da energia prodotta con fonti rinnovabili. Sono sicuramente impegni ambiziosi e difficili da raggiungere, modificati in diminuzione per alcuni Paesi. Un notevole contributo al miglioramento del bilancio energetico può venire certamente dall'uso della fonte idroelettrica.

Secondo quanto ha affermato Aper (Associazione Produttori di Energia da Fonti Rinnovabili) nel convegno di aprile 2008, tenuto a Milano, gli obiettivi comunitari in materia di energia da fonte rinnovabile subiranno una sicura penalizzazione derivante sia dalla progressiva introduzione delle norme sul DMV (deflusso minimo vitale), sia dalla rigidità delle pubbliche amministrazioni che rischiano, a livello locale, di frenare i nuovi possibili investimenti. L'idroelettrico ha sicuramente una forte vocazione ambientale, di particolare attualità con riferimento al tema del contenimento delle emissioni di gas serra; per altri versi l'impatto ambientale può essere un problema, in particolare nei confronti dell'utilizzo della risorsa idrica in locale e dell'impatto sulla fauna ittica.

2. Il governo dell'acqua e l'energia idroelettrica

La produzione di energia da fonte idroelettrica è quindi in linea con quanto sottoscritto nei trattati internazionali, proprio perché il "combustibile" utilizzato non provoca emissioni di gas serra. Tuttavia esiste in Italia una "questione idroelettrica". Riguarda la forma di produzione dell'energia elettrica da fonte rinnovabile più rilevante tra quelle di cui il nostro Paese dispone in proprio, incidente per una quota di circa il 10% del totale della quantità consumata in Italia nell'anno 2007. Quella fisicamente più efficiente, il cui processo produttivo avviene a zero-emissioni sia per quanto riguarda la CO₂ sia per qualsiasi tipo d'inquinante atmosferico. Nella visione generale - a livello politico e di opinione pubblica - questa forma di generazione dell'energia vive oggi una fase piuttosto sfavorevole: ignorata

sistematicamente dai mass media nella citazione e trattazione delle diverse fonti rinnovabili (vento, sole, biomasse, geotermia), colpita dalle norme ambientali senza un'adeguata attenzione alla specificità delle situazioni, penalizzata nei progetti di riorganizzazione della gestione idrica su larga scala territoriale (in rapporto alle esigenze idropotabili e irrigue, tipicamente).

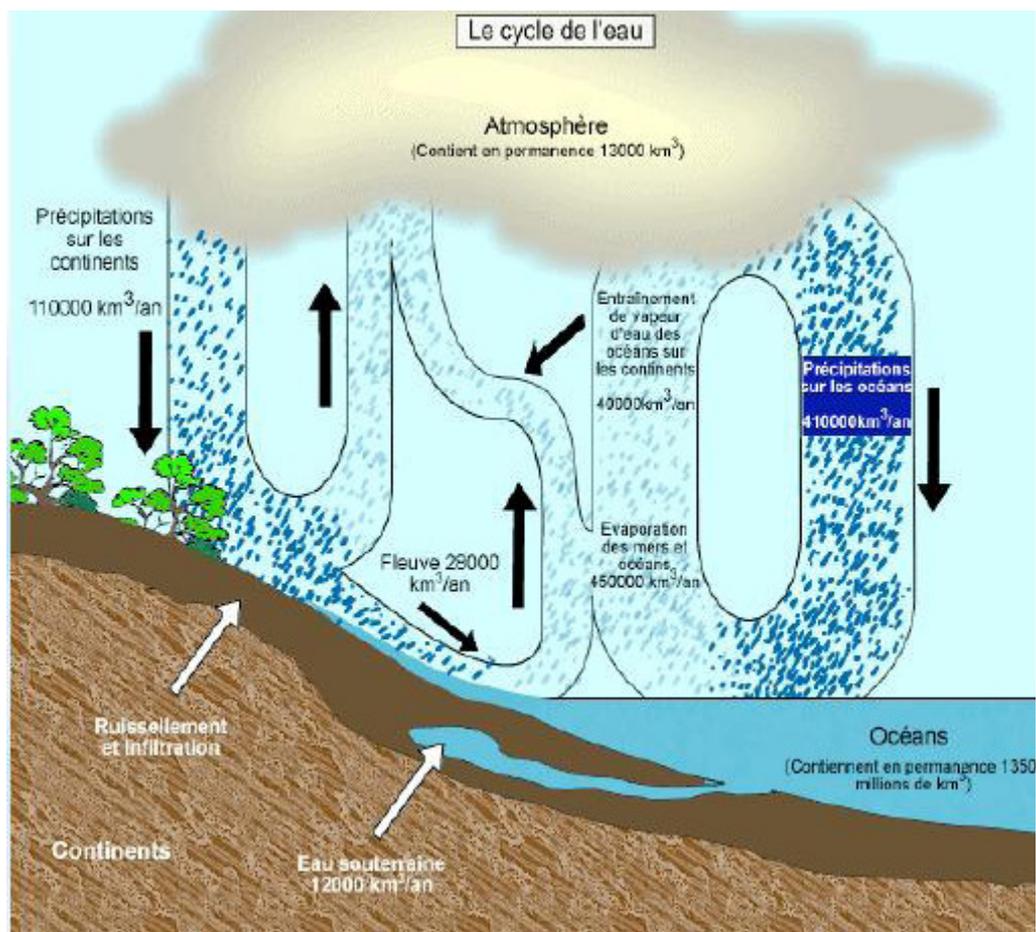


Fig. 1 - Ciclo dell'acqua e principali quantità messe in gioco. l'energia utilizzata in un anno è pari a 2.000 volte quella consumata dall'uomo (Fonte: LES ENERGIES RENOUVABLES – SYLVAIN DALENCLOS).

Una situazione questa che appare ingiustificata, soprattutto quando a farne le spese sono gli impianti di produzione già esistenti. Eppure: un modesto GWh idroelettrico prodotto annualmente (grossomodo 150 l/s di portata costante per un salto di 100 m) corrisponde al fabbisogno di oltre 300 famiglie, a 500 tonnellate di CO₂ evitata, a 280 tonnellate di carbone o 200.000 m³ di gas naturale non bruciati, 8.000 m² (1,12 volte un campo da calcio) di pannelli fotovoltaici installati. Sono questi numeri considerevoli, che dovrebbero

fare riflettere sul significato strategico di questa fonte energetica e sull'attenzione che essa merita. L'incidenza della produzione idroelettrica nei vari paesi è molto variabile, in funzione delle diverse caratteristiche geomorfologiche e idrologiche del territorio.

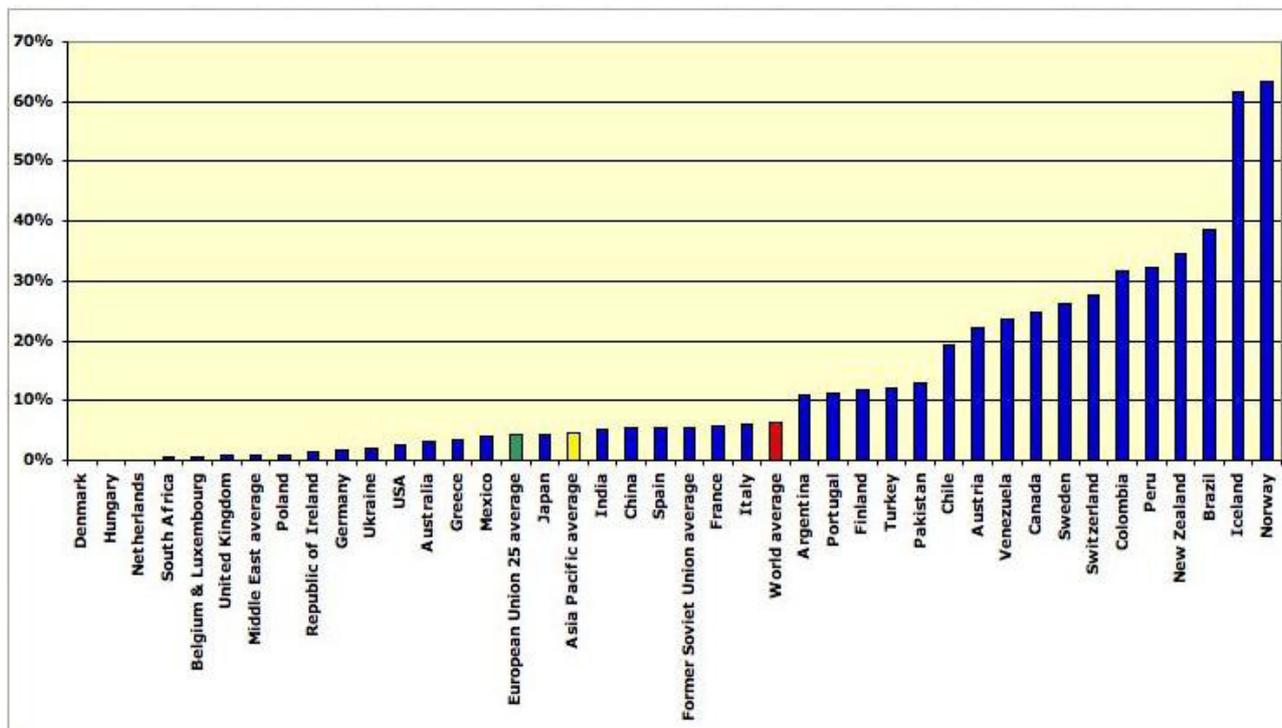


Fig. 2 - Consumo di energia idroelettrica in diversi paesi. (Fonte: RIVISTA STATISTICHE BP - 2005)

Sulla base dell'esperienza in corso a diversi livelli, si pongono tre tesi di ragionamento.

Tesi numero uno.

La questione idroelettrica è fondamentalmente una questione ambientale, riferibile a un'intrinseca ambivalenza che caratterizza questa forma di produzione dell'energia elettrica. Da una parte si tratta, come detto, di una risorsa pulita - da questo punto di vista la migliore, insieme al fotovoltaico (che tuttavia non è confrontabile per costo/rendimento) - e dall'altra di una risorsa che per essere utilizzata comporta impatti sugli ecosistemi fluviali, e sul paesaggio che lo stesso ambiente fluviale rappresenta. Impatti che tuttavia possono essere razionalmente controllati, e ridotti fino a essere considerati quasi trascurabili, in determinate condizioni e situazioni. Una questione di sostenibilità ambientale, dunque. Da affrontarsi con capacità di discernimento, competenza e senso di responsabilità.

Tesi numero due.

Non tutte le valli e i corsi d'acqua possono essere sfruttati a scopo idroelettrico, ed è importante che l'obiettivo della protezione ambientale, anche riferito a standard di totale naturalità, prevalga in determinati ambiti territoriali. E' altrettanto vero che esistono tipologie di corsi d'acqua e situazioni territoriali che consentono una destinazione idroelettrica, dove gli impianti possono non incidere, se adeguatamente progettati, sulla qualità visiva del paesaggio, e dove gli ecosistemi acquatici possono non risentire negativamente della sottrazione/restituzione di risorsa, qualora siano rispettate adeguate prerogative di costruzione ed esercizio. Perché dunque negare questa opportunità?

Tesi numero tre (conclusiva).

Il requisito della sostenibilità ambientale, unito alla convenienza economica ed energetica della fonte idroelettrica, apre un nuovo scenario di rilancio e sviluppo della stessa: quello di una stretta prossimità dei progetti di sfruttamento e delle relative gestioni ai territori ai quali essi si rapportano, dal punto di vista sia della dislocazione fisica sia del modello organizzativo per la loro attuazione. Sono i bacini montani, e le comunità in essi presenti, a essere maggiormente interessati a questo scenario di sviluppo. E' in montagna, infatti, che il rapporto tra energia da fonte idraulica e territorio si evidenzia più stretto, ed è in montagna che la filiera energetica - ampliata al solare fotovoltaico, alle biomasse forestali e al risparmio - può rappresentare una valida prospettiva di recupero e sviluppo anche in chiave socioeconomica e nel rispetto dell'ambiente. Si tratta di una tendenza già in atto laddove - nei territori delle regioni e province autonome - le istituzioni locali hanno assunto un ruolo attivo nella gestione idroelettrica, a seguito di accordi industriali o acquisizioni dei grandi schemi impiantistici già di livello nazionale. E' importante che la fase organizzativa di competenza e fiducia riconoscibile territorialmente, dimostri l'effettività di questo tipo di approccio, in grado di porre la questione idroelettrica in una prospettiva diversa e finalmente positiva agli occhi degli enti regolatori e di un ecologismo non ideologico, nell'interesse del paese.

Nell'estate 2003 furono gli invasi artificiali dell'ENEL, dell'AEM di Torino (ora IRIDE) e della Compagnia Valdostana delle Acque a fronteggiare nel nord-ovest, eccezionalmente, una grave emergenza idrica conseguente a mesi di assenza di precipitazioni e di rialzo termico. Fu una situazione climatica e idrologica che mobilitò le unità di crisi regionali, l'Autorità di Bacino del Po e la Protezione Civile. Nelle annate scorse, poco piovose, tendendo a esaurirsi troppo rapidamente la morbida prodotta dalla fusione nevosa, già a fine giugno i corsi d'acqua sono tornati a presentarsi come spesso negli ultimi anni all'arrivo dell'estate: asciutti. Le falde sono state soggette a forti abbassamenti, a causa della mancata ricarica e della pressione esercitata dai pozzi. E' questo un prezzo che l'ambiente si ritrova spesso a pagare a fronte dell'inaffidabilità strutturale del sistema di governo dell'acqua. Ritorna nuovamente di attualità il tema degli invasi artificiali, con le consuete prese di posizione spesso pregiudiziali o basate su una scarsa conoscenza reale della questione. La tesi sulla quale si fonda l'ipotesi che alcuni, selezionati, nuovi invasi artificiali opportunamente ubicati, costituiscano un elemento determinante e qualificante del dispositivo di governo delle risorse idriche su scala regionale è la seguente: vi è disequilibrio nel bilancio idrico tra disponibilità della risorsa e necessità d'uso. Si ridurrebbe così questa inaffidabilità che si traduce in spreco, nella difficoltà oggettiva nell'applicazione di norme per la riqualificazione idrologico-ambientale quale il DMV; si ovvierebbe alla necessità di sostituire parzialmente captazioni da acque sotterranee (oggi troppo sfruttate e soggette a contaminazione chimica) con risorse di origine superficiale e si rimedierebbe all'estrema fragilità dell'attuale sistema di gestione delle risorse idriche, reso ancora più evidente dalla presenza degli effetti determinati dal cambiamento climatico. E' una tesi confermata su basi razionali e oggettive, e che si accompagna ad alcune discriminanti. La prima è che gli interventi in questione siano finalizzati a quello che nel linguaggio tecnico è definito uso multiplo, cioè con diversi obiettivi, di un invaso artificiale e della risorsa idrica dallo stesso modulata. La seconda è quella concernente la sostenibilità ambientale. La terza riguarda i seguiti sociali degli interventi nella loro configurazione organizzativa-economica e funzionale. Non è solo importante che i benefici ritraibili dal perseguimento dell'obiettivo primario, dislocato in massima parte al di fuori del territorio coinvolto nella realizzazione dell'impianto, siano tali da giustificare l'operazione recuperandone i costi d'investimento e gestione, ma occorre che anche la stessa comunità locale con il suo territorio traggano vantaggi dall'operazione, non solo strettamente economici, ma anche

sociali e di tutela e valorizzazione ambientale. Nel linguaggio tecnico si parla di esternalità e del ruolo trainante svolto dall'azione progettuale, in direzione di uno sviluppo e di una tutela nei confronti della comunità ospitante l'intervento, la quale nella migliore concezione organizzativa è protagonista, non soggetto passivo da piegare a decisioni superiori attraverso la cosiddetta ingegneria del consenso. Obiettivo questo tutt'altro che secondario, in conformità ad un'autentica logica partenariale, che nella regolazione delle risorse idriche a larga scala, su un'operazione rilevante com'è la costruzione e gestione di una diga in un fondovalle, costituisce oggi l'unico modo serio e accettabile per affrontare il progetto d'intervento. Gli invasi artificiali ai quali ci si rivolge sono grandi invasi, almeno per l'Italia, dotati di capacità utili di diversi milioni di metri cubi e alimentati da robuste disponibilità idriche, tali da consentire stoccaggi e regolazioni di livello stagionale sul ciclo delle portate defluenti. L'ipotesi talvolta ventilata quale scelta, di numerosi piccoli invasi, potrebbe essere legata, come vedremo più avanti, a una forma di generazione distribuita collegata alla produzione da fonti rinnovabili non programmabili. Anche le prestazioni di un invaso artificiale, purché di adeguate dimensioni e sufficientemente alimentato, possono essere certamente incrementate ricorrendo a tecniche di ottimizzazione della gestione, basate su modelli di simulazione idrologica in tempo reale, in grado di prevedere i deflussi fluviali generati dalle piogge e dalla fusione nevosa. Di tali tecniche oggi si dispone. L'essenziale sicurezza di una diga e del sito nel quale essa si trova, affidata a un'adeguata fase d'ingegneria, al continuo monitoraggio geotecnico e strutturale durante l'esercizio e al presidio tecnico-formale previsto per legge in capo ai competenti uffici statali e regionali, non ha ragione di essere considerata come fattore ostativo. Essa costituisce in ogni caso aspetto del quale occorre rendere razionalmente partecipe e consapevole, attraverso un efficace processo informativo, la comunità locale coinvolta. La progettazione, realizzazione e messa in esercizio di un nuovo invaso artificiale richiedono tempi lunghi, intorno ai dieci anni. Come fare, in futuro, quando ci si dovesse accorgere di avere un bisogno immediato dell'impianto, non avendolo previsto e realizzato, a fronte di un'emergenza idrica? Non è dunque così corretto e responsabile considerare "la scelta invasi" come "ultima spiaggia" nella politica sulle acque, ciò che invece sembri essere nell'opinione di molti. E non tutti i sostenitori di questa linea di azione sono necessariamente agenti dell'industria del cemento.

3. Le dighe e il coinvolgimento ambientale

Trattando più nello specifico delle dighe e degli impianti a queste annessi, specialmente in occasione di nuove costruzioni, è importante quindi considerare una griglia di analisi che comprenda tutti gli aspetti; un lago artificiale coinvolge interessi de:

1. La Società che investe nella realizzazione delle opere, che si attende un ritorno economico dell'investimento che deve essere massimizzato. A seconda si tratti di un serbatoio a uso potabile, irriguo o di produzione d'energia, l'analisi costi/benefici/ricavi deve considerare parametri diversi, che derivano proprio dal diverso utilizzo previsto per la risorsa.
2. Le Amministrazioni pubbliche coinvolte: è importante evidenziare come, sotto certi aspetti, i principi ispiratori che stanno alla base d'alcune decisioni, siano in contrasto con quelli che dovrebbero essere quelli istituzionali tipici dell'ente pubblico, cioè di ordinamento e di controllo delle attività dei soggetti privati. Oggi, per mancanza d'adeguata copertura finanziaria, le Regioni e i Comuni devono cercare di ricavare da queste iniziative una qualche forma di finanziamento. Alcuni enti pubblici tendono a costituire, in varie forme, delle società per realizzare e gestire impianti, diventando quindi, di fatto, imprenditori modificando quella che dovrebbe essere la loro attività peculiare di legislatori e di controllori, che governano l'attività dei soggetti privati. E' questa una peculiarità che potrebbe, se opportunamente indirizzata, contribuire a valorizzare scelte impiantistiche basate su considerazioni più variegata di quelle che derivano dal solo conto economico.
3. Le popolazioni residenti nelle zone circostanti l'invaso e a valle della diga: sono questi, ovviamente, i gruppi d'opinione tra i più sensibili, sia perché devono cedere i terreni e abbandonare le proprie residenze per fare posto all'invaso, sia perché sono quelli più direttamente interessati alle manovre d'apertura degli scarichi.
4. Le popolazioni residenti in luoghi lontani dallo sbarramento: sono questi coloro che hanno i maggiori benefici perché fruiscono dell'energia prodotta, dell'azione stabilizzante dell'impianto sulla rete di trasmissione dell'energia, o dell'erogazione d'acqua irrigua o potabile.

5. La Nazione tutta che beneficia del minore saldo negativo della bilancia dei pagamenti per i minori acquisti di combustibile e, in ultima analisi, dalle possibilità di maggiore sviluppo economico che derivano dall'iniziativa.
6. L'ambiente che beneficerà delle minori emissioni di gas inquinanti, pagando però un tributo, certamente inferiore, in termini locali.

Tutte le valutazioni e le osservazioni fatte a proposito della costruzione d'importanti opere idrauliche non possono e non devono prescindere da una valutazione globale, che tenga conto dei vari fattori in gioco.

Troppo spesso oggi si registrano posizioni preconcepite contro tutte le iniziative in campo energetico. E' evidente che ogni attività umana ha dei riflessi sull'ambiente: non esistendo energia allo stato proprio, tutte le forme di energia si ottengono solo a seguito di reazioni fisico-chimiche, che hanno come conseguenza modifiche ambientali più o meno importanti. E' necessario che questi riflessi siano valutati correttamente e condivisi, accettando infine il miglior compromesso. I problemi legati alla presenza di uno sbarramento sono molteplici. Uno dei più importanti è quello sommariamente trattato nel capitolo seguente: i serbatoi hanno la funzione di accumulare acqua. Questa prerogativa è progressivamente limitata dall'accumulo dei materiali trasportati dall'acqua che si depositano nel bacino stesso.

4. Gestione dei sedimenti

Questo problema è legato alla gestione di tutti i bacini di accumulo, sia quelli destinati alla produzione idroelettrica, sia irrigua e potabile. E' evidente che l'interrimento ha riflessi diversi a seconda si tratti di bacini irrigui, che perdono lo scopo per il quale sono stati costruiti e diventano inutili, oppure a scopo idroelettrico, che mantengono parzialmente la loro funzione produttiva. La sua risoluzione richiede certamente un notevole impegno delle Autorità preposte all'emissione delle norme e ai controlli e di tutti i soggetti diversamente interessati.



Fig. 3 - Esempio degli effetti prodotti dall'accumulo dei sedimenti in un bacino (Fonte: RSE)

Il Comitato Italiano Grandi Dighe ha condotto uno studio su 285 serbatoi che rappresentano il 52% del totale e il 55% in termini di capacità d'invaso rispetto a quella totale. L'interrimento costituisce di per sé un fattore di riduzione della capacità d'invaso dei serbatoi legato al trasporto solido ed è funzione delle caratteristiche geomorfologiche degli alvei percorsi dai corsi d'acqua. Fino alla prima metà degli anni '70 del secolo scorso la questione non costituiva un particolare problema perché i sedimenti che si accumulavano nel serbatoio venivano "fluitati", in corrispondenza ad eventi meteorici intensi, attraverso gli organi di scarico di cui le dighe sono provviste.

L'applicazione in senso restrittivo della legge Merli, anno 1976, attribuiva anche ai sedimenti depositati nei serbatoi sottesi da dighe la valenza di "rifiuto speciale". Da quella data, l'interrimento dei serbatoi e la sua gestione è diventato uno dei problemi più critici, la cui soluzione, almeno a livello di principio, ha richiesto oltre trenta anni.

Lo studio del GdL ITCOLD ha consentito di inquadrare le effettive dimensioni del problema:

- Solo il 47% dei serbatoi NON presenta problemi d'interrimento.
- La riduzione totale del volume d'invaso, legata all'interrimento, è stimata in circa il 30% del volume totale.
- La perdita economica associata all'impiego non ottimale della risorsa idrica finalizzata alla produzione di energia è stimata in circa 300 Mln €/anno.
- Una stima approssimata del costo necessario per la soluzione del problema nel suo complesso è pari a 120.000 Mln € (di cui il 55% per la rimozione dei sedimenti mediante dragaggio e il 45% per perdita di produzione per la loro fluitazione).

La fluitazione, per essere efficace, richiede un abbassamento sensibile del livello d'invaso: solo così il fluido si carica di materiale in sospensione e, per rilasciarlo a valle, è necessaria un'opportuna diluizione, fatta con l'acqua invasata, che comporta un onere di mancata produzione.

Occorre osservare che la perdita di capacità d'invaso non determina, in generale, una riduzione rilevante della produzione di energia totale, quanto, piuttosto, importanti limitazioni sulla possibilità di erogare energia di regolazione.

Per valutare gli effetti dell'interrimento sulla produzione, è necessario fare una distinzione tra le diverse tipologie di sbarramento: sbarramenti modesti, situati prevalentemente in bassa valle o in aree che presentano una gran quantità di trasporto solido, si riempiono rapidamente e perdono quindi la loro capacità d'accumulo.

Sbarramenti di grandi dimensioni, che sottendono bacini imbriferi con limitato trasporto solido, hanno il vantaggio di vedere diminuire molto gradatamente il volume utile. Un serbatoio della capacità di 100 Mm³, che abbia una quantità di 5 Mm³ accumulati in 50 anni d'esercizio, come spesso accade nelle Alpi, non vede per ora compromessa la sua potenzialità.

La perdita economica subita dal concessionario per la mancata produzione di energia, ancorché pregiata, non è spesso paragonabile all'entità dell'investimento che sarebbe necessario per il recupero della capacità d'invaso. È, in genere, economicamente preferibile per il concessionario modificare la gestione dell'impianto, adottando, ad esempio, una gestione ad acqua fluente.

Nel corso dell'ultimo decennio, l'Autorità legislativa ha proceduto all'emissione di due norme che avrebbero dovuto portare alla soluzione del problema. Si tratta dei D. Lgs. N. 152 del 1999, che ammette, in linea di principio, l'evacuazione dei sedimenti dai serbatoi perché non più considerati come rifiuti speciali, e del D. Lgs. 30/6/2004, che istituisce i cosiddetti "Piani di Gestione dei Bacini Idrografici" (in ottemperanza della Water Framework Directive 2000/60/EC).

Occorre purtroppo segnalare che, a distanza ormai di diversi anni dall'emissione dei decreti sopra citati, è stato ancora fatto ben poco per la mancanza di linee guida che indichino agli operatori come intervenire dal punto di vista delle soluzioni tecniche e, soprattutto, agli organismi di controllo regionali come gestire una materia così complessa.

Considerando il costo necessario per il pieno recupero della capacità idrica dei serbatoi - stimato in 120.000 Mln €, non sono immaginabili interventi generalizzati da parte dei concessionari in quanto, ovviamente, il ritorno economico sarebbe negativo e la fattibilità andrebbe presa in considerazione solo per casi particolarmente favorevoli.

Esaminiamo il costo “energetico” di un’operazione di fluitazione: esso è strettamente legato alla quantità di fluido rilasciato non turbinata, necessaria per rimuovere il materiale accumulato. Invece il costo “energetico”, sempre in termini di bilancio complessivo d’energia, di una mancata operazione di fluitazione è limitato alla riduzione della capacità d’accumulo d’acqua del serbatoio. In questo caso, non avendo più l’accumulo, la produzione passa da quella propria di un impianto a serbatoio a quella di un impianto di tipo ad acqua fluente. Si perde quindi l’energia corrispondente alla quantità d’acqua che non può essere accumulata, ma è sfiorata.

La perdita, valutata in termini energetici, dei piccoli bacini non è quindi percentualmente molto elevata, essendo costituita solo dall’acqua che non è più possibile turbinare perché sfiora e, generalmente lo sfioro avviene per periodi abbastanza limitati. È invece importante evidenziare la perdita di capacità di regolazione che si ha nei serbatoi, di dimensioni modeste, quando sono inghiaati. In questo caso diminuisce la disponibilità d’energia “pregiata”. La valutazione sull’opportunità economica di fare un’operazione di fluitazione deve essere fatta dal gestore per ogni singolo caso.

Il recupero completo della disponibilità idrica dei serbatoi andrebbe pertanto analizzato in una logica più ampia rispetto alla visione parziale del singolo concessionario, che non può che essere legata a un conto economico, coinvolgendo tutti i portatori d’interesse che dovrebbero essere chiamati a partecipare ai costi degli interventi, ricevendone, ovviamente, in cambio i vantaggi derivanti dalla maggiore disponibilità della risorsa idrica. L’argomento della ripartizione dei costi e della suddivisione dei vantaggi andrebbe analizzato su una base socio-economica e sarebbe necessariamente oggetto di un processo negoziale tra le parti interessate.

È importante rilevare che da sperimentazioni effettuate in occasione d’operazioni di fluitazione su piccoli invasi, è apparso poi evidente che più che il valore assoluto elevato, superiore ai limiti di legge, della concentrazione delle particelle solide trasportate in sospensione nelle acque di scarico che si può raggiungere per brevi periodi, è molto più importante la durata del periodo di superamento di tali limiti. È stato verificato che, per

tempi brevi, si possono accettare concentrazioni elevate, senza che questo pregiudichi la riuscita “ambientale” dell’operazione. Questa considerazione consentirebbe di accettare concentrazioni superiori ai limiti di legge, per tempi di fluitazione ridotti. Sarebbe così possibile fare le operazioni di fluitazione senza danni per l’ecosistema del ricettore, ma con un notevole risparmio d’acqua rilasciata e conseguente diminuzione della mancata produzione d’energia.

Oggi, in generale, si cerca di risolvere il problema evitando di scaricare i sedimenti con l’adozione di provvedimenti temporanei quali la sopraelevazione degli scarichi o delle prese, com’è stato recentemente fatto, ad esempio in Svizzera per il serbatoio di Mauvoisin. Questo modo di operare non rappresenta una soluzione ma un trasferimento del problema stesso, in forma più pesante, ai posteri.



Fig. 4 – Schema della risoluzione dei problemi relativi ai sedimenti della Diga di Mauvoisin realizzata in Svizzera.

Esistono anche sistemi alternativi alla fluitazione per la pulizia dei bacini dai sedimenti. In alcuni importanti impianti, per esempio il lago Margaritze, situato a 2.000 m di quota al termine del ghiacciaio che scende dal gruppo montuoso del Grossglockner in Austria, si stanno eseguendo operazioni di pulizia, che dureranno per più stagioni, dai sedimenti mediante l’impiego di sorbone. Queste attrezzature sono sostanzialmente delle pompe adatte ad aspirare anche gli inerti depositati insieme all’acqua e quindi possono asportare i materiali depositati nel lago senza che sia necessario svuotare completamente il bacino,

come richiesto dall'asportazione meccanica dei depositi, continuando così la produzione. L'attività di sorbonatura è fatta sia per il materiale depositatosi di recente, sia per quello più compatto, ormai consolidato, che è preventivamente disgregato con un getto d'acqua. Gli inerti aspirati sono trasportati sino al luogo di deposito tramite una tubazione posta sul pelo dell'acqua, sostenuta da galleggianti. L'impiego della sorbona consente quindi di spostare grosse quantità di materiale solido, depositato nel lago, in zone dove è possibile accumularlo, filtrarlo, farlo asciugare e quindi asportarlo o sistemarlo a dimora in un secondo tempo.



Fig. 5 - La stazione di dragaggio al Lago Margaritze – Gross Glockner, Austria

Queste apparecchiature consentono anche di separare gli inerti in funzione della granulometria. È possibile quindi eliminare le particelle che, in funzione del salto, sarebbero dannose per le macchine idrauliche, turbinando solo quelle più piccole. Si può così operare senza perdita di produzione, senza danneggiare le macchine ed è possibile dosare opportunamente la diluizione contenendo i rilasci nei limiti prescritti.

5. Disposizioni procedurali

Per costruire un nuovo impianto di produzione elettrica è necessario superare diversi ostacoli frapposti dall'ampia e variegata normativa esistente che coinvolge un gran numero di soggetti, che sono deputati ad autorizzare le diverse parti dell'impianto.

Col Decreto Legislativo 29 dicembre 2003, n. 387 il Governo ha voluto dare attuazione alla direttiva 2001/77/CE riguardante la promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell'elettricità.

Questo importante decreto concede alcune priorità agli impianti alimentati da fonti rinnovabili e, tra queste:

- L'automatico riconoscimento che, una volta autorizzate, le opere sono di pubblica utilità, indifferibili e urgenti.
- La costruzione e l'esercizio di questi impianti, il loro rifacimento, il potenziamento, la modifica, la riattivazione, sono soggetti ad autorizzazione unica rilasciata dalla regione, nel rispetto delle normative vigenti. A tal fine, entro trenta giorni dal ricevimento della domanda, è convocata la conferenza dei servizi.
- Il rilascio dell'autorizzazione costituisce titolo a costruire ed esercire l'impianto.
- Il termine massimo per la conclusione del procedimento non può comunque essere superiore a centottanta giorni.
- L'autorizzazione non può essere subordinata né prevedere misure di compensazione a favore delle regioni e delle province.

È piuttosto evidente l'intenzione dell'Autorità centrale di snellire e accelerare i procedimenti autorizzativi, anche per cercare di rispettare le richieste della Comunità Europea in termini di riduzione dei gas serra emessi.

Queste direttive statali sono state accolte dalle regioni. In particolare si fa qui riferimento alla delibera della regione del Veneto che, in data 30/12/2008, ha emesso delle nuove disposizioni procedurali, che rivedono quelle dell'anno 2004, proprio in considerazione delle difficoltà applicative che si sono registrate nei casi in cui l'impianto idroelettrico era sottoposto alla procedura di valutazione d'impatto ambientale.

La regione Abruzzo, per esempio, specifica invece che per gli impianti assoggettati a V.I.A., sino alla conclusione delle suddette procedure, i termini per il procedimento unico, ai sensi del D.L.gs. 387/03, sono sospesi. È questo, per certi aspetti, un modo semplice ed efficace per vanificare totalmente gli indirizzi del decreto.

6. Il finanziamento e la pubblicità dell'iniziativa

Nella valutazione del ritorno dell'investimento, devono essere inserite, come spese ordinarie, anche quelle necessarie per la mitigazione dell'impatto ambientale dell'opera.

I beneficiari del servizio dovrebbero essere chiamati, con una precisa informazione in merito, a sostenere gli oneri derivanti dalla conservazione migliore dell'ambiente e della futura, inevitabile e costosa alienazione del bene diga.

Lasciando tutti gli oneri di manutenzione straordinaria, per esempio gli sfangamenti di un grande serbatoio, necessari dopo decenni di esercizio, o la dismissione dell'opera a fine vita, genericamente in capo al concessionario, sarà oggettivamente difficile che il titolare della concessione si possa fare carico, al momento di eseguire i lavori, degli importi necessari, perché il ritorno economico di alcune operazioni non è compatibile con i tempi ora imposti dal mercato.

Sarebbe quindi importante, per agevolare la buona conservazione delle opere, il riconoscimento da parte dell'Autorità di una qualche forma d'incentivazione anche per le importanti manutenzioni straordinarie delle opere di sbarramento, non legate necessariamente alla sostituzione delle macchine nella sottostante centrale, come avviene oggi per la concessione degli incentivi.

Un altro punto importante consiste nel garantire la possibilità di fare un conto economico affidabile, fatte salve ovviamente le alee tipiche dell'imprenditore. Non è possibile che i soggetti economici programmino investimenti nell'assoluta incertezza di conoscenza della tipologia e della quantità dei possibili incentivi: un congruo orizzonte temporale certo è indispensabile. Da una valutazione approssimata, si può stimare che l'onere per costruire un nuovo impianto va da circa 1,0 ÷ 1,5 € a 2,0 ÷ 2,5 € per ogni kWh prodotto

annualmente: gli importi sono quindi elevati e questi dati rendono evidente la necessità di certezza sul possibile ritorno economico.

Le variazioni del valore dei C.V., quindi la difficoltà di valutazione degli investitori, sono riportate nel diagramma sottostante:

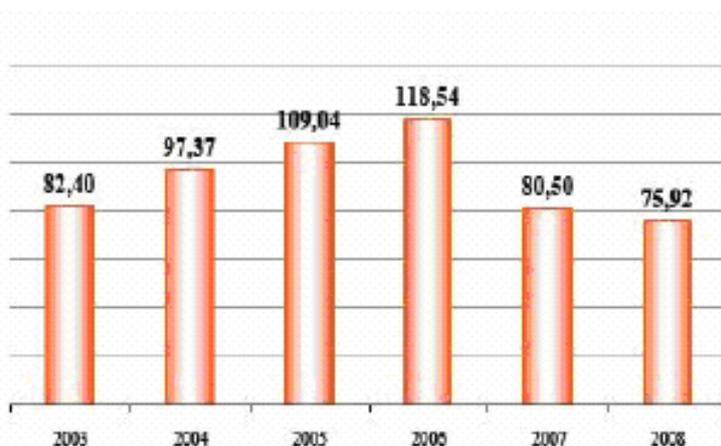


Fig. 6 - Andamento prezzi certificati verdi anni 2003 – 2008

Oggi l'informazione è diffusa in modo capillare e raggiunge la quasi totalità delle persone. Proprio per questo è importante che l'informazione stessa sia completa e corretta per dare un quadro il più possibile esatto e consentire scelte che siano fondate su dati concreti e non sulle sensazioni che sono trasmesse, a volte, da persone impreparate nel campo specifico.

Come sopraddetto, l'informazione deve essere completa e deve essere data: oggi non è più pensabile realizzare un intervento che abbia un impatto rilevante sul territorio senza una corretta pubblicità che generi il consenso, almeno di una congrua maggioranza, nei confronti dell'iniziativa stessa.

I portatori d'interesse che gravitano nell'orbita di un'iniziativa in campo energetico sono diversi e spesso hanno finalità contrastanti. È quindi importante, prima dell'inizio delle attività di progetto, cercare di raccogliere e soddisfare, nella maggiore misura possibile, le diverse esigenze.

L'informazione deve illustrare in modo sintetico e chiaro i motivi tecnici che sono alla base del progetto, i vantaggi che si avranno e i costi che si dovranno sopportare, sia in termini economici, sia, soprattutto, in termini d'ambiente.

Devono essere evidenziati in modo completo tutti i ritorni dell'investimento, sia per le possibili nuove attività degli abitanti locali che potranno fruire, per esempio, di futuri sviluppi nell'ambito del turismo ricreativo, sia in termini più estesi. Anche questi possono diventare contributi economici rilevanti.

Senza voler considerare l'imposta comunale sugli immobili, che annualmente va versata al/ai comuni in cui ricade ciascuna centrale idroelettrica, per poter utilizzare il bene demaniale (l'acqua) avuto in concessione, il concessionario è tenuto al pagamento periodico di un corrispettivo (canone), in genere annuale, durante l'arco temporale di durata della concessione.

Dal 2003 gli aggiornamenti del canone demaniale per derivazione d'acqua avvengono autonomamente a cura delle Regioni (o Province, se delegate), in virtù del trasferimento delle competenze sul demanio idrico dallo Stato agli Enti Locali, intervenuto a fronte della L. 59/97 e del relativo D.Lgs. 112/98 di attuazione. Va aggiunto che il D.Lgs. 152/2006 (Testo Unico dell'Ambiente), che ha abrogato la L. 36/1994, al comma 3 dell'art. 154 prescrive che i criteri per l'adeguamento, da parte delle Regioni, della misura dei canoni demaniali per gli usi dell'acqua debbano essere indicati dal Governo tramite decreto interministeriale, ma tale dispositivo di legge è stato finora disatteso.

La misura unitaria, o tariffa, del canone demaniale idroelettrico nel 2010, varia da un massimo di 34,98 €/kW di potenza nominale media di concessione ad un minimo di 12,21 €/kW. La tendenza graduale delle Regioni/Province è comunque quella di attestarsi fra i 20 e i 30 €/kW e di diversificare anche le tariffe in base a determinate caratteristiche degli impianti interessati, diverse da una Regione/Provincia e l'altra.

Per alcune concessioni, ai sensi delle leggi succedutesi nel tempo, i concessionari sono tenuti a corrispondere a comuni e province anche alcuni tipi di sovraccanone, un corrispettivo dovuto in cambio della sottrazione al territorio degli enti locali stessi della possibilità di utilizzazione di un bene.

I sovraccanoni a favore di comuni e province Rivaschi sono stati istituiti con l'art. 53 del R.D. 1775/33, come modificato dall'art.1 della legge 4 dicembre 1956 n. 1377.

I sovraccanoni a favore dei comuni o consorzi di comuni facenti parte di bacini imbriferi montani, cosiddetti BIM, sono stati istituiti con legge 27 dicembre 1953 n.959.

Le tariffe dei sovraccanoni sono ancora aggiornate ogni biennio, con decreto del Direttore dell'Agenzia del Demanio (i rivieraschi) e del Ministro dell'Ambiente e della tutela del territorio e del mare (i montani) che devono essere emanati entro il 30 novembre dell'anno precedente alla decorrenza di ogni biennio.

Tab. 1 - Tariffe Canone demaniale uso idroelettrico e Sovraccanoni BIM e Rivierasco (*)

Anno	DEMANIALE			BIM			RIVIERASCO		
	Lire	Euro	Aumento %	Lire	Euro	Aumento %	Lire	Euro	Aumento %
1980	L. 1.312 =	€ 0,6776	-	L. 4.500 =	€ 2,3241	-	L. 1.200 =	€ 0,6197	-
1981	L. 10.496 =	€ 5,4207	700,00	L. 4.500 =	€ 2,3241	-	L. 1.200 =	€ 0,6197	-
1982	L. 10.496 =	€ 5,4207	-	L. 6.052 =	€ 3,1256	34,49	L. 1.614 =	€ 0,8336	34,50
1983	L. 10.496 =	€ 5,4207	-	L. 6.052 =	€ 3,1256	-	L. 1.614 =	€ 0,8336	-
1984	L. 10.496 =	€ 5,4207	-	L. 8.031 =	€ 4,1477	32,70	L. 2.141 =	€ 1,1057	32,65
1985	L. 10.496 =	€ 5,4207	-	L. 8.031 =	€ 4,1477	-	L. 2.141 =	€ 1,1057	-
1986	L. 10.496 =	€ 5,4207	-	L. 9.500 =	€ 4,9063	18,29	L. 2.532 =	€ 1,3077	18,26
1987	L. 10.496 =	€ 5,4207	-	L. 9.500 =	€ 4,9063	-	L. 2.532 =	€ 1,3077	-
1988	L. 10.496 =	€ 5,4207	-	L. 10.516 =	€ 5,4311	10,69	L. 2.802 =	€ 1,4471	10,66
1989	L. 10.496 =	€ 5,4207	-	L. 10.516 =	€ 5,4311	-	L. 2.802 =	€ 1,4471	-
1990	L. 15.744 =	€ 8,1311	50,00	L. 11.767 =	€ 6,0771	11,90	L. 3.135 =	€ 1,6191	11,88
1991	L. 15.744 =	€ 8,1311	-	L. 11.767 =	€ 6,0771	-	L. 3.135 =	€ 1,6191	-
1992	L. 15.744 =	€ 8,1311	-	L. 13.261 =	€ 6,8487	12,70	L. 3.535 =	€ 1,8257	12,76
1993	L. 15.744 =	€ 8,1311	-	L. 13.261 =	€ 6,8487	-	L. 3.535 =	€ 1,8257	-
1994	L. 20.467 =	€ 10,5703	30,00	L. 14.521 =	€ 7,4995	9,50	L. 3.871 =	€ 1,9992	9,50
1995	L. 20.467 =	€ 10,5703	-	L. 14.521 =	€ 7,4995	-	L. 3.871 =	€ 1,9992	-
1996	L. 20.467 =	€ 10,5703	-	L. 15.944 =	€ 8,2344	9,80	L. 4.250 =	€ 2,1949	9,79
1997	L. 20.979 =	€ 10,8347	2,50	L. 15.944 =	€ 8,2344	-	L. 4.250 =	€ 2,1949	-
1998	L. 21.357 =	€ 11,0300	1,80	L. 16.677 =	€ 8,6130	4,60	L. 4.445 =	€ 2,2957	4,59
1999	L. 21.677 =	€ 11,1952	1,50	L. 16.677 =	€ 8,6130	-	L. 4.445 =	€ 2,2957	-
2000	L. 21.937 =	€ 11,3295	1,20	L. 17.261 =	€ 8,9146	3,50	L. 4.601 =	€ 2,3762	3,51
2001	L. 22.310 =	€ 11,5222	1,70	L. 17.261 =	€ 8,9146	-	L. 4.601 =	€ 2,3762	-
2002	L. 22.577 =	€ 11,6600	1,20	L. 25.172 =	€ 13,0000	45,83	L. 6.777 =	€ 3,5000	47,29
2003				L. 34.853 =	€ 18,0000	38,46	L. 8.713 =	€ 4,5000	28,57
2004				L. 36.596 =	€ 18,9000	5,00	L. 9.159 =	€ 4,7300	5,11
2005				L. 36.596 =	€ 18,9000	-	L. 9.159 =	€ 4,7300	-
2006				L. 37.990 =	€ 19,6200	3,81	L. 9.507 =	€ 4,9100	3,80
2007				L. 37.990 =	€ 19,6200	-	L. 9.507 =	€ 4,9100	-
2008				L. 39.403 =	€ 20,3500	3,72	L. 9.856 =	€ 5,0900	3,67
2009				L. 39.403 =	€ 20,3500	-	L. 9.856 =	€ 5,0900	-
2010				L. 40.817 =	€ 21,0800	3,59	L. 10.204 =	€ 5,2700	3,54
2010				L. 54.216 =	€ 28,0000	32,83	L. 13.554 =	€ 7,0000	32,83

N.B. Nel 2010 sono state istituite due tariffe diverse per ciascun sovraccanone BIM e Rivierasco.

(*) Tariffe valide su tutto il territorio nazionale; per il canone demaniale solo fino al 2002, tranne per le Province Autonome di Trento e Bolzano.

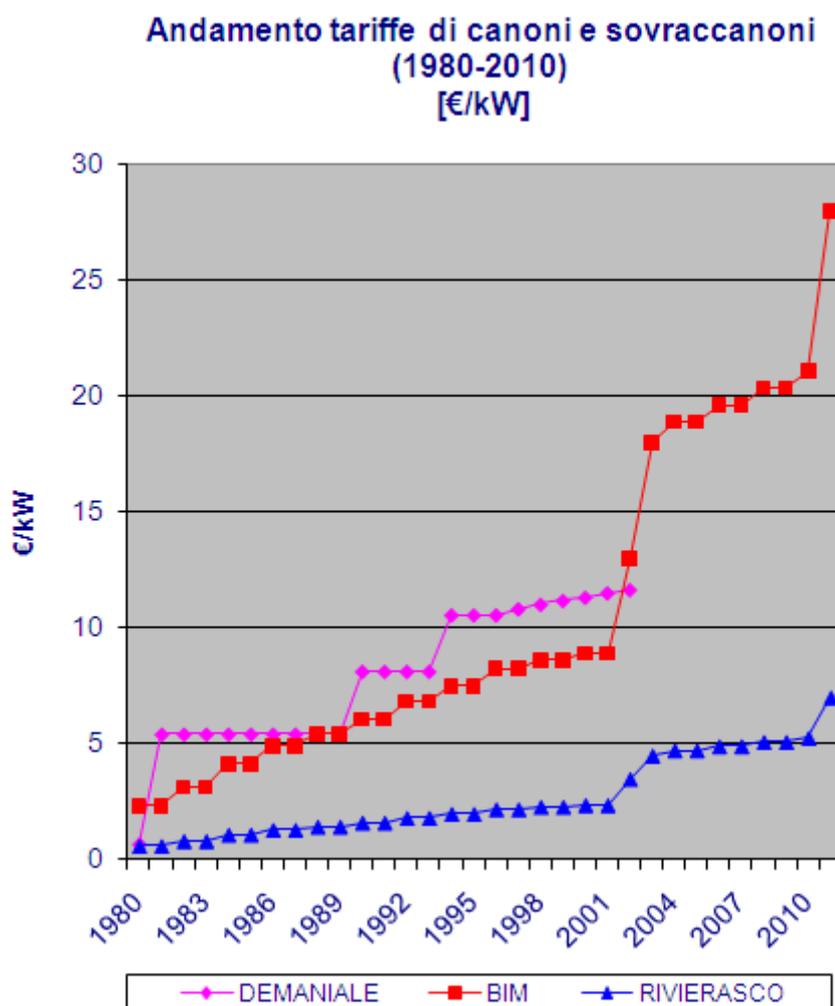


Fig. 7 – Variazione temporale dei canoni fra il 1980 e il 2010

Un impianto da 1 MW di potenza nominale media paga quindi circa 40.000 € ogni anno. Con riferimento alla provincia di Sondrio, per esempio, la filiera idroelettrica, con 650 MW di potenza media installata, versa circa 25.000.000 € ogni anno e la maggior parte dell'importo va ai comuni. APER (Associazione Produttori Energia da Fonti Rinnovabili) riporta che, secondo una stima della Federbim (Federazione Nazionale dei Consorzi di Bacino Imbrifero Montano), il gettito incassato dai BIM nell'anno 2005 ammonta a circa 80.000.000 €. Si tratta di una cifra notevole, soprattutto se paragonata con quelle dei bilanci comunali delle piccole municipalità montane.

In una situazione economica in cui gli enti locali si vedono progressivamente ridurre i trasferimenti statali a sostegno delle attività di erogazione di servizi sociali e d'infrastrutture del territorio, la presenza d'impianti idroelettrici può quindi rappresentare per le comunità

locali un'opportunità di sviluppo sociale basata sullo sfruttamento sostenibile di una risorsa naturale.

Le iniziative finanziate con questi contributi devono quindi essere adeguatamente pubblicizzate: è necessario che il cittadino conosca l'utilizzo che è fatto di questi soldi e sappia che questi sono "benefit" derivanti dalla presenza di un impianto. I proventi potrebbero essere impiegati in strutture per la formazione professionale, nella gestione di consultori medici, nella realizzazione e gestione di attività socio – culturali e sportive, ecc.

Dare maggiore pubblicità alle iniziative a favore dei residenti, derivanti dall'impiego di questi introiti, potrebbe contribuire a fare accettare meglio gli impianti sul territorio.

Coloro che sono lontani dall'impianto devono avere ben chiari gli scopi dell'iniziativa, che è utile perché contribuisce a garantire loro la fornitura d'energia contenendo le emissioni in atmosfera.

Un esempio importante d'insediamento, che ha avuto nella presenza di un grande invaso a scopo idroelettrico e irriguo il motore per lo sviluppo economico di una vasta area, è quello del bacino del Serre Ponçon, nella valle della Durance nei pressi di Embrun, in Francia. Si tratta del secondo bacino in Europa per ampiezza, con un invaso di 1.200.000.000 m³. In questo caso il grande sviluppo economico della zona è dovuto alla presenza del lago e alla volontà delle autorità e delle popolazioni locali di sfruttare l'opportunità.



Fig. 8 - Vista del Lago di Serre Ponçon (Francia): ieri, a costruzione appena terminata, e oggi.

Nella zona sono sorte numerose strutture alberghiere e fioriscono le attività legate allo sfruttamento turistico – ricreativo del lago, con conseguente impiego stabile di numerose persone.

È ovvio che queste opportunità debbano contemperarsi con le necessità dettate dalla stagione irrigua o dalla produzione d'energia, che richiedono l'uso dell'acqua invasata in un periodo che coincide generalmente colla stagione turistica.

Sarà quindi necessario concordare a priori un protocollo che regoli l'uso della risorsa.

7. Il controllo della sicurezza

È importante anche dare un'adeguata pubblicità alla gestione e al controllo della sicurezza dell'invaso, con dati semplici e comprensibili, collegati in tempo reale alla strumentazione in diga, dimostrando, come avviene nella realtà, che l'opera è sempre seguita.

È pure importante spiegare in modo adeguato l'effetto benefico dato dalla presenza dello sbarramento sul contenimento delle piene a valle: spesso si legge di dighe che danneggiano la valle sottostante perché, durante un evento di piena, sono stati "aperti gli scarichi". La presenza dello sbarramento, se correttamente esercito, è invece sempre positiva per la limitazione dell'entità dell'onda di piena in arrivo.

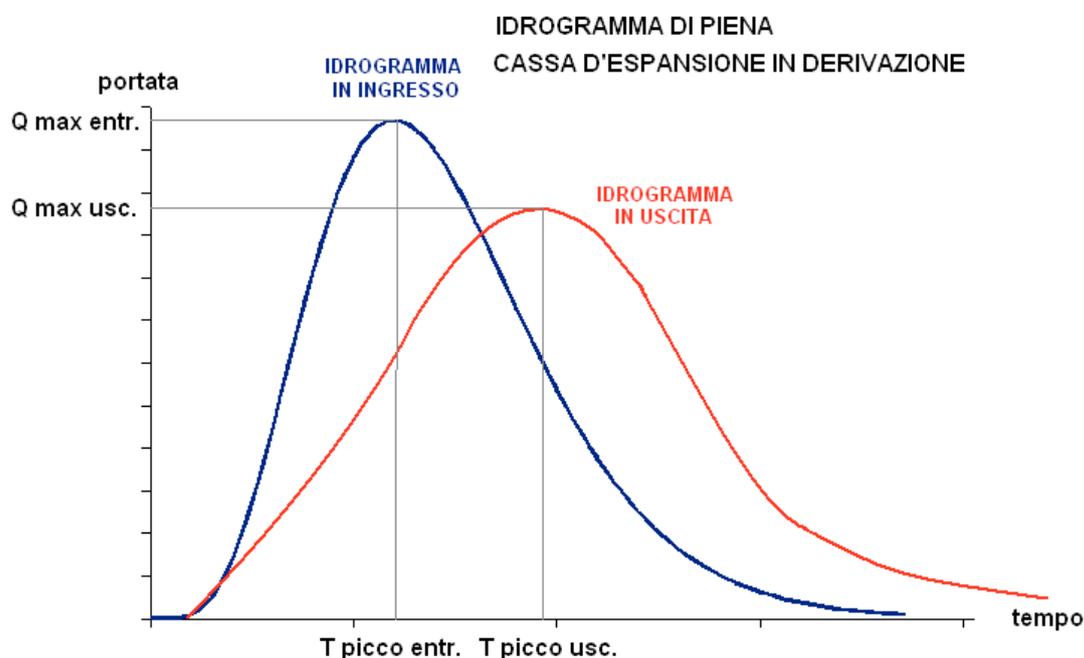


Fig. 9 – Effetto di laminazione: la portata uscente e' sempre minore portata entrante.

Tutti i dati, sia di beneficio ambientale, sia energetico, dovrebbero essere evidenziati in appositi siti, posti nei pressi della diga, come accade per gli impianti che sfruttano altre fonti rinnovabili.

Per le dighe a uso irriguo dovrebbe essere evidenziata la superficie agraria servita e la maggiore quantità di colture prodotte grazie alla presenza dello sbarramento.

Analoghe considerazioni possono essere fatte per i serbatoi a uso potabile.

Un esempio italiano, concreto, di realizzazione di quanto sopraddetto si ha nella gestione della diga di Ridracoli della Società Romagna Acque.

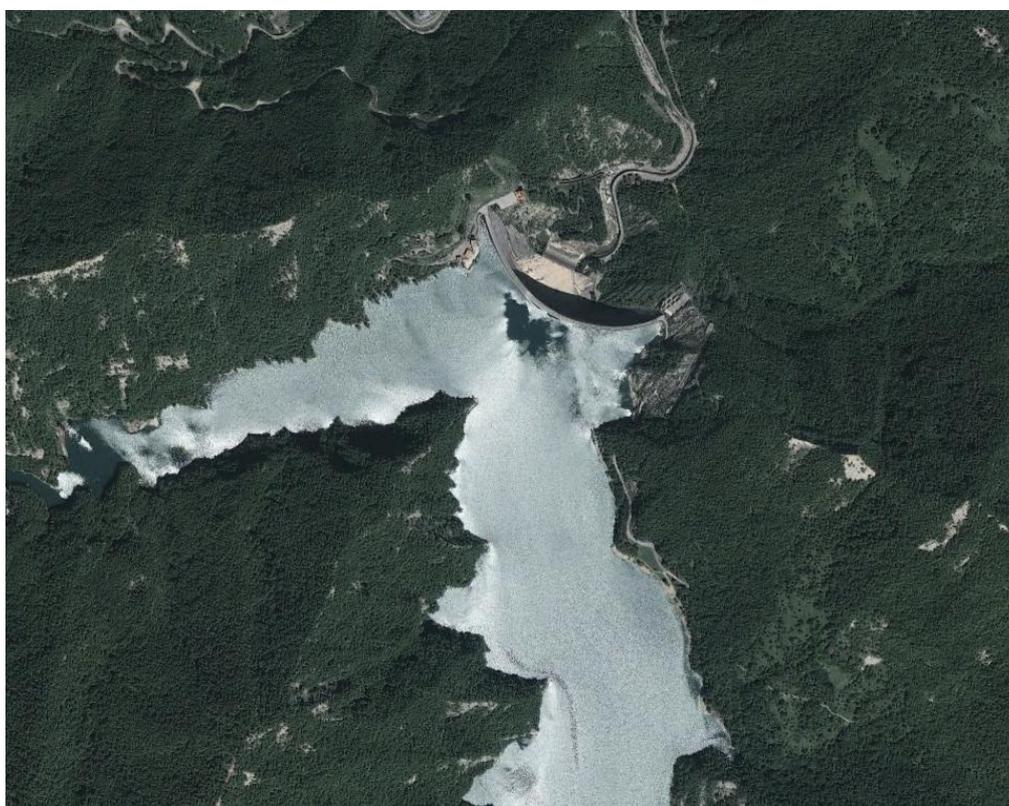


Fig. 10 – La diga di Ridracoli in Emilia Romagna (Fonte: Google Earth).

Il serbatoio ha lo scopo di fornire acqua potabile alla Riviera Romagnola ma serve al contempo per produrre energia elettrica e, nell'area circostante il bacino, la risorsa è sfruttata per il turismo locale.

Gli abitanti della valle sottostante sono poi costantemente informati dello stato dell'opera.

Questo è un buon esempio di gestione plurima della risorsa acqua.

8. Ritorno energetico dell'investimento

Dobbiamo osservare che, oltre al bilancio economico, esiste anche un bilancio energetico che dovrebbe essere sempre considerato per valutare la bontà di un investimento, in termini globali, per la società in cui viviamo. E' utile, a questo proposito, introdurre il concetto di EROEI, cioè il ritorno energetico sull'investimento energetico (Energy Returned On Energy Invested). Questo indice, che non ha nessuna base finanziaria, evidenzia quale sia il ritorno, in termini di bilancio energetico, di un impianto di produzione d'energia. Non esiste, infatti, attività umana esente dal consumo di una qualche forma d'energia. Costruire una qualsiasi centrale di produzione energetica, richiede a sua volta l'investimento di una certa quantità d'energia.

$$\text{EROEI} = (\text{Energia ricavata} + \text{energia spesa}) / \text{Energia spesa}$$

Dobbiamo, infatti, utilizzare una determinata quantità di energia per costruire un impianto di produzione energetica, quindi anche di un idroelettrico asservito a una diga, sia in termini di energia diretta spesa per il funzionamento delle macchine durante i lavori, sia indiretta per la produzione del cemento, dei macchinari idraulici, delle condotte, ecc.

Secondo la Soc. Holcim, produttore svizzero, per ogni tonnellata di cemento prodotta si liberano circa 680 kg di CO₂. Dati medi indicano che per produrre una tonnellata di acciaio si liberano circa 120 kg di CO₂. L'ordine di grandezza delle emissioni per i trasporti è maggiore di 100 g/km*t.

Analogamente dobbiamo sopportare un costo energetico per produrre e installare e, a fine vita, smaltire i generatori eolici, gli impianti delle centrali termiche o nucleari e dei pannelli fotovoltaici.

Dalle valutazioni fatte da diversi esperti, si ricava che gli impianti che hanno un valore medio di EROEI pari a 50, uno dei massimi, sono gli impianti idroelettrici. Gli impianti fotovoltaici o eolici hanno valori medi di 10 e di 20 rispettivamente, quindi sono meno convenienti sotto l'aspetto energetico.

Secondo dati dell'Università di Bologna, per esempio, i moduli fotovoltaici devono funzionare circa da 3 a 5 anni per recuperare l'energia impiegata nella loro costruzione. I moduli a silicio policristallino richiedono, infatti, l'impiego da 5 a 7 MWh di energia per ogni

kW di potenza di picco installata. Il funzionamento a piena potenza necessario per recuperare l'energia spesa per la sola costruzione del pannello è di circa 5.000 ore: in Italia, infatti, le ore di sole pieno sono circa 1.000 ÷ 1.500 /anno, secondo le aree geografiche.

Con l'ausilio dell'EROEI è dunque possibile comparare efficacemente fonti energetiche diversissime fra loro, dalla semplice legna da ardere (biomassa) fino al solare fotovoltaico. I valori stimati dell'indice EROEI delle principali fonti energetiche sono stati raccolti da Aspo Italia (Association for the Study of Peak Oil). Da questi dati, che hanno una certa dispersione a seconda dell'autore, appare comunque evidente che gli impianti che danno il maggiore ritorno in termini energetici sono quelli idroelettrici.

Di seguito si allega una tabella che riporta una valutazione globale dell'efficienza energetica, considerando i costi di gestione e di costruzione, definita come "Payback Ratio", che rappresenta il rapporto tra l'energia prodotta durante la vita utile dell'impianto rapportata all'energia richiesta per costruire e mantenere in esercizio l'impianto stesso.

Le centrali idroelettriche hanno il rapporto migliore. Nel corso della vita operativa esse possono produrre più di 200 volte l'energia richiesta per la loro costruzione e il loro esercizio.

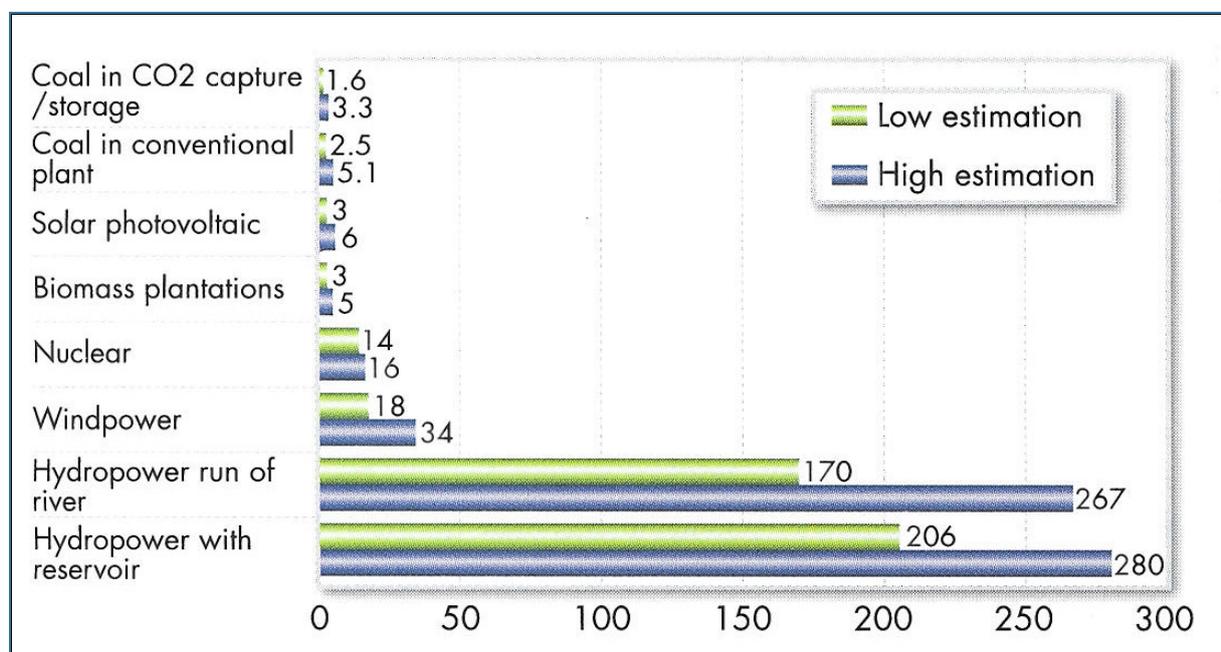


Fig.11: Energy pay back ratio - Comparazione tra differenti tipologie di impianti.

9. Ruolo della produzione idroelettrica nel soddisfacimento della domanda energetica italiana.

L'uso della risorsa "acqua", lo afferma anche la legislazione vigente (Legge Galli), deve dare la precedenza all'utilizzo per le necessità umane, seguito da quello per soddisfare le necessità dell'irrigazione e, infine, da quello industriale che corrisponde, essenzialmente alla produzione di energia idroelettrica.

Gli utilizzi per uso potabile e irriguo sono evidenti e immediati, è opportuno invece, suggerire alcune precisazioni sull'utilizzo dell'acqua ai fini della produzione idroelettrica che, come già detto, rappresenta una parte non trascurabile nel soddisfacimento della domanda energetica della nazione Italia.

Come si osserva nella figura sottostante, il totale dell'energia richiesta dal sistema Italia nel 2007 è stato (fonte GSE) pari a 339,9 TWh a fronte di consumi per perdite di rete pari a 21,0 TWh. La situazione è sostanzialmente costante anche negli anni successivi, con una evidente flessione dei consumi dovuta alla crisi economica.

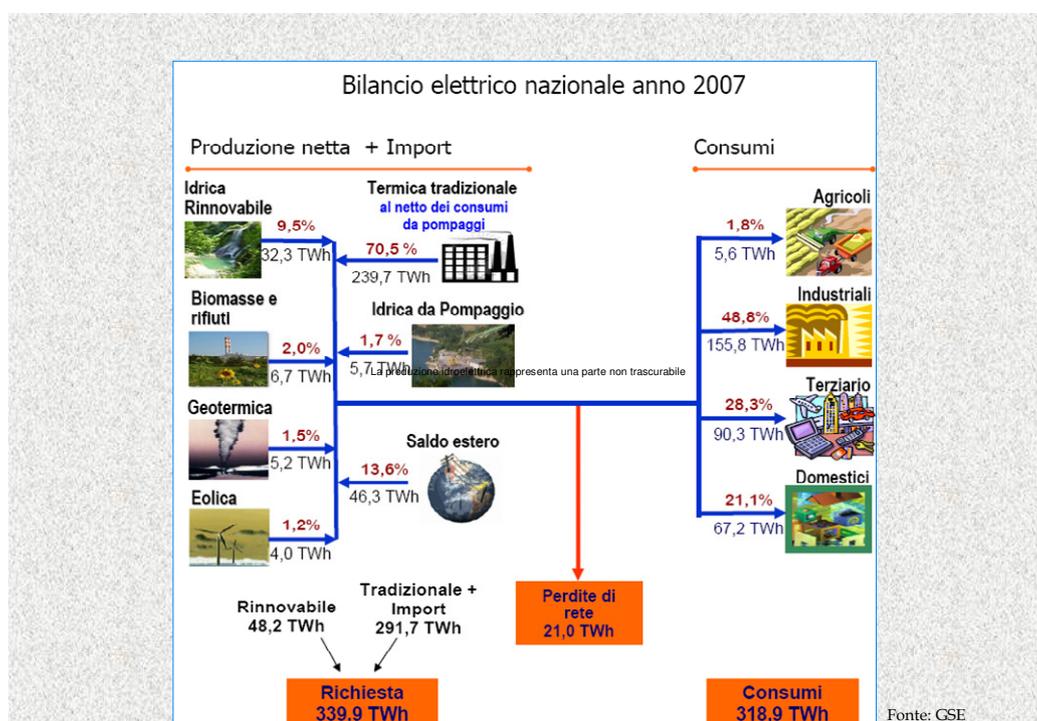


Fig. 12 – Diagramma a blocchi del bilancio elettrico nazionale anno 2007 (Fonte: GSE).

La produzione idroelettrica è stata pari al 9,5% di tutta l'energia richiesta dalla rete, compresa la quantità importata.

A questi devono essere aggiunti i 5,7 TWh, pari all'1,7% del totale, forniti dagli impianti di pompaggio, energia questa esclusivamente spostata nel tempo con contemporaneo saldo negativo di bilancio energetico per il sommarsi alle perdite per rendimento in fase di produzione anche quelle in fase di pompaggio. Il bilancio economico è invece positivo, per la diversa valorizzazione dell'energia secondo le ore della giornata.

La produzione idroelettrica, per complessivi 32,3 TWh, deve poi essere ulteriormente suddivisa (si veda il diagramma seguente) secondo la sua provenienza cioè da serbatoio, da bacino oppure da acqua fluente. Questa suddivisione corrisponde anche al diverso valore commerciale e tecnico, inteso come capacità di sostegno della rete elettrica.

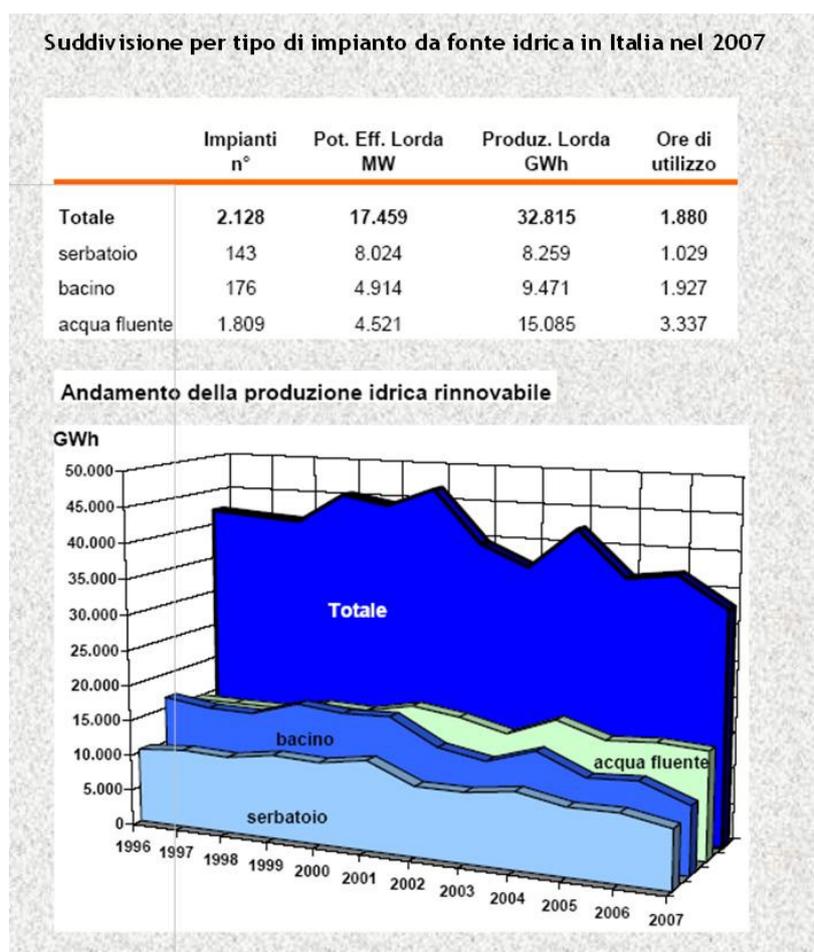


Fig. 13 – Andamento della produzione idrica rinnovabile idroelettrica, divisa per tipologie di impianto (Fonte: GSE).

Come indicato nella figura sottostante (fonte GSE), nell'ambito della produzione complessiva da fonte rinnovabile, quella idroelettrica rappresenta il 67% del totale. In Italia è quindi la parte assolutamente preponderante.

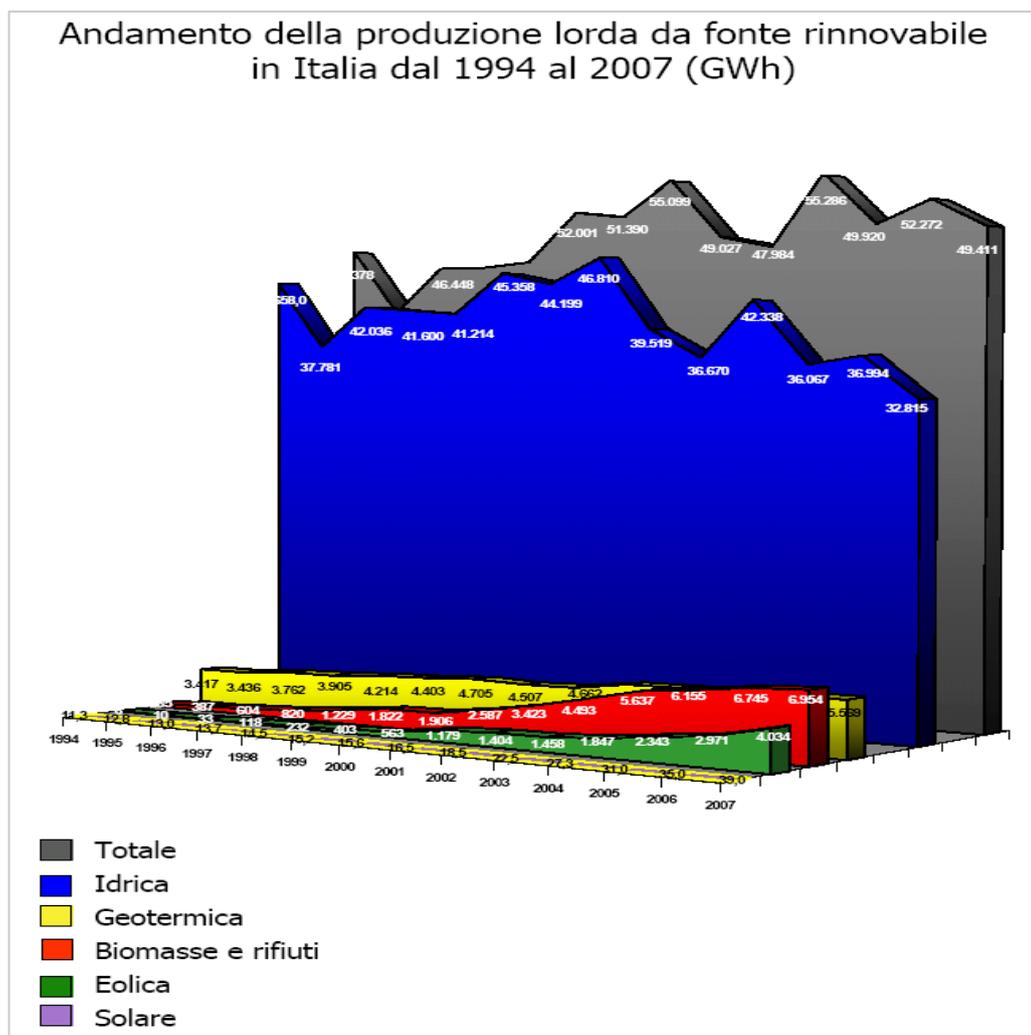


Fig. 14 – Andamento della produzione di energia lorda da fonte rinnovabile in Italia dal 1994 al 2007 (Fonte: GSE).

Il ruolo della produzione idroelettrica nel soddisfacimento della domanda energetica è di due tipologie diverse, secondo le modalità di alimentazione degli impianti.

Abbiamo avuto nell'anno 2007, infatti, il 46% della produzione idroelettrica fatta con impianti ad acqua fluente. Questa forma di produzione è legata alla presenza d'acqua nei corsi d'acqua e pertanto ha andamento fortemente stagionale. Al nord Italia, che presenta bacini con quote medie più alte, c'è un picco di produzione corrispondente al periodo di

scioglimento delle nevi, che va da maggio a luglio. Bacini di tipo appenninico hanno invece tendenzialmente due picchi di produzione, corrispondenti agli apporti di pioggia primaverili e autunnali.

La parte restante della produzione, il 56% nell'anno 2007, proviene da centrali alimentate da bacini o da serbatoi.

10. Il potenziale idroelettrico in Italia

Il potenziale idroelettrico, che ancora resta da sfruttare in Italia, è il risultato della differenza tra il potenziale massimo teorico, cui devono essere sottratti i DMV, gli attuali usi diversi dell'acqua e, ancora, le barriere tecnologiche e normative.

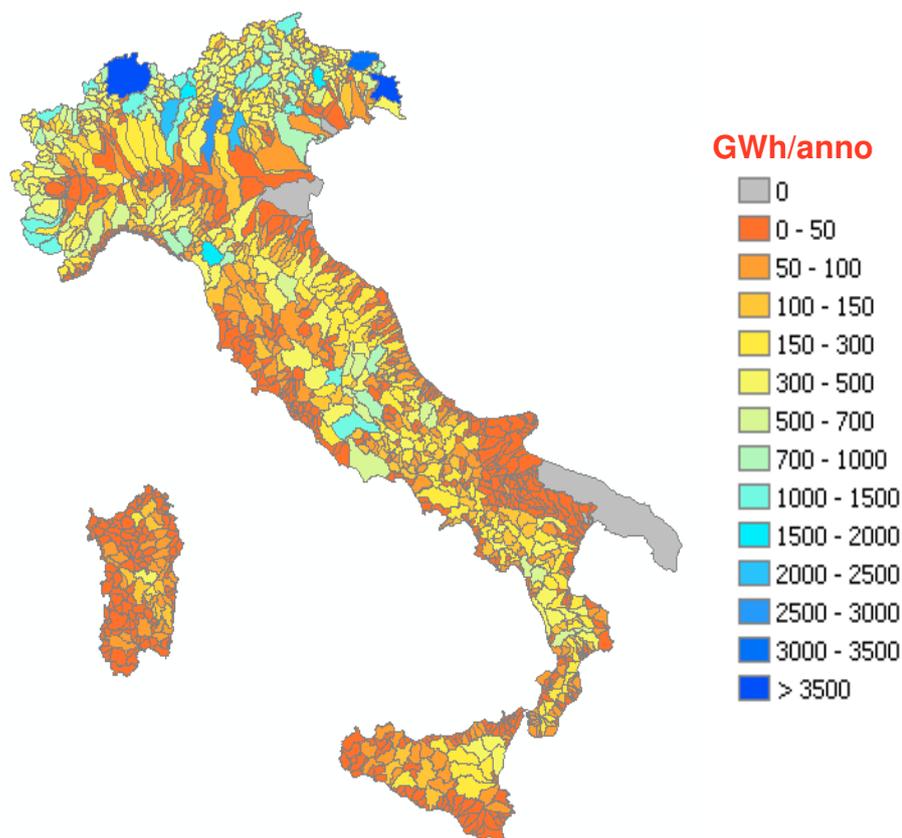


Fig. 15 – Producibilità idroelettrica massima determinata per i vari bacini idrografici del territorio nazionale (Fonte: RSE).

Secondo RSE, il DMV, se applicato in modo indiscriminato in tutte le Regioni, potrebbe portare a una perdita del 25% della produzione idroelettrica dell'anno 2004. Poiché la

produzione in quell'anno è stata di 42.000 MWh, la perdita potrebbe essere di circa 10.000 MWh, pari a circa 3.900 tonnellate di CO₂ in più emesse in atmosfera, prendendo a base il dato IEA che stima per l'Italia un valore medio di 0,388 kg di CO₂ per ogni kWh prodotto. E' necessario quindi che i rilasci per il Deflusso Minimo Vitale siano attentamente valutati con il metodo sperimentale e non stabiliti con riferimento a semplici formule matematiche, valide per tutti i bacini.

Nello schema sotto riportato è rappresentato il processo di riduzione che subisce il potenziale elettrico, dal valore massimo teorico a quello effettivamente utilizzabile.

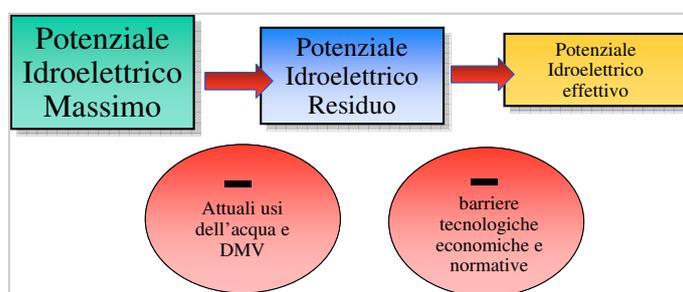


Fig. 16 – Processo di riduzione subito dal potenziale elettrico (FONTE: RSE).

L'applicazione del DMV porta inevitabilmente a una diminuzione della produzione, come appare nella tabella 3:

Tab. 3 – Perdita della produzione per applicazione del DMV in alcune regioni italiane. (Fonte RSE).

Regione	Perdita per DMV (GWh/anno)	Perdita percentuale (%)
Lombardia	-867	-9,1
Valle d'Aosta	-468	-16,5
Emilia Romagna	-89,5	-8,6

La tabella raccoglie i possibili effetti prodotti dall'applicazione del DMV in alcune Regioni italiane. (Fonte RSE).

Ancora più attentamente deve essere valutato l'obbligo di rilascio dai serbatoi: questa energia ha, infatti, un valore intrinseco maggiore, essendo disponibile in ogni momento essa sia necessaria. A questo proposito, occorre ben ponderare quale sia la reale utilità di

un rilascio fatto da una diga quando immediatamente a valle della stessa, il bacino imbrifero non sotteso fornisce già una portata sufficiente alla vita dell'alveo.

11. La taglia degli impianti e la loro capacità produttiva

Un cenno merita anche la considerazione, peraltro ovvia, che la produzione ottenibile da un impianto idroelettrico è legata alla potenzialità dell'impianto stesso.

Dalla tabella sottostante, di fonte GSE, che riporta la produzione degli impianti in funzione della loro taglia, si ricava che gli impianti di piccola potenza hanno un'incidenza molto limitata sulla produzione totale.

Tab 4 – Produzione lorda degli impianti alimentati con fonti rinnovabili (Fonte: RSE).

GWh	2008	2009	Var % '09/'08
Idrica	41.623	49.138	18,1
0_1	1.770	1.961	10,8
1_10 (MW)	7.390	8.422	14,0
> 10	32.464	38.755	19,4
Eolica	4.861	6.543	34,6
Solare	193	677	250,5
Geotermica	5.520	5.342	-3,2
Biomasse e rifiuti	5.966	7.631	27,9
Totale	58.164	69.330	19,2

La percentuale numerica degli impianti qualificati in esercizio di piccola taglia è cresciuta fino al 60%, anche se la loro potenza, 371 MW distribuita su 1800 impianti, rappresenta solo il 3% del totale (12.377 MW). (Fonte GSE – 2009).

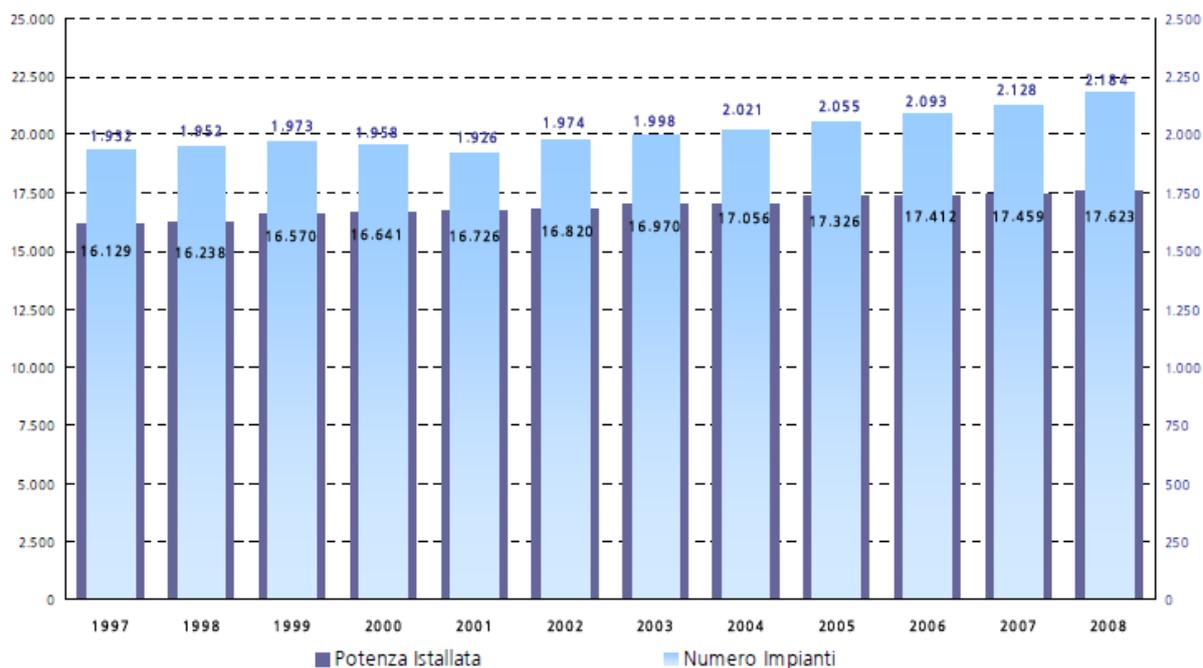


Fig. 17 – Evoluzione della potenza installata e del numero degli impianti idroelettrici in Italia dal 1997 al 2008 (Fonte: GSE).

Il GSE rileva che il parco impianti idroelettrici non ha subito, in termini di potenza, variazioni rilevanti. Gli impianti di potenza maggiore di 10 MW rappresentano sempre circa l'86% della potenza installata totale, gli impianti nella classe 1-10 MW circa l'11% e infine gli impianti più piccoli circa il 3%. Costruire piccoli impianti non modifica sensibilmente il quadro energetico nazionale.

E' questo un elemento che non può essere trascurato e dimostra l'importanza di sviluppare, ove ancora possibile, impianti che abbiano una potenza elevata perché possano avere incidenza sensibile sulla produzione.

Se volessimo, per pura ipotesi, rispettare le previsioni, riportate nelle tabelle sottostanti, che sono l'impegno sottoscritto dalla nostra Nazione con l'Europa, solo con nuovi piccoli impianti da 1 MW, questo vorrebbe dire localizzare e realizzare circa 2.600 impianti in una decina di anni.

Tab.5 – Position Paper presentato dall'Italia all'UE. (Fonte: RSE)

Fonti Rinnovabili	Dati 2008		Stima potenziale sfruttabile al 2020	
	Potenza	Energia	Potenza	Energia
	MW	TWh	MW	TWh
Idraulica	17.600	39,98	20.200	43,15
Eolica	3.730	6,43	12.000	22,60
Biomasse e Biogas	1.400	7,11	2.415	14,50
Geotermica	711	5,52	1.300	9,73
Solare	340	0,20	9.500	13,20
Moto Ondoso e Maree	0	0,00	800	1,00
Totale	23.781	59,24	46.215	104,18

L'osservazione fatta non vuole in alcun modo negare l'utilità dei piccoli impianti, vuole semplicemente evidenziare la loro reale incidenza sulla produzione totale in un momento nel quale l'indirizzo generale, in molti paesi, sembra quello di promuovere solo la realizzazione d'impianti di piccola potenza, trascurando quelli, ancora possibili, di potenza maggiore.

12. Ruolo delle dighe nella produzione idroelettrica e nella gestione della rete elettrica

Il consumo dell'energia elettrica segue i cicli delle attività umane. In certi periodi dell'anno e in certe ore della giornata, la richiesta di energia subisce delle impennate. Nei fine settimana la domanda diminuisce; anche a livello giornaliero, avvengono picchi di domanda, coincidenti con le ore di avvio e di punta delle attività produttive.

Le punte di domanda superano ormai i 53.500 megawatt, sia durante la stagione invernale, sia durante la stagione estiva.

Ricordiamo ancora che per produrre 1 kWh elettrico si brucia, a seconda del ciclo termico, l'equivalente di circa 2,0 ÷ 2,56 kWh sotto forma di combustibili fossili, i quali emettono in atmosfera circa 0,53 kg di anidride carbonica. Lo share del fabbisogno nazionale, secondo dati del Ministero delle attività produttive, per l'anno 2010 prevedeva una necessità di circa

210 Mtep. E' facile immaginare la corrispondente quantità d'anidride carbonica emessa in atmosfera per soddisfare questa esigenza ed anche l'utilità di qualsiasi forma possibile di risparmio energetico.

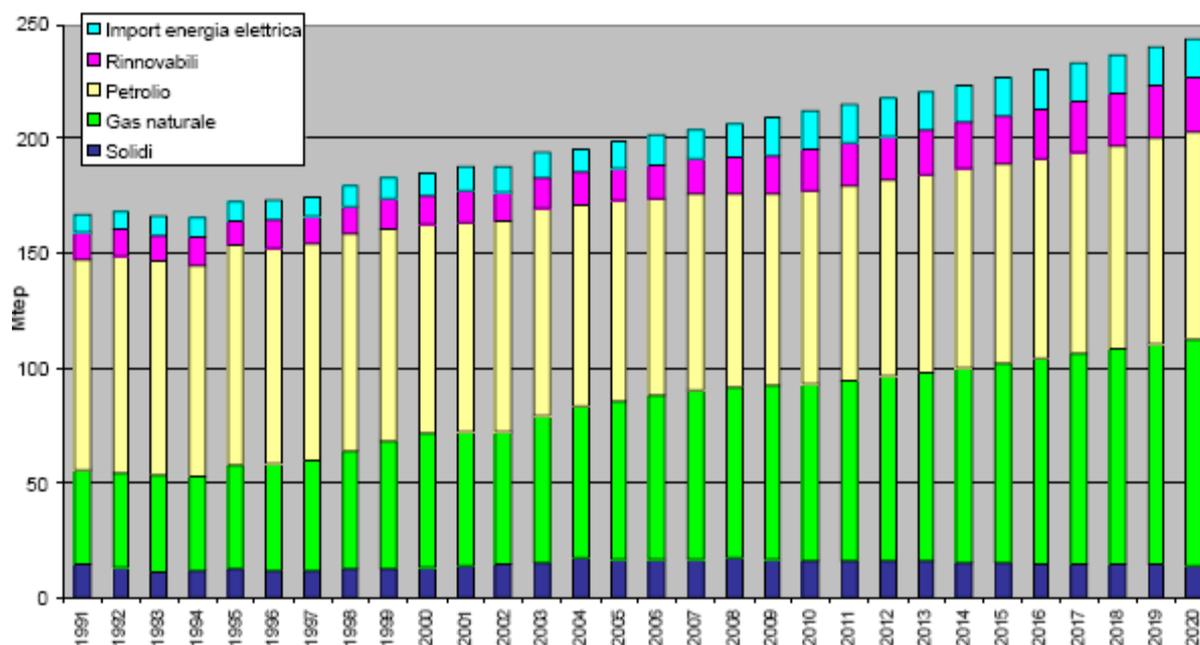


Fig. 18 – Evoluzione prevista del fabbisogno energetico per fonte.

Come già detto, l'energia non si può accumulare e deve essere prodotta seguendo la domanda. In sintesi, se manca l'equilibrio tra potenza immessa in rete (P_i) e potenza utilizzata (P_u), si hanno delle variazioni di frequenza in rete. Se $P_i > P_u$, la frequenza aumenta; se $P_i < P_u$, la frequenza diminuisce. Poiché le apparecchiature elettriche sono costruite per funzionare a frequenza costante, in Europa 50 Hz, la frequenza deve rimanere costante. Entrano allora in funzione i gruppi di generazione di regolazione primaria, che devono perciò disporre, al momento del disservizio, di un'adeguata riserva di capacità di regolazione. Se queste variazioni non sono troppo elevate, essi ristabiliscono l'equilibrio sulla rete. Deve poi intervenire la regolazione secondaria per ristabilire la frequenza di programma, che consente di far transitare in rete la necessaria potenza di programma. Infine la regolazione terziaria che ripristina le riserve di regolazione secondaria dei vari gruppi. Se il deficit di potenza è troppo elevato, si distaccano dei carichi prefissati. Qualora il deficit permanga, l'abbassamento di frequenza diviene tale da superare il 5%, scendendo sotto il valore di 47,5 Hertz, le centrali termiche, che sono

quelle che forniscono la maggiore quantità d'energia, non possono più restare collegate alla rete stessa con conseguente distacco dei generatori, diminuzione incontrollata della frequenza e quindi il collasso del sistema elettrico, cioè il black-out che, considerando le interdipendenze che oggi hanno le diverse attività, coinvolge tutta la Nazione.

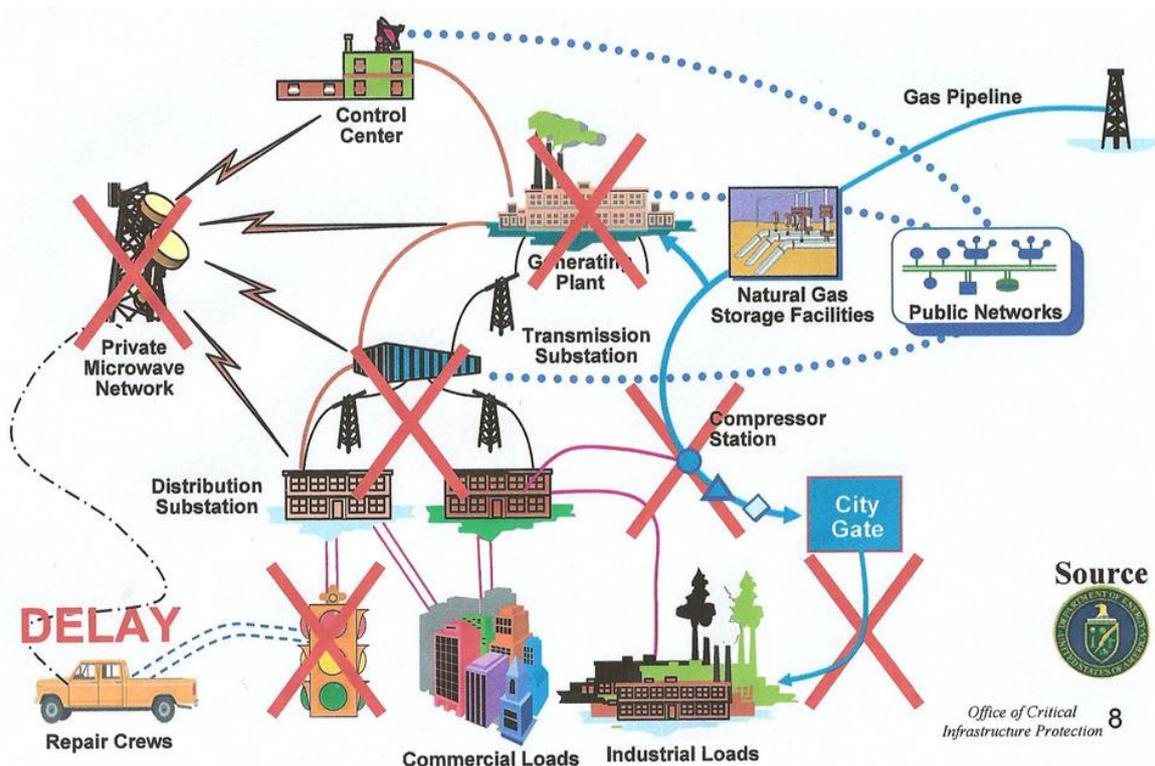


Fig. 19 – Esempio di effetto a cascata indotto dalle interdipendenze.

Come sopraddetto, la caratteristica dell'energia elettrica di non essere immagazzinabile in grandi quantità fa quindi sì che a ogni aumento della richiesta deve corrispondere un conseguente aumento di produzione, e, viceversa, a ogni diminuzione della richiesta, deve corrispondere una conseguente diminuzione della quantità di energia prodotta.

Nella valutazione della quantità di energia elettrica che è possibile produrre in un dato momento, bisogna inoltre tenere presente che la potenza lorda installata, cioè la somma delle potenze di targa delle macchine installate, che in Italia è ben superiore ai 53.000 megawatt che equivalgono all'incirca alla massima quantità richiesta, non coincide con la potenza disponibile.

Secondo il Ministero delle Attività Produttive, la diminuzione della differenza tra domanda di picco e potenza disponibile, passata dal 38% nel 1994 a circa la parità nel 2003 per risalire a circa il 13% nel 2004, evidenzia la forte riduzione del margine di sicurezza, che ha portato nel 2003 al ricorso ai distacchi programmati.

La potenza disponibile è sempre inferiore a quella teorica, infatti:

1. Una parte di potenza è assorbita direttamente dai servizi ausiliari di centrale e dalle perdite nei trasformatori. La potenza netta in uscita è quindi inferiore di circa il 4 o 5% rispetto a quella nominale installata.
2. Devono essere tenuti in conto i fuori servizi, programmati o per guasto, degli impianti.
3. Nel caso dell'idroelettrico a "acqua fluente", la potenza erogata è direttamente dipendente dalla quantità d'acqua presente nei corsi d'acqua dai quali le centrali traggono l'alimentazione per il loro funzionamento.
4. Nel caso delle centrali termiche, che sono in grado di fornire energia solo in funzione dell'approvvigionamento del combustibile e della capacità di raffreddamento delle macchine, legata alla presenza di una sufficiente quantità di acqua nei fiumi, le esigenze di manutenzione sono di lungo termine. Non dimentichiamo che nell'estate dell'anno 2003 le centrali termiche situate lungo il corso del fiume Po sono state limitate in potenza proprio per problemi di raffreddamento.
5. La produzione da fonti rinnovabili, quale per esempio quella eolica, è legata alla discontinuità tipica della fonte di alimentazione. La potenza eolica mediamente disponibile è circa il 20 – 25% di quella nominale installata.
6. Analoghe considerazioni possono farsi per l'energia solare.

Il soddisfacimento della domanda giornaliera d'energia dell'utenza è legato anche alla previsione della necessità che si manifesterà in un determinato periodo, consentendo in tal modo di prevedere la disponibilità degli impianti necessari per il suo soddisfacimento. È ovvio, inoltre, che la previsione della domanda non sia un dato certo, ma è soggetta a variazioni non facilmente prevedibili quali i mutamenti delle condizioni meteorologiche con conseguenti picchi di richiesta d'energia dovuti, per esempio, al condizionamento degli ambienti. La maggiore quantità d'energia elettrica è prodotta da impianti a combustibile

fossile che non possono seguire velocemente le variazioni del carico, se non in percentuale modesta, e che sono quindi molto adatti a supplire alla base della richiesta, che si mantiene invece sostanzialmente costante.

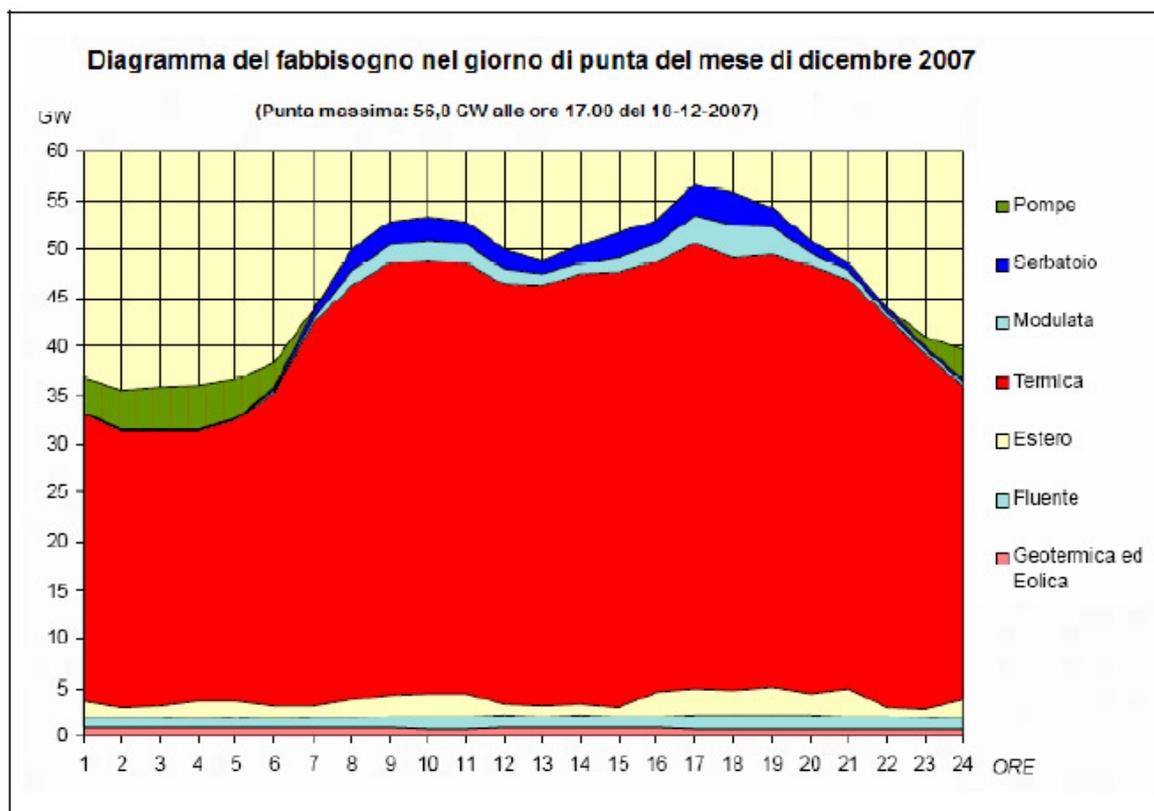


Fig. 20 – Diagramma che rappresenta la metodologia impiegata per il soddisfacimento delle richieste dell'utenza in Italia

Quando avviene un black-out, deve essere avviato il processo di riaccensione della rete. La strategia della riaccensione in caso di black-out è codificata da GRTN che prevede di utilizzare un certo numero d'impianti di generazione, scelti tra tutti per le loro caratteristiche. Il successo di una fase di riaccensione è legato alle prestazioni degli impianti di produzione nel periodo immediatamente precedente alla disalimentazione e in quello successivo della ripresa del servizio. Le prestazioni necessarie, tecniche e organizzative, devono quindi essere garantite. Alla base del processo ci sono gli impianti di produzione, generalmente idroelettrici o turbogas, che possono avviarsi autonomamente, in totale assenza della tensione nella rete elettrica. Sono questi gli impianti che svolgono le funzioni di black-start e di messa in tensione di una direttrice di riaccensione, consentendo l'alimentazione dei carichi iniziali appartenenti alla direttrice

stessa, il parallelo di una centrale termoelettrica e la successiva regolazione fine della frequenza e della tensione durante la rampa della presa di carico.

Le centrali di prima riaccensione devono avere:

- Capacità d'avviamento rapido e completamente autonomo.
- Rilevante potenza concentrata su pochi gruppi.
- Possibilità di generare potenza attiva con buona regolazione della tensione.
- Capacità di regolare la frequenza in servizio separato.

Gli impianti equipaggiati per la funzione di black-start up hanno un'importanza fondamentale per la riuscita del piano di riaccensione.

Le centrali idroelettriche a serbatoio sono le più idonee per mantenere la stabilità della rete e per riavviarla in caso di black-out, perché garantiscono la possibilità di entrare in servizio in qualsiasi momento, fornendo l'energia necessaria con la qualità richiesta.

L'importanza della generazione da serbatoio appare ben evidente anche esaminando il diagramma di carico che deve essere garantito nel corso dell'anno all'utenza:

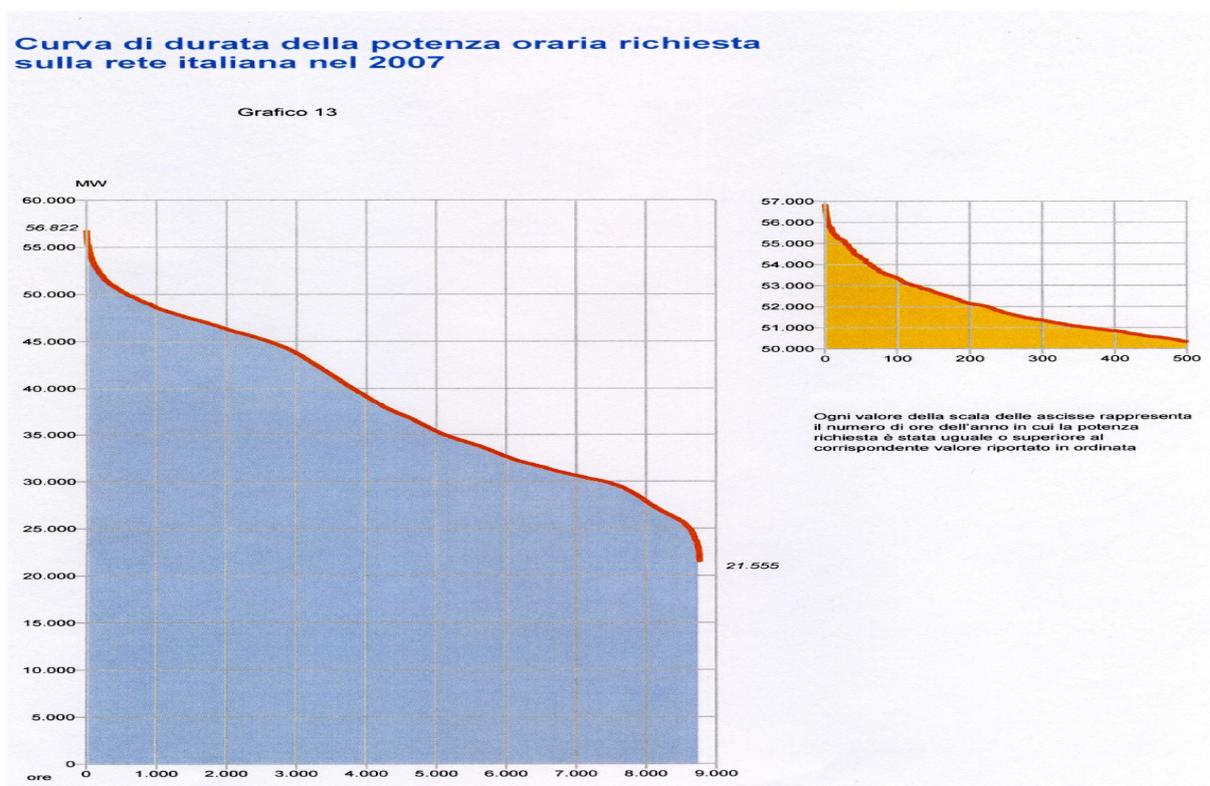


Fig. 21 – Curva di durata della potenza oraria richiesta sulla rete italiana nel 2007.

Dal diagramma della potenza oraria utilizzata in un anno, sopra riportato, osserviamo, che la potenza richiesta ha una punta molto evidente: la quantità che va da 50.000 MW a circa 57.000 MW, deve essere garantita per un tempo breve, pari a circa 500 ore rispetto alle 8760 ore complessive dell'intero anno.

Per coprire questa necessità inderogabile occorre avere impianti flessibili, in grado di entrare in servizio rapidamente e con potenze elevate: queste caratteristiche sono proprie degli impianti idroelettrici a serbatoio, oltre che delle centrali a turbogas, che utilizzano però combustibile fossile.

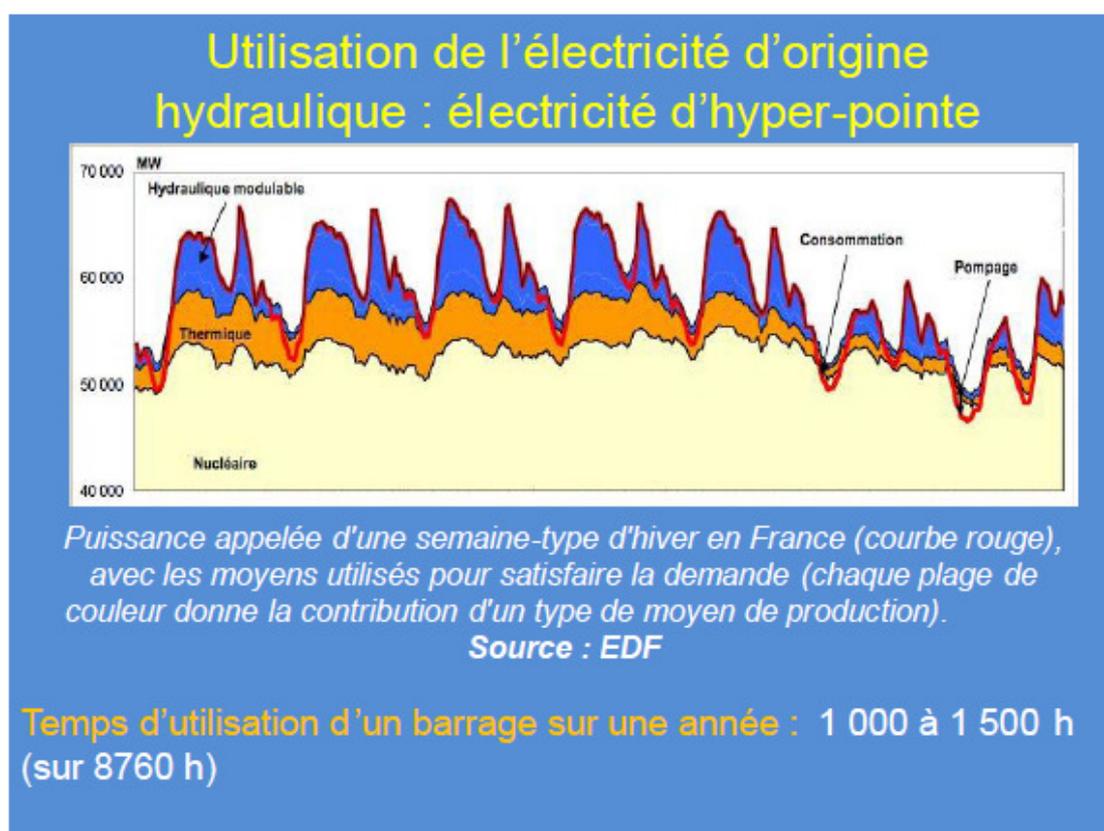


Fig. 22 – L'importanza dell'energia idraulica modulabile in Francia (Fonte: LES ENERGIES RENOUVABLES – SYLVAIN DALENCLOS).

Coprire le punte con l'impiego delle centrali termiche tradizionali comporterebbe di avere una grande disponibilità di potenza installata e degli impianti che funzionerebbero per lungo tempo con coefficienti di rendimento molto bassi e quindi un notevole spreco di

combustibile. Date le quantità di combustibile in gioco, un punto di rendimento in meno di un ciclo termodinamico, equivale al consumo di tonnellate di combustibile in più, a parità di energia prodotta.

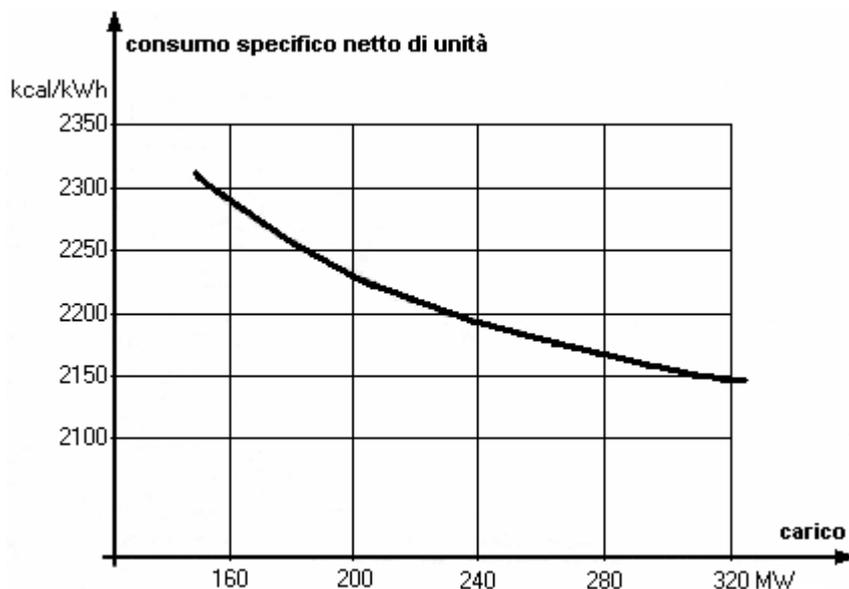


Fig. 23 – Andamento tipo del consumo specifico di un gruppo tradizionale da 320 mw in funzione del carico.

Il rendimento di un gruppo termoelettrico convenzionale da 320 MW varia all'incirca da $\eta = 37\%$ a metà carico sino a $\eta = 41\%$ a pieno carico. Questo significa un risparmio di quasi 7 t/ora di CO₂, non emesse per migliore rendimento.

13. Le fonti discontinue e le possibili forme di accumulo d'energia

E' necessario fare un cenno alle varie fonti di energia rinnovabile e alle caratteristiche che devono essere considerate per permettere il loro inserimento nella rete elettrica.

Le fonti rinnovabili discontinue, quali, per esempio, quelle eoliche o fotovoltaiche, se immesse in rete in notevole quantità, causano problemi di gestione della rete di trasporto e possibili turbative alla stabilità della rete stessa, proprio perché non sono governabili e non

garantiscono la stabilità della potenza erogata, ponendo dei seri problemi per la difficile previsione delle loro capacità produttive.

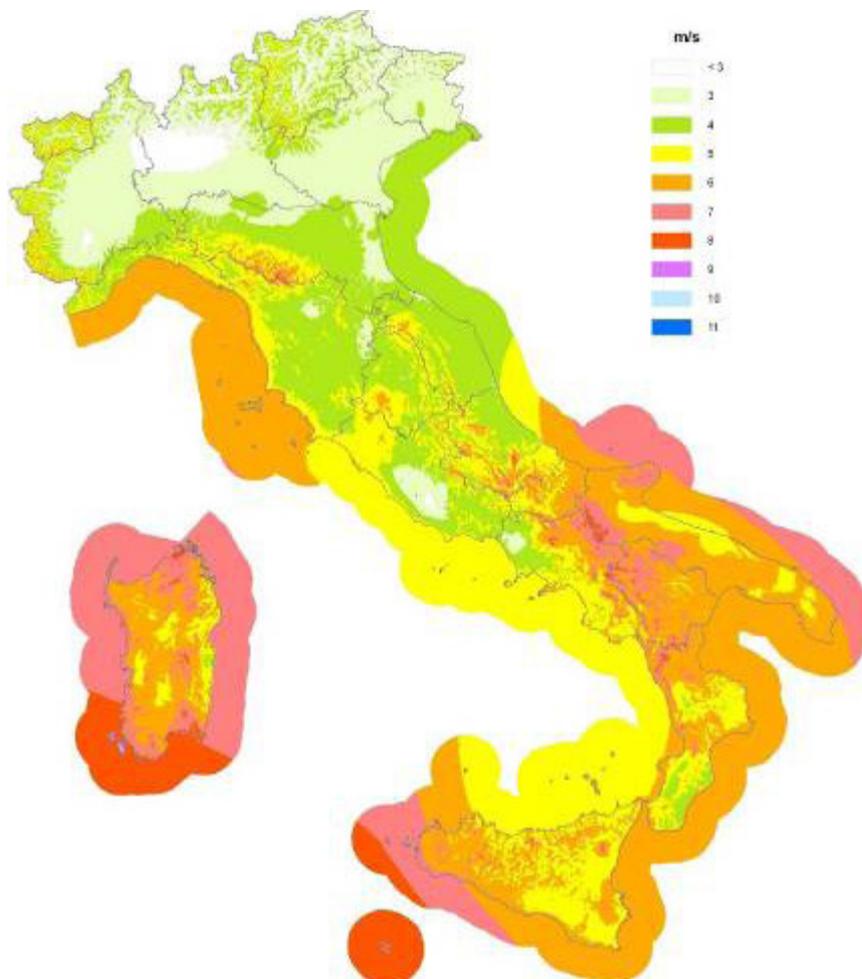


Fig. 24 – Mappa della ventosità' annua a 75 metri S.L.T./S.L.M. (FONTE: RSE).

Nella mappa della ventosità media rilevata in Italia, sopra riportata, appare evidente che le zone più favorevoli all'installazione degli impianti eolici sono situate nell'Italia meridionale e in Sardegna, oltre a diverse aree off-shore: la produzione di energia eolica è, infatti, proporzionale alla velocità del vento elevata alla terza potenza. Come si vedrà più avanti, le zone più ventose coincidono anche con quelle che hanno una rete elettrica meno estesa.

ENERGIA EOLICA**Avantages**

- Pas de gaz à effet de serre
- Pas de déchets toxiques
- Risques faibles

**Inconvénients**

- Production dépendante de la force du vent
- Encombrement spatial important (impact visuel)
- Nécessite un vent régulier

VANTAGGI

- NO GAS SERRA
- NO RIFIUTI TOSSICI
- RISCHI MINIMI

SVANTAGGI:

- PRODUZIONE DIPENDENTE DALLA FORZA DEL VENTO
- IMPATTO VISIVO IMPORTANTE
- NECESSITA' DI UN VENTO CHE SOFFI CON REGOLARITA'

Fig. 25 – Vantaggi e Svantaggi dell'energia eolica (Fonte: LES ENERGIES RENOUVABLES – SYLVAIN DALENCLOS).

La variabilità della produzione nella giornata è notevole e il GSE, per supplire almeno in parte all'inconveniente, ha predisposto dei programmi neurali che riescono ad approssimare meglio l'andamento previsto della produzione, come da diagramma sotto riportato.

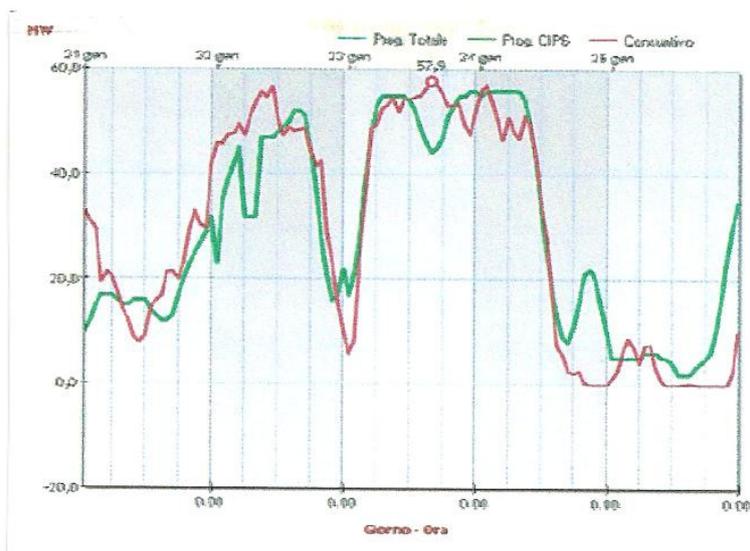
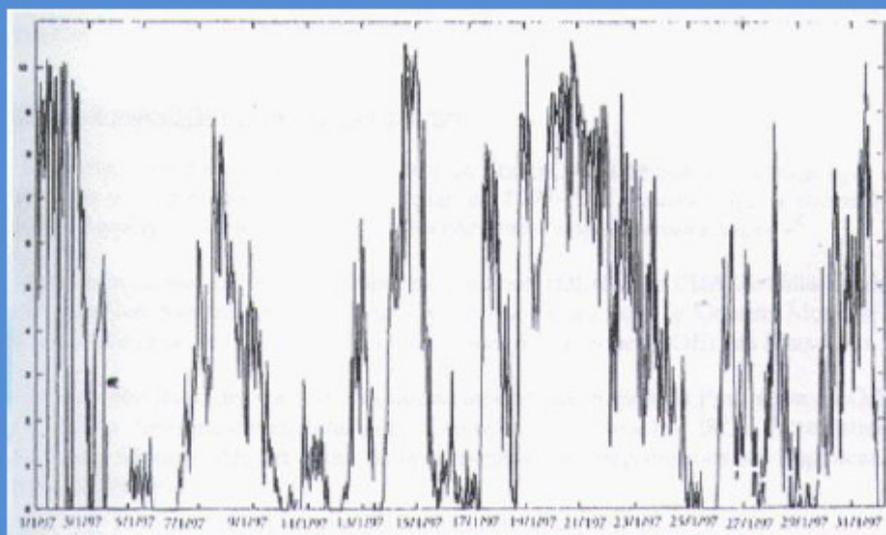


Fig. 26 – Andamento della produzione di una centrale eolica: produzione effettiva (linea rossa); previsione con rete neurale (linea verde).

Les éoliennes

8. Le problème de l'intermittence



Puissance moyenne sur 10 minutes délivrée par une "ferme" éolienne de 10 MW de puissance nominale (située en Grande-Bretagne), au cours du mois de janvier 1997

Fig. 27 – Variazione della potenza media (rilevata su intervalli di 10 minuti) di una serie di torri eoliche con potenza complessiva 10 MW, situate in Gran Bretagna (Fonte: LES ENERGIES RENOUVABLES – SYLVAIN DALENCLOS).

L'installazione di potenza non programmabile richiede pertanto di avere una riserva primaria, sempre disponibile, pari ad almeno il 4-5% della nuova maggiore potenza dei gruppi generatori eolici o solari, oltre ad una rete di trasporto adeguata. La riserva primaria, data da una centrale termica, consiste nella garanzia che la centrale stessa, quando è in servizio, può aumentare, a fronte di una diminuzione di frequenza in rete, la potenza erogata di almeno 1,5% e mantenerla per 15', sempre che in questo tempo si sia posto rimedio all'inconveniente. È evidente che per soddisfare queste richieste è necessario sostenere un impegno importante sia in termini economici, sia ambientali, in particolare considerando che la maggiore richiesta di nuove installazioni eoliche è fatta in Italia meridionale, proprio là dove la rete di trasporto è più sottodimensionata e quindi dove dovrebbe essere maggiormente potenziata.

Anche la generazione fotovoltaica ha degli evidenti limiti di utilizzo: il fattore chiave per ottenere le prestazioni ottimali è una corretta esposizione all'irraggiamento solare, variabile da paese a paese. Nel territorio italiano un impianto fotovoltaico da 1kWp, è capace di una produzione massima di 1.000 e 1.400 kWh/anno per ogni kWp installato, passando dal Nord al Sud. Inoltre ogni kWp installato richiede almeno 8 – 10 m². Produzioni importanti, fatti salvi tutti i problemi di continuità della stessa, richiedono quindi superfici coperte notevoli, a danno delle coltivazioni agricole preesistenti.

È importante anche valutare l'impatto ambientale sulle aree destinate a essere coperte da pannelli, con la conseguente variazione di destinazione d'uso: 1.000 MWh di produzione annua richiede, in Italia settentrionale, circa 10.000 m² (un ettaro) di terreno coperto. Da un semplice confronto, si ricavano che la stessa produzione si ottiene in un anno da un impianto idroelettrico che turbinata 0,1 m³ /s su 150 m di salto geodetico. Non dobbiamo poi dimenticare che ogni 20 ÷ 25 anni anche i pannelli devono essere rimossi e sostituiti, con i conseguenti inevitabili problemi di smaltimento.

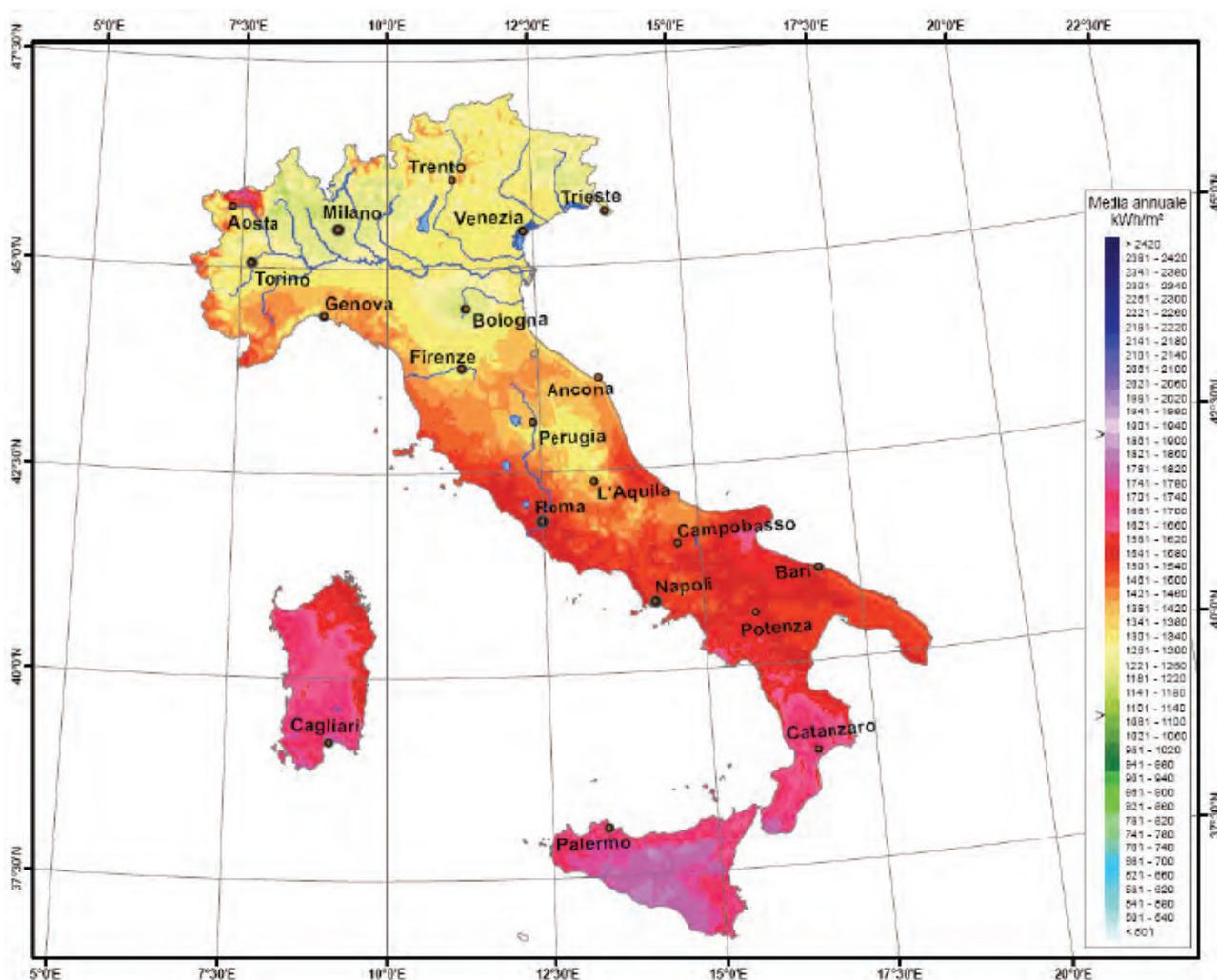


Fig. 28 – Carta dell’insolazione media in Italia (Fonte dati METEOTEST – pubblicata da PHOTON).

Come si rileva dal diagramma di fig. 29, la produzione fotovoltaica è necessariamente discontinua, come la fonte da cui deriva: durante la giornata è attiva per un numero limitato di ore.

Non sarebbe quindi pensabile di soddisfare le richieste della rete con l’energia solare: appare chiaramente dal diagramma riportato in fig. 30 che la presenza di radiazione solare non coincide sempre con la richiesta. Nel diagramma non sono riportate le inevitabili diminuzioni di radiazione dovute alla possibile copertura del cielo.

Anche in questo caso, non si vuole sostenere l’inutilità delle centrali fotovoltaiche, ma rilevare che anche questa fonte, come tutte, ha dei limiti di utilizzo che non possono essere trascurati.

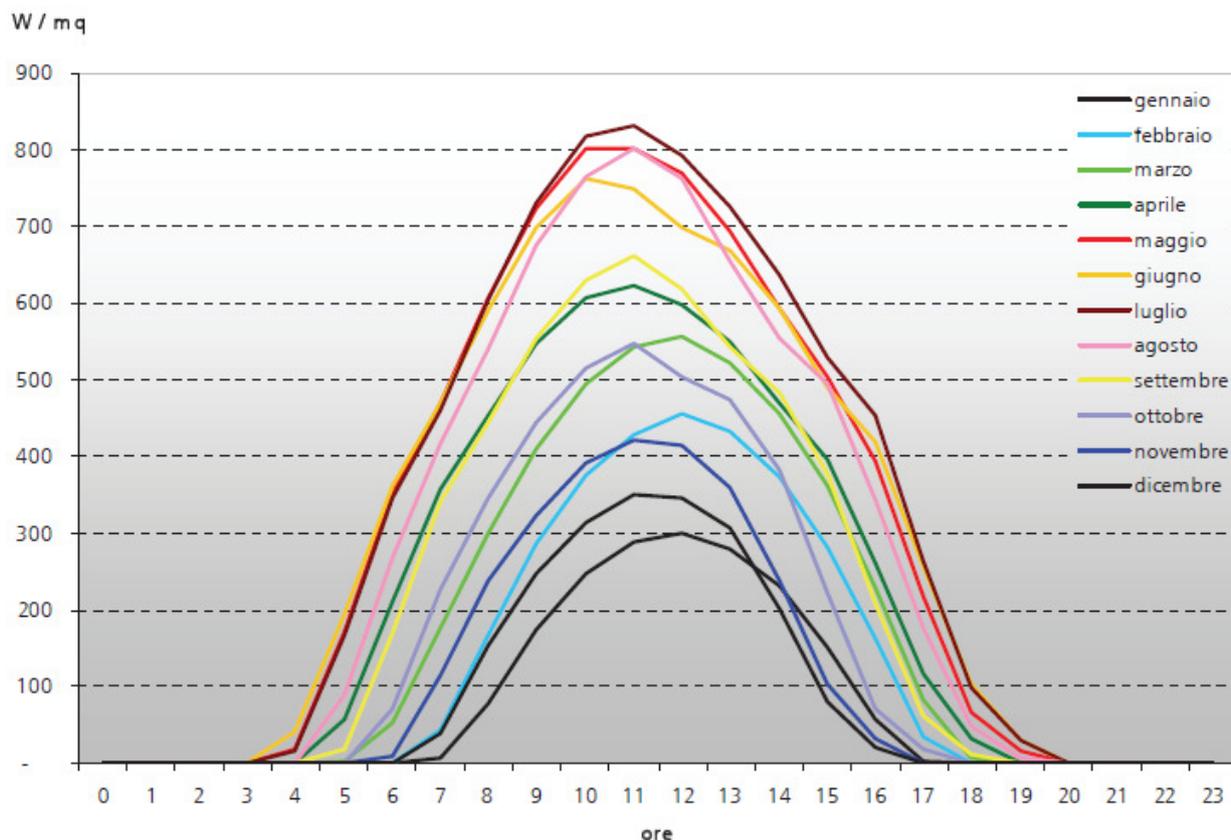


Fig. 29 – Diagramma dell’insolazione media giornaliera nei diversi mesi dell’anno.

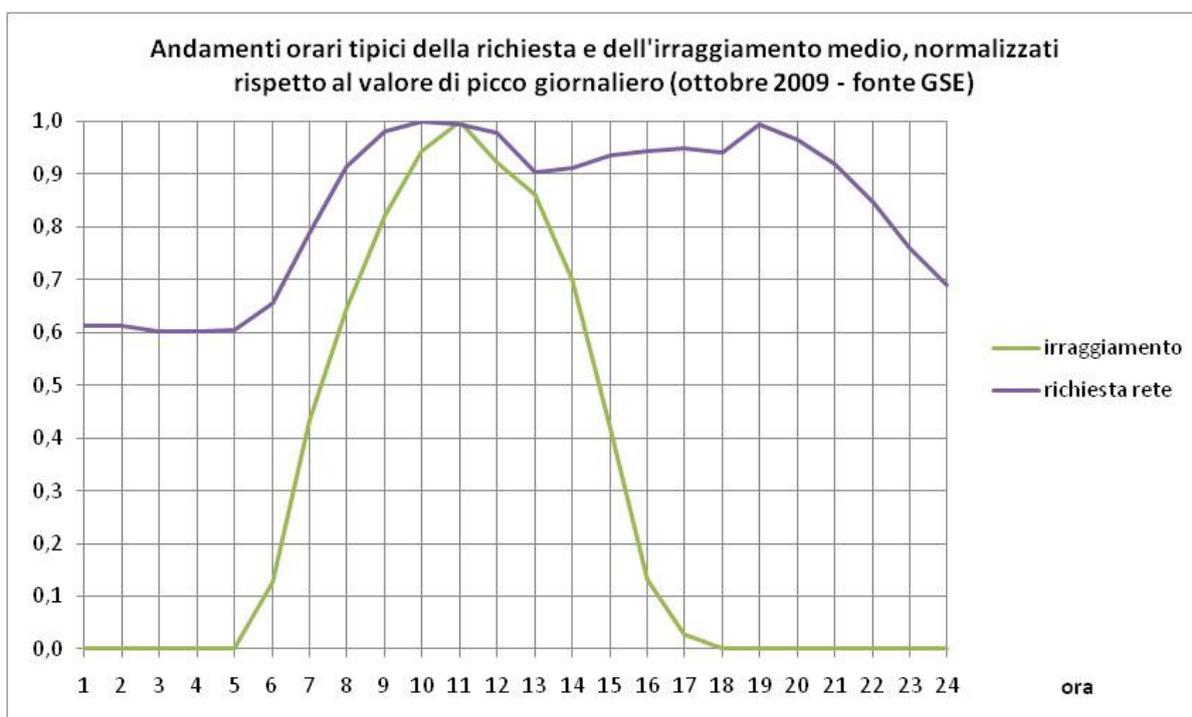


Fig. 30 – Confronto fra l’andamento orario tipico della richiesta della rete e dell’irraggiamento medio. (Fonte: GSE).

I problemi derivanti alla rete dalle centrali non programmabili sono sempre più evidenti e sentiti e vanno di pari passo con l'aumento della potenza installata.

Per superare questi problemi, i paesi dell'Europa settentrionale hanno recentemente concordato la costruzione di un elettrodotto sottomarino, lungo 6.000 km, che collega le diverse nazioni, garantendo un più agevole scambio di energia, quindi una maggiore facilità di usare l'energia prodotta dalle diverse fonti rinnovabili, disponibili in momenti diversi.

Per consentire lo sviluppo dell'energia da fonte rinnovabile discontinua è importante garantire la possibilità di svincolare la fonte discontinua dalla necessità di produrre in momenti precisi, seguendo la richiesta della rete. Questa necessità può essere assicurata da centrali idroelettriche asservite a impianti di pompaggio che utilizzano l'energia, quando è disponibile, per accumulare l'acqua in quota. L'acqua accumulata può essere turbinata in seguito, quando l'energia è necessaria. Accumulare l'energia in esubero con gli impianti di pompaggio, limiterebbe quindi gli sprechi alle sole perdite per rendimento che, in totale, sono dello stesso ordine di grandezza di quelle di una centrale turbogas. Approssimativamente, infatti, i rendimenti in fase di pompaggio sono dell'ordine dell'82%, quelli in fase di produzione dell'ordine dell'86%. Il rendimento energetico del processo è dunque del 70% circa.

Utilizzando quindi, in fase di pompaggio, l'energia prodotta da una centrale termica a ciclo combinato, il cui rendimento è dell'ordine del 50%, si ottiene per il pompaggio un rendimento "termico" di circa il 30 ÷ 35%. Questo valore è all'incirca pari a quello di un impianto a turbogas, funzionante a carico base. L'impianto di pompaggio regge quindi il confronto con il turbogas e garantisce un'ottima sicurezza di gestione, anche nel caso si utilizzi energia di fonte termica.

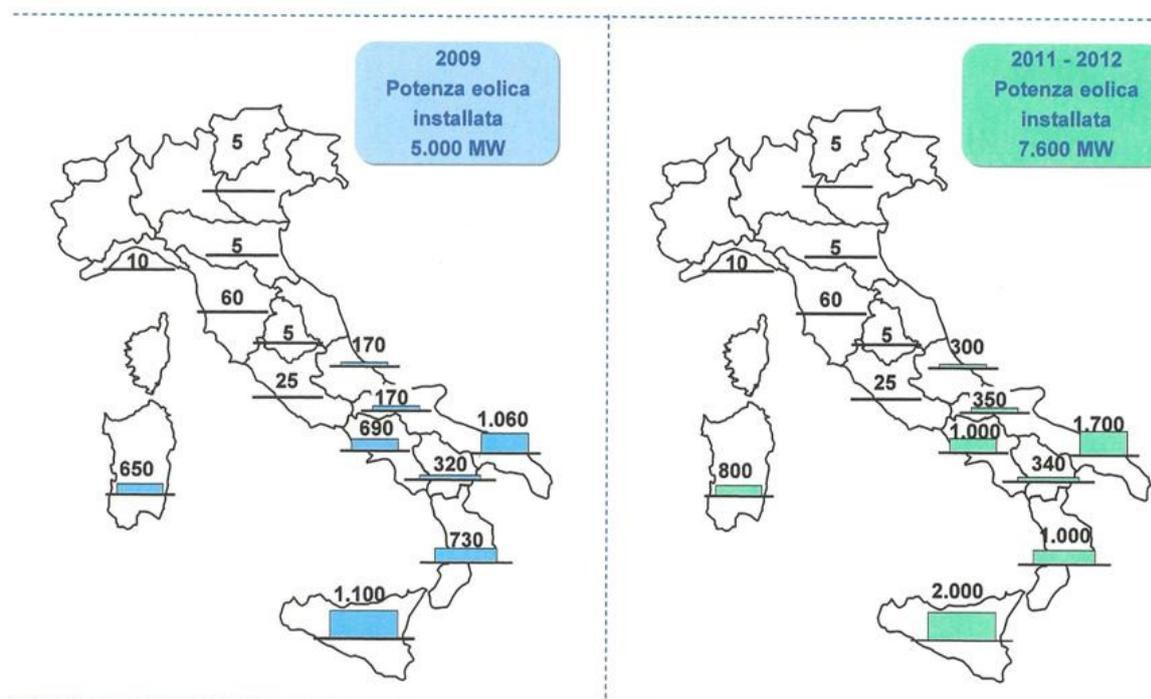
Qualora si utilizzasse invece l'energia da fonte rinnovabile in esubero per pompare l'acqua, si otterrebbe una produzione a ridottissimo impatto ambientale. Avere disponibile energia pregiata da serbatoio contribuisce a garantire il mantenimento dell'equilibrio della rete di trasporto, consentendo anche un più continuativo e completo utilizzo delle fonti energetiche non programmabili, altrimenti impossibile. Può quindi contribuire al raggiungimento degli obiettivi di riduzione della percentuale di gas serra emessi e di

aumento della produzione da fonte rinnovabile che la Comunità Europea si è posta per l'anno 2020.

La rete elettrica nazionale non è adeguata a supportare l'incremento di produzione da fonti non programmabili: la maggior parte di centrali eoliche sono infatti situate nell'Italia meridionale.

Impianti di produzione da fonte rinnovabile in Italia

Capacità da fonte eolica prevista : 2009, 2011 – 2012 - MW



 Terna

Fig. 31 – Capacità nazionale da fonte eolica installata e prevista. (Fonte: Terna).

Lo squilibrio appare evidente anche esaminando le richieste d'installazione d'impianti alimentati da fonti rinnovabili.

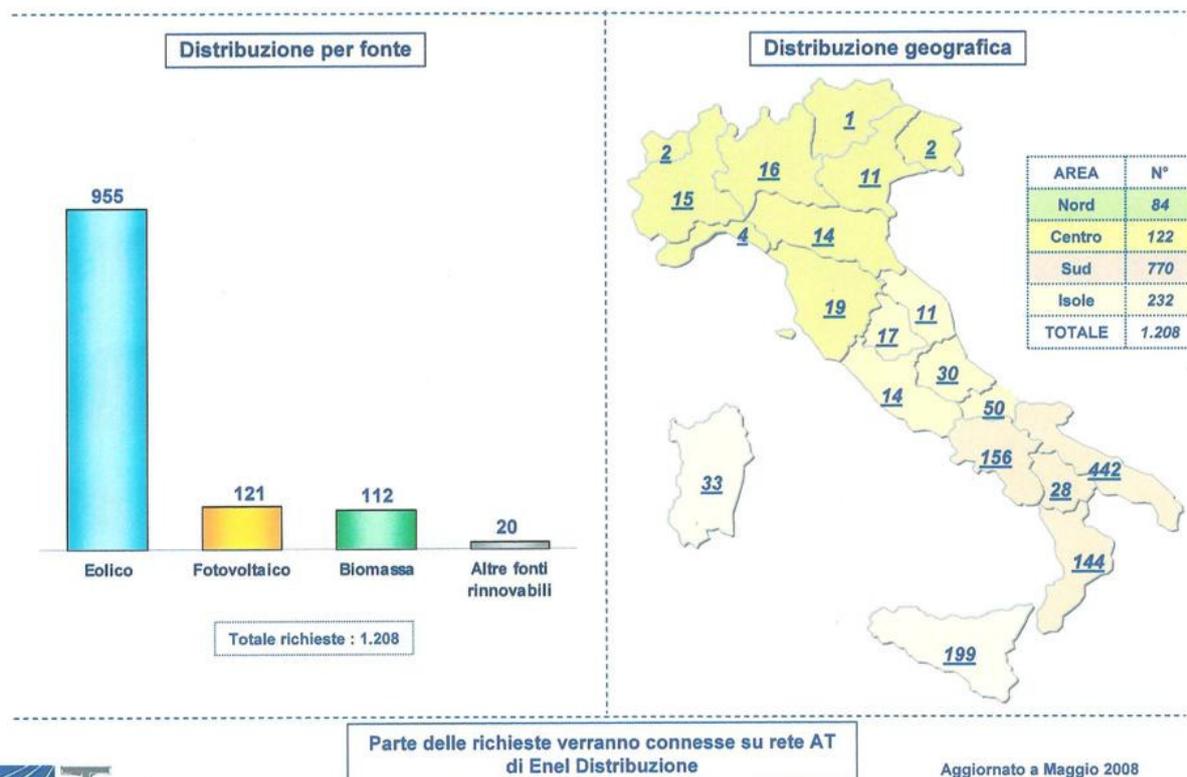
L'impatto sulla rete delle energie rinnovabili è riportato nella figura 32.

Il problema dell'adeguamento della rete non è certamente di facile e prossima soluzione e porterà a limitazioni nello sviluppo di nuove centrali eoliche e solari di potenza elevata, destinate a essere connesse alla rete stessa. Per adeguarsi all'aumento dell'energia

proveniente dalla generazione distribuita, saranno necessarie radicali trasformazioni della rete di distribuzione in media tensione che dovrà evolversi dall'attuale tipologia di rete radiale passiva in una a maglia attiva, come la rete di trasmissione in alta tensione.

Impianti di produzione da fonte rinnovabile in Italia

Numero di richieste di connessione in fase di studio



Terna

Fig. 32 – Numero di richieste di concessione da fonte rinnovabile in fase di studio in Italia. (Fonte: Terna).

Le modifiche tecniche, in fase di studio, presentano ancora oggi aspetti applicativi sul campo di non facile soluzione considerando anche la grande estensione della rete a media tensione e il gran numero dei componenti della rete di distribuzione, molto maggiori rispetto a quelli della rete di trasmissione.

Occorre poi modificare la taratura delle connessioni d'interfaccia per garantire la permanenza della connessione alla rete anche a seguito d'importanti variazioni di frequenza. Il problema dunque non è certamente di facile e prossima soluzione e porterà a

limitazioni nello sviluppo di nuove centrali eoliche e solari di potenza elevata, destinate a essere connesse alla rete.

Impianti di produzione da fonte rinnovabile in Italia

Impatto della produzione eolica sul sistema elettrico

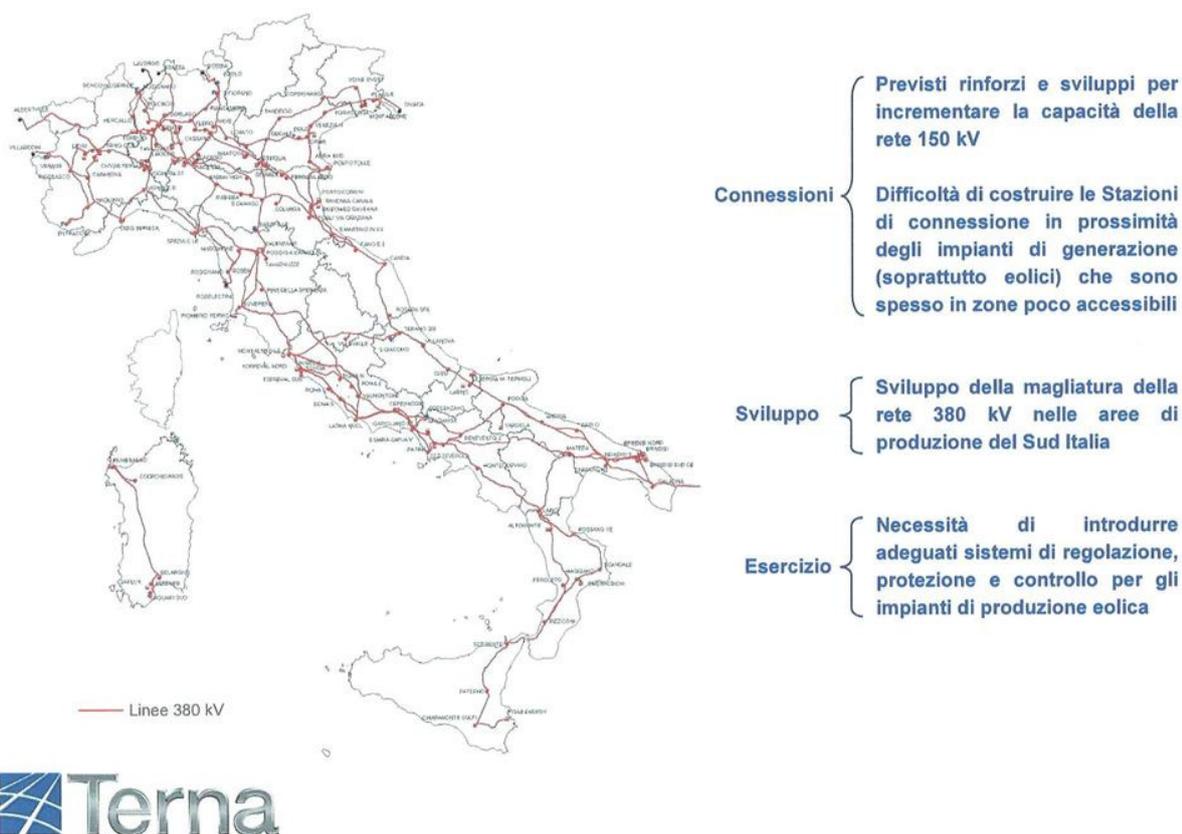


Fig. 33 – Impatto della produzione eolica sul sistema elettrico in Italia. (Fonte: Terna).

I problemi derivanti dalla generazione non programmabile sono, oggi, più sentiti in aree servite da reti d'estensione limitata, quali alcune isole, ad esempio le isole Canarie.

Al 31/12/ 2002 la potenza eolica installata e connessa alla rete era pari al 10,4% del totale.

Le potenzialità limitate della rete locale impedivano lo sfruttamento completo dell'energia che le centrali eoliche potevano dare, tanto che Il Ministero dell'industria e dell'energia locale avevano dovuto limitare l'immissione in rete di queste sorgenti solo a quelle per uso privato favorendone invece l'installazione per autoconsumo. In altri termini, sono ammesse quelle installazioni eoliche il cui bilanciamento istantaneo non deve alimentarsi dalla rete, anche occasionalmente, di una percentuale significativa dell'energia che essi generano.

Al 31/12/2003 la superficie totale di pannelli solari installati sulle isole era di 20. 515 m², cui corrispondeva una potenza di 55,4 MW: nessuno di essi era allacciato in rete. Per superare questi problemi, con l'energia prodotta col vento, si faranno funzionare delle stazioni di pompaggio in bacini situati a quota elevata. L'energia così accumulata sarà utilizzata con le turbine idrauliche, evitando gli squilibri della rete.

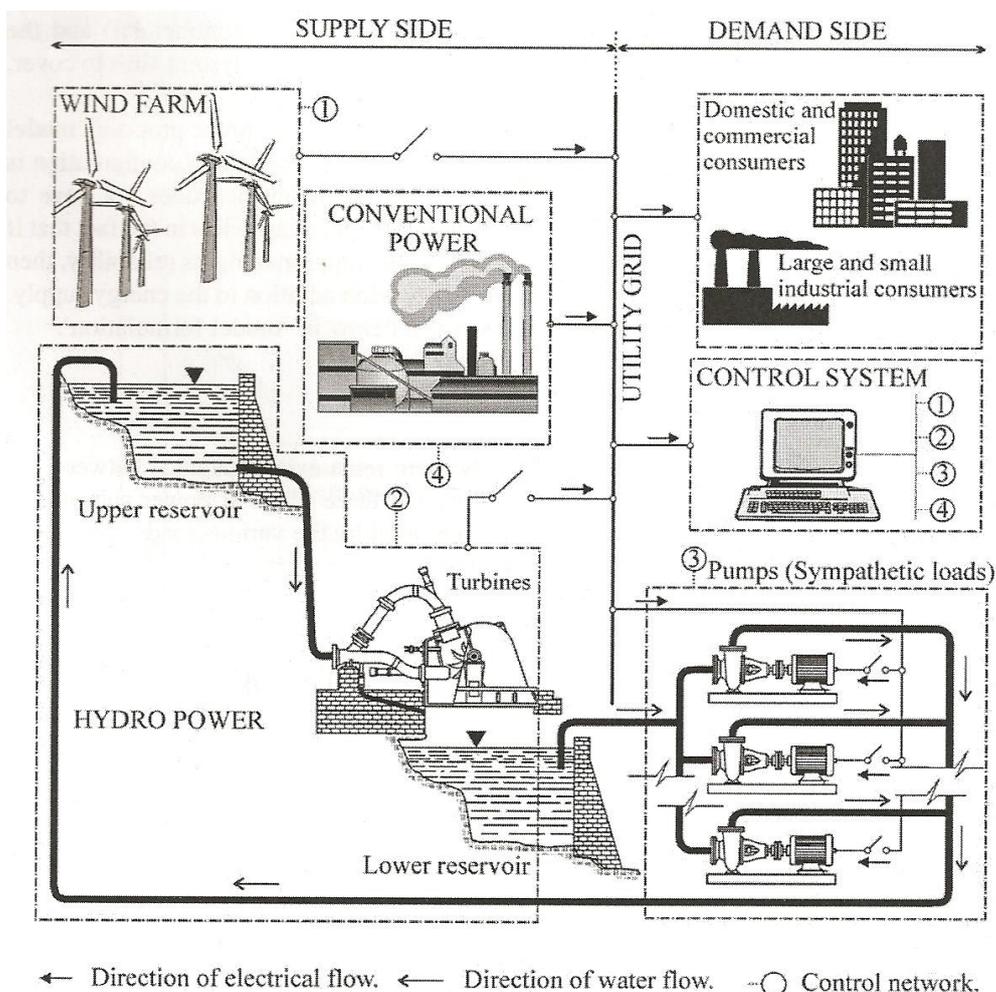


Fig. 34 – Schema di pompaggio legato alla produzione eolica (Isole Canarie).

Il centro studi RSE, con sede in Milano, sta sviluppando, nell'ambito della Ricerca di Sistema alcune interessanti proposte che abbinano la produzione eolica off shore a centrali di pompaggio situate sulla costa, in aree prossime al mare.

Un altro sistema alternativo d'accumulo dell'energia è costituito certamente dall'idrogeno. In una recente intervista un ricercatore del CNR sosteneva che la tecnologia per

l'accumulo dell'idrogeno sarà perfezionata, per uso industriale, entro 25 anni. Infatti, anche lo sviluppo dell'idrogeno come vettore energetico in grandi quantità richiede la predisposizione di una vasta gamma d'infrastrutture integrate per rendere l'impiego economico e affidabile in tutte le varie fasi della catena tecnologica. L'idrogeno, prodotto per idrolisi dell'acqua, e non da combustibili fossili per evitare la formazione di CO₂, utilizzando l'energia elettrica, può essere stoccato e quindi utilizzato direttamente nei motori come combustibile oppure nelle celle a idrogeno, col grande vantaggio che il prodotto della sua combustione è nuovamente l'acqua. Questa tecnologia, che non è inquinante e può essere ripetuta all'infinito tramite un'opportuna fornitura di energia, riducendo moltissimo le emissioni nocive. Per le grosse produzioni d'energia la possibilità d'accumulare l'idrogeno, che deve superare problemi tecnici che la rendano facilmente realizzabile, non è, come sopraddetto al momento realisticamente proponibile.

Anche la tecnologia di accumulo di energia sotto forma di aria compressa non è facilmente attuabile, anche se energeticamente valida: è richiesta, infatti, la presenza di caverne stagne in prossimità dei siti di utilizzo che consentano lo stoccaggio dell'aria.

I sistemi di accumulo a batteria pongono seri problemi di inquinamento per lo smaltimento delle batterie esauste e i possibili cicli di ricarica consecutivi non sono molto numerosi.

L'accumulo tramite volani, rotanti su cuscinetti magnetici, consente una potenza specifica limitata per ogni unità. Per avere una potenza appena rilevante occorre disporre di parecchie unità in contemporaneo, con evidenti problemi costruttivi.

14. Conclusioni

- La capacità d'invaso esistente e adesso non utilizzata in Italia è valutata in circa 1.227.000 m³, a fronte di una capacità totale disponibile di circa 10.660.000 m³ delle dighe italiane, con esclusione delle traverse della Miorina, d'Olginate e di Salionze. È pertanto indispensabile cercare, negli ovvi limiti imposti da motivazioni tecniche, di risolvere i problemi connessi a queste limitazioni. Trattando qui di produzione di energia elettrica, occorre però osservare che la gran parte dell'indisponibilità è legata a serbatoi a scopo irriguo, non strettamente connessa al tema dello studio.

- La caratteristica tipica dell'energia elettrica è che deve essere fornita in quantità pari a quella utilizzata. L'utilizzo in grande quantità delle fonti rinnovabili, tipicamente discontinue, è possibile solo col contemporaneo sviluppo delle reti di trasporto dell'energia e con la creazione della possibilità di accumulo dell'energia stessa. È quindi evidente l'importanza dei serbatoi stagionali, come riserve disponibili al bisogno e l'utilità delle stazioni di pompaggio.
- Le stazioni di pompaggio potrebbero essere realizzate considerando in prima analisi i siti nei quali esistono già due bacini in cascata, che devono solo, eventualmente, essere adeguati alle nuove esigenze. In questo caso l'intervento è più economico. Infatti, è necessario implementare solo una parte dell'impianto, essendo i serbatoi, la parte economicamente più rilevante dell'impianto stesso, già disponibili, inoltre è possibile avere capacità di accumulo di volumi tali da consentire l'installazione d'impianti di notevole potenza. Potrebbero poi essere considerati tutti quei casi in cui è possibile costruire il bacino, di valle o di monte, con impatto ridotto, come, per esempio, è il caso del bacino di valle dell'impianto di Edolo.
- Una forma alternativa di utilizzo dei bacini di pompaggio, di dimensioni modeste e connessi alle rinnovabili non programmabili, potrebbe essere quella di contribuire, con potenze in questo caso limitate, alla diffusione della generazione distribuita, garantendo in ogni caso la stabilità della fonte e limitando le potenze immesse in rete, con indubbi vantaggi per la rete di trasporto là dove è già insufficiente.

È questa una metodologia che consentirebbe di massimizzare lo sfruttamento delle energie rinnovabili, superando quelli che ora sono ostacoli tecnici importanti, immagazzinando l'energia quando disponibile per utilizzarla secondo le necessità.

In termini di bilancio energetico la soluzione prospettata è sicuramente positiva perché consente un più completo utilizzo delle energie rinnovabili, altrimenti impossibile, e può favorire il raggiungimento degli obiettivi di riduzione della percentuale di gas serra emessi e di aumento della produzione da fonte rinnovabile che la Comunità Europea si è posta per l'anno 2020.

15. BIBLIOGRAFIA

- GRUPPO DI LAVORO ITCOLD – Progetto e Gestione degli Invasi per Operazioni di Svaso, Sghiaimento e Sfangamento delle Dighe.
- GSE G. Montanino– Smart Grids e Rinnovabili.
- GSE – Bilancio Elettrico; Energia Eolica; Solare Fotovoltaico
- P. Manni – La Procedura di Assoggettabilità alla Valutazione di Impatto Ambientale
- P. Pinamonti - Impianti di Accumulo Mediante Pompaggio, Caratteristiche Generali e Peculiarità Funzionali.
- RSE – L’Idroelettrico nell’Ambito della Politica Energetica Nazionale.
- TERNA – Rapporto Mensile sul Sistema Elettrico e vari documenti
- Sylvain Dalencos - Les énergies renouvelables
- Istituto Nazionale di Geofisica – Le Energie Alternative
- ENEA – Idrogeno energia del futuro
- GRTN – Regolazione della frequenza e della tensione
- Università degli Studi di Bologna – I black-out e l’intrinseca debolezza del sistema elettrico italiano.