

# **Fonti rinnovabili elettriche intermittenti: limiti di penetrazione nella rete e loro significato energetico**

**Domenico Coiante - Aspo Italia -10/03/07**

## **Introduzione**

Nel dibattito suscitato dalla necessità di contrastare la crisi climatica mediante la riduzione delle emissioni di gas serra esiste un elemento di consenso comune: il ricorso all'uso delle fonti rinnovabili come soluzione del problema nel lungo periodo. In particolare si concorda sull'uso delle tecnologie di produzione di energia elettrica intermittente come quella eolica, quella fotovoltaica e quella solare termoelettrica per sostituire una parte significativa dell'elettricità, che oggi viene prodotta dalla combustione dei combustibili fossili. Questa grande fiducia è alimentata dal fatto indiscutibile che il potenziale energetico solare è di gran lunga sovrabbondante rispetto alle esigenze energetiche presenti e future dell'umanità. Questa constatazione si traduce per l'Italia nel fatto che il solare fotovoltaico mostra il maggiore potenziale accessibile grazie alla odierna tecnologia. Si stima infatti che l'utilizzo delle aree marginali e delle coperture industriali (22000 km<sup>2</sup>) come siti per gli impianti fotovoltaici possa portare a produrre una quantità di energia confrontabile con il fabbisogno nazionale. Tuttavia occorre anche porsi la domanda: - Quanto di tale enorme potenziale è effettivamente praticabile mediante le attuali tecnologie di sfruttamento, sia sul piano tecnico, che su quello economico?

Come vedremo, la risposta a questa domanda porta ad individuare alcuni ostacoli, il cui superamento è condizione necessaria per non rendere vane nei fatti le attese poste in questa soluzione.

## **La rete elettrica**

In termini sommarî, la rete elettrica è l'insieme dei generatori elettrici, delle apparecchiature di controllo e di condizionamento della potenza e delle linee trasmissione che collegano tali generatori tra di loro e con le utenze di carico. Dal punto di vista funzionale, la rete costituisce un sistema complesso che si trova continuamente in equilibrio dinamico sul livello di potenza totale necessario per soddisfare le richieste del carico. Per mantenere l'equilibrio dinamico, la rete si serve di un sofisticato sistema di controllo che permette di seguire l'andamento della domanda in relazione alle variazioni temporali della natura e dell'entità dei carichi. Nel corso della giornata, questi vengono inseriti e disinseriti numerose volte, sia in modo programmato, sia in modo casuale. Il sistema di controllo reagisce automaticamente a fronte delle variazioni del carico e la reazione è caratterizzata da due parametri caratteristici: l'ampiezza della correzione e la costante di tempo. Qualora l'ampiezza dell'intervento di compensazione del livello di potenza fosse più grande della capacità del sistema di controllo e la perturbazione avvenisse bruscamente in un tempo inferiore alla costante di tempo di reazione, il livello di potenza non sarebbe più mantenuto. In questo caso il sistema automatico di controllo opera il distacco dei carichi secondo una procedura programmata fino a ristabilire l'equilibrio. Avviene così che alcune zone della rete vengono escluse per tutto il tempo necessario a riportare il sistema in equilibrio. Naturalmente tutto quello che si è detto per i carichi vale anche per i generatori: un guasto improvviso che metta fuori uso un generatore, crea una perturbazione del livello di potenza che si propaga su tutta la rete allo stesso modo del collegamento brusco di un grande carico. In conclusione, l'allacciamento alla rete di generatori con potenza intermittente nel tempo, come sono le fonti rinnovabili elettriche, equivale a considerare l'immissione in rete di sorgenti di perturbazione del livello di potenza, che obbligano il sistema di controllo ad un continuo lavoro di compensazione.

Da queste note sommarie si evince che esiste un limite alla capacità di reazione del sistema di controllo. Superare tale limite, equivale a interrompere l'alimentazione ad alcune zone della rete e, nel caso di eventi perturbativi di grande ampiezza, l'interruzione può estendersi all'intera rete (black out). Fissare l'entità del limite non è facile, perché il suo valore dipende dalla particolare conformazione della rete, dal tipo di generatori e dei carichi, dal numero e dalla qualità delle connessioni con le reti dei paesi confinanti. In generale, tuttavia, si deve notare che soltanto i generatori rotativi a risposta rapida vengono utilizzati per compensare le variazioni dei carichi e, nel caso italiano, ciò coincide praticamente con una parte del parco dei generatori termoelettrici. Si assume pertanto come riferimento per la grandezza delle variazioni tollerabili del carico la potenza di tali generatori. Uno studio effettuato dall'ENEL negli anni '80 (mai pubblicato

perché riservato) quantificava il limite di allacciamento delle fonti intermittenti intorno al 10÷15% della potenza rotativa attiva in rete. Di recente un analogo studio è stato affidato dal GRTN al CESI, ma i risultati di tale lavoro non sono stati ancora resi noti.

Riguardo a tale limite esiste da tempo una certa discussione, soprattutto in relazione al fatto che i limiti dichiarati da altri paesi raggiungono una percentuale del 25÷35%. Da parte degli esperti, però, si fa notare che questi valori si riferiscono a condizioni molto diverse dalle nostre del parco dei generatori ed anche a condizioni più favorevoli di interallacciamento alle reti elettriche dei paesi confinanti e ciò permette di tollerare livelli di penetrazione così alti. In realtà, la controversia è soltanto accademica, perché, come vedremo, sono i fatti che hanno chiaramente indicato il valore del limite.

### **Black out**

Il giorno 29 settembre del 2003, alle ore 3.25, quasi tutta l'Italia del Nord è stata messa al buio dal blocco della fornitura di elettricità. Il black out totale è durato per alcune ore ed in alcune zone per l'intera giornata. La causa iniziale è stata la caduta di un albero sulla linea ad alta tensione che proviene dalla Svizzera con la conseguente interruzione brusca della fornitura di elettricità. A seguito di questo evento, il salto improvviso di richiesta sulla linea che ci collega alla Francia ha messo in crisi il sistema di controllo francese che ha dovuto interrompere la sua fornitura. Ciò ha indotto il sistema di controllo automatico della nostra rete a provvedere con una serie di interventi di sgancio per la protezione dei generatori in funzione in Italia a partire dalla centrale piemontese di Rondissone. In tal modo in tutta l'Italia del Nord è venuta a mancare l'energia elettrica.

Per il discorso che ci accingiamo a fare sulla penetrazione degli impianti rinnovabili intermittenti nella rete nazionale, gli eventi di black out costituiscono un'importante occasione di avvertimento e di verifica. Infatti, l'analisi tecnica della situazione in cui si è venuta a trovare la rete nazionale nel momento del verificarsi dell'evento ci permette di imparare un'importante lezione. Alle 3.20 del 29 settembre 2003, la potenza presente in rete era costituita da 21000 MW circa con cui veniva fronteggiata la richiesta del carico. Di questa potenza, 3000 MW provenivano dalla Francia e 2000 MW dalla Svizzera, mentre la potenza generata in Italia ammontava a 16000 MW circa. Secondo l'ENEL, le condizioni di sicurezza contro le oscillazioni del livello della potenza di rete non permettono di superare ampiezze superiori al 10÷15% rispetto alla potenza rotativa in azione (che è quella capace di compensare le variazioni di assorbimento del carico). Quindi, la capacità di reazione avrebbe permesso di assorbire bene variazioni di potenza fino a 1600÷2400 MW. La mancanza improvvisa in successione rapida dei 5000 MW provenienti da Svizzera e Francia ha significato una variazione brusca negativa del livello di potenza pari a circa il 24%. Pertanto sono stati superati abbondantemente i limiti di sicurezza e ciò ha causato l'evento di black out.

La lezione pratica che si ricava da questa esperienza è che il sistema di controllo della rete elettrica italiana non è in grado di sopportare perturbazioni brusche del livello di potenza per ampiezze intorno al 24%. Rimane pertanto confermata sperimentalmente la stima del limite pari al 10÷15% del valore esistente nel momento dell'evento. In termini assoluti di quantità di potenza, risulta anche chiaro che il caso peggiore si verifica di notte e di domenica quando il livello di potenza della rete è mantenuto basso perché tale è la richiesta del carico. Quindi, se ci si pone in un'ottica di sicurezza, dovremmo riferirci al caso peggiore della situazione notturna o domenicale. In tali condizioni, la potenza attiva dei generatori italiani in rete si aggira mediamente intorno ai 25000 MW. Si conclude, pertanto, che l'ampiezza massima dei transienti perturbativi, che la rete italiana è in grado di tollerare con sicurezza, sarà pari a **2500÷3700 MW** circa.

### **Gli ostacoli tecnici per le fonti rinnovabili intermittenti**

La registrazione temporale della potenza elettrica generata dagli impianti eolici o da quelli solari (in particolare durante una giornata con passaggio veloce di nubi) mostra passaggi bruschi dal valore della potenza di targa a valori più bassi in tempi dell'ordine dei secondi. Pertanto, questi impianti vengono considerati come sorgenti intermittenti di elettricità. Ad essi viene attribuita la capacità di fornire un flusso di energia nel tempo, ma non la capacità di garantire nello stesso tempo un qualche livello di potenza. Abbiamo quindi a che fare con generatori elettrici di potenza intermittente e, per giunta, tale intermittenza è casuale nel tempo, cioè non è prevedibile in anticipo.

Per questioni in parte tecniche, ma soprattutto economiche, si è adottato in modo generale il modello di allacciamento diretto di tali generatori alla rete elettrica nazionale senza interporre alcun sistema di accumulo dell'energia. Il sistema di controllo della rete vede il contributo intermittente di tali impianti come un disturbo del livello di potenza con cui sta fronteggiando il carico e quindi interviene per compensare le oscillazioni. Per quanto abbiamo imparato dai black out, la capacità di reazione del sistema di controllo opera efficacemente fino a perturbazioni dell'ordine del 10÷15% rispetto al livello di potenza attuale. Si è anche visto che per stare dal lato sicuro tale limite dovrebbe essere applicato al caso peggiore (3700 MW). Tuttavia, poiché si verifica nella pratica che la contemporanea presenza degli impianti eolici e solari attenua gli effetti dell'intermittenza in quanto esiste una certa complementarità tra le due fonti, si accetta comunemente che il limite di accettazione della rete per il totale delle fonti intermittenti possa essere elevato intorno al 15÷20%. In definitiva, la capacità massima di allacciamento diretto alla rete delle fonti rinnovabili intermittenti sarà da collocare intorno a **3700÷5000 MW**.

I sostenitori delle rinnovabili ritengono che il limite debba essere collegato alla potenza media operativa in rete e ciò eleverebbe la penetrazione massima a circa 10000 MW. In attesa dei risultati del lavoro affidato al CESI, che dovrebbe decidere la questione, conviene assumere un atteggiamento prudentiale accettando per buona l'esperienza recente del black out, la quale dimostra sperimentalmente che **al di sopra dei 5000 MW si corre il rischio del blocco della produzione elettrica nazionale**.

Per i non tecnici, 5000 MW (o 10000 MW) in assoluto possono sembrare cifre molto grandi, che avallano l'idea di un altrettanto grande contributo delle fonti rinnovabili. Ma in realtà che cosa significano queste cifre in termini di produzione di energia elettrica e di sostituzione di petrolio?

Per rispondere in modo generale a questa domanda, si indichi con K la frazione della potenza nominale delle fonti intermittenti allacciate alla rete rispetto alla potenza totale dei generatori termoelettrici convenzionali attivi nella rete stessa. Allora:

$$K = P_{fr} / P_{fc}$$

dove  $P_{fr}$  e  $P_{fc}$  rappresentano rispettivamente la potenza nominale totale dei generatori delle fonti rinnovabili intermittenti e quella degli impianti termoelettrici convenzionali espresse in kW.

Se ( $f_{cr}$ ) è il fattore di carico delle fonti rinnovabili collegate alla rete e ( $f_{cc}$ ) è quello totale delle fonti termoelettriche convenzionali presenti in rete, l'energia prodotta nei due casi per le 8760 ore dell'anno sarà:

$$E_{fr} = (f_{cr}) P_{fr} 8760 \quad \text{kWh} \quad (1)$$

$$E_{fc} = (f_{cc}) P_{fc} 8760 \quad \text{kWh} \quad (2)$$

dove  $E_{fr}$  e  $E_{fc}$  indicano i rispettivi contributi energetici in kWh.

Allora si avrà:

$$E_{fr}/E_{fc} = [(f_{cr})/(f_{cc})] (P_{fr}/P_{fc}) = K [(f_{cr})/(f_{cc})] \quad (3)$$

Si indichi con H la frazione d'energia prodotta dal settore elettrico rispetto al fabbisogno energetico totale. Allora, se  $E_{tot}$  rappresenta il consumo totale di energia espresso in kWh, il contributo elettrico  $E_{el}$  sarà espresso da:

$$E_{el} = E_{fc} + E_{al} = H E_{tot} \quad (4)$$

dove  $E_{fc}$  è il contributo elettrico dei generatori termoelettrici e  $E_{al}$  rappresenta quello dovuto a tutti gli altri generatori presenti nella rete.

Quindi in generale si avrà:

$$E_{fc} = H E_{tot} - E_{al}$$

Sostituendo  $E_{fc}$  nella (3), si otterrà in definitiva:

$$E_{fr}/E_{tot} = K (H - E_{al}/E_{tot}) [(fcr)/(fcc)] \quad (5)$$

Per l'Italia, su un consumo totale elettrico del 2005 di 353 TWh, si è avuto un contributo di 253 TWh per  $E_{fc}$  contro quello di 100 TWh complessivi per tutti gli altri generatori comprese le importazioni (Unione Petrolifera Italiana, Statistiche Economiche Energetiche e petrolifere, 2006). Stante il consumo totale di energia primaria di 199 Mtep, si ha  $H = 0.39$  e  $E_{al}/E_{tot} \cong 0.11$ .

Il fattore di capacità totale per il parco di generatori termoelettrici presenti nella rete italiana si ricava dai dati di produzione 2005 ([www.terna.it](http://www.terna.it)). A fronte di una potenza termoelettrica totale di 58890 MW (= 0.0589 TW) si è avuta una quota di produzione annuale di energia termoelettrica di 253 TWh. Pertanto il fattore di capacità effettivo è stato nel 2005:

$$(fcc) = 253 / (0.0589 \cdot 8760) \cong 0.49.$$

Ciò corrisponde ad un funzionamento equivalente a piena potenza di circa 4295 ore all'anno. Si tratta di un valore effettivo più basso di quello teorico ( $\cong 0.7 = 6600$  ore) del singolo generatore perché esso risulta dalla media effettuata sul funzionamento dell'intero parco dei generatori termoelettrici. Nella pratica avviene che alcuni generatori vengono fatti lavorare ininterrottamente (salvo brevi interruzioni per la manutenzione), mentre altri vengono impiegati saltuariamente in accordo con la richiesta oraria di potenza da parte del carico in rete. In un caso perciò il fattore di capacità effettivo corrisponde a quello dichiarato in specifica (circa 0.7), mentre nell'altro caso il suo valore effettivo risulta più basso. Il valore indicato corrisponde alla media. Poiché le fonti rinnovabili anno sempre la priorità nel dispacciamento della potenza in rete, il fattore di capacità (fcr) da assumere per esse coincide con quello massimo dichiarato. Al contrario, per il confronto con i generatori termoelettrici si assumerà il valore medio (fcc) = 0.49, che va ritenuto rappresentativo della situazione reale della rete a cui vengono allacciati gli impianti delle rinnovabili.

Pertanto, lasciando  $K$  come variabile, nella (5) si può specificare a titolo di esempio il valore dei diversi parametri per il sistema energetico italiano e per le condizioni di insolazione e di ventosità medi del nostro paese come si ricavano dai dati annuali di funzionamento degli impianti pubblicati dal GSE. Si ha:

- $H = 0.39$  (dato anno 2004);
- $E_{al}/E_{tot} = 0.11$ ;
- (fcr) = 0.15 (per il fotovoltaico 1300 ore equivalenti a piena potenza);
- (fcr) = 0.18 (per l'intero parco eolico: 1600 ore equivalenti a piena potenza);
- (fcc) = 0.49 (per il parco degli impianti termoelettrici: 4295 ore equivalenti a piena potenza).

Vista la predominante quota dell'eolico rispetto al fotovoltaico (2200 MW installati nel 2006 contro circa 50 MW), considereremo il fattore di capacità medio delle due fonti praticamente coincidente con quello dell'eolico.

Inserendo i valori nella (5) si ottiene la frazione di energia che le fonti elettriche intermittenti sono capaci di immettere nel bilancio energetico totale:

$$E_{fr}/E_{tot} = (0.28) (0.367) K = 0.103 K \quad (6)$$

La Fig.1 mostra il grafico della (6). In ascisse è riportato il valore della frazione  $K$  della potenza rinnovabile allacciata rispetto a quella termoelettrica attiva in rete ed in ordinate il contributo percentuale di energia primaria fornito al bilancio energetico nazionale dalla fonte rinnovabile con riferimento al 2005.

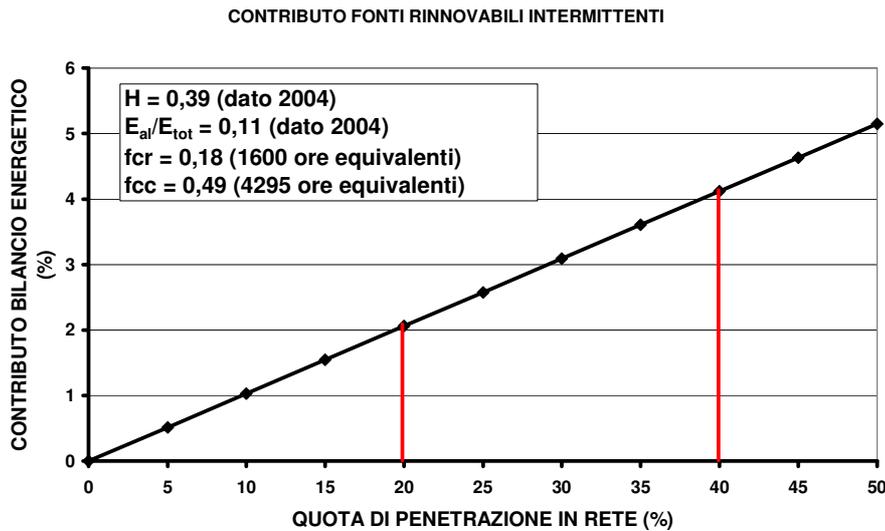


Fig.1 – Contributo energetico al bilancio totale da parte di una fonte rinnovabile intermittente allacciata alla rete in funzione del livello di penetrazione.

Come si può vedere, in corrispondenza della quota di penetrazione massima del **20%** si ottiene un contributo energetico pari al **2%** del totale. Questo è tutto ciò che si potrà ottenere dall'applicazione delle fonti elettriche intermittenti con il modello di sviluppo attuale di allacciamento diretto alla rete senza alcun sistema di accumulo dell'energia. Si può anche notare che, se fosse anche possibile raddoppiare la quota di penetrazione arrivando al **40%**, il contributo energetico ricavabile passerebbe dal **2%** al **4%** circa, rimanendo ancora del tutto marginale.

In conclusione, a causa dell'intermittenza della generazione di potenza, il modello oggi adottato per gli impianti con il collegamento diretto alla rete permette lo sfruttamento soltanto di una piccolissima parte dell'enorme potenziale accessibile. Ciò porta ad un valore massimo per il contributo delle fonti elettriche che appare del tutto marginale sul piano energetico e irrilevante su quello ambientale. Stando così i fatti, le grandi attese poste nell'opzione delle fonti elettriche rinnovabili appaiono completamente deluse.

### Gli ostacoli economici

Si ritiene che sia sufficiente abbassare il costo di produzione del kWh rinnovabile fino al livello di costo del kWh convenzionale per raggiungere la competitività economica. Non è così. La competitività effettiva si raggiunge soltanto quando il kWh, dopo aver raggiunto la parità del costo, consegue anche **la parità del valore**. Questo non è fissabile a priori, perché esso è stabilito dal prezzo che l'utente è disposto a pagare. In condizioni di libero mercato, il prezzo del kWh si forma dall'incontro della domanda e dell'offerta. Quindi in prima approssimazione il valore è misurato dal prezzo di mercato. Nella formazione del prezzo, il costo di produzione costituisce il limite inferiore, mentre l'entità totale è fissata dal valore riconosciuto dal mercato. Nel nostro caso, il mercato elettrico è dominato dall'energia termoelettrica prodotta dai combustibili fossili e pertanto la stima del valore del nostro kWh rinnovabile deve essere fatta per confronto con quello termoelettrico.

Il meccanismo di stima del valore da attribuire all'unità di energia fa riferimento al seguente metodo analitico dei costi evitati. La spesa annuale (SA) sostenuta dal gestore di una centrale elettrica convenzionale sarà data dal costo del kWh ( $C_{kWh}$ ) moltiplicato per il numero (AEP) dei kWh prodotti nell'arco dell'anno.

$$SA = (AEP) C_{kWh} = a P + b (AEP) \quad (7)$$

Dove il coefficiente "a" rappresenta il costo specifico annuale sostenuto per la potenza dell'impianto P e "b" racchiude il costo specifico dovuto al combustibile bruciato.

In definitiva, la spesa annuale sostenuta dal gestore si compone di un termine proporzionale alla potenza nominale dell'impianto P, detto costo fisso perché indipendente dalla produzione energetica, e di un termine proporzionale alla produzione energetica annuale (AEP), detto costo variabile perché dipendente dalla richiesta del carico e dalla disponibilità operativa dell'impianto.

I crediti conseguibili saranno dati dai corrispondenti costi evitati dal gestore della rete ed il valore risulterà dalla somma di tali costi. Essi sono:

a) Credito di energia

Tutti i kWh forniti dalle fonti rinnovabili vanno ad evitare la spesa per il combustibile. Il credito assegnabile è quello che risulta in base al secondo termine nel secondo membro della (7). Il corrispondente valore sarà pertanto pari alla spesa evitata per il combustibile risparmiato.

b) Credito di potenza

A causa dell'intermittenza della fornitura di potenza da parte delle fonti rinnovabili, l'allacciamento degli impianti alla rete non permette la rimozione di una corrispondente quantità di potenza dei generatori convenzionali presenti. Pertanto, il primo termine a secondo membro della (7), cioè il costo fisso, non diminuisce per la presenza delle fonti rinnovabili e di conseguenza il costo evitato viene considerato nullo.

c) Credito ambientale

I costi esterni, ambientali e sociali, connessi con la produzione convenzionale dell'energia hanno cominciato ad essere valutati al fine di farli comparire nei bilanci delle spese sostenute dalla collettività per la produzione energetica. Da questo punto di vista l'entrata in vigore del Protocollo di Kyoto nel febbraio 2005 ha rappresentato un punto di forza notevole. Pertanto, il calcolo della spesa annuale sostenuta dalla collettività per la produzione di elettricità comprende oggi anche alcuni costi esterni, come quelli dovuti alle emissioni di gas serra, non compresi nel conto industriale espresso dalla (7).

In definitiva, estendendo tale espressione, la forma più corretta della spesa annuale diviene:

$$SA = a P + b (AEP) + d (AEP) \quad (8)$$

Viene aggiunto alla spesa annuale un terzo termine, proporzionale all'energia prodotta, che tiene conto della riparazione o della prevenzione del danno specifico ambientale, "d", collegato alla erogazione agli utenti della quantità (AEP) di energia elettrica. Poiché questo termine può ritenersi trascurabile nel caso degli impianti delle fonti rinnovabili, esso assume il significato di un ulteriore costo evitato, che viene accreditato tale e quale in favore del valore del kWh rinnovabile.

Il valore che del kWh rinnovabile, quando viene immesso nella rete elettrica, corrisponde al costo di combustibile risparmiato dal gestore di rete più il valore del danno ambientale evitato alla collettività. Purtroppo, a causa della intermittenza aleatoria nella produzione elettrica, non può essere aggiunto un ulteriore termine dovuto al credito di potenza. Il bilancio definitivo dei costi evitati pertanto assegna al kWh rinnovabile soltanto una voce per il risparmio di combustibile (credito di energia) e una voce per il credito ambientale. Allora, se per la collettività la quota dei danni ambientali potesse valere quanto la voce mancante dei costi per la potenza, si potrebbe pensare di raggiungere la compensazione tra i due termini e, quindi, di conseguire la competitività del valore.

Purtroppo, esistono alcuni ostacoli tecnici, dovuti alla intermittenza delle fonti rinnovabili e al modello adottato di connessione diretta alla rete elettrica, che rendono applicabili le considerazioni fin qui sviluppate soltanto al caso di una piccola quota di potenza rinnovabile collegata. Tali ostacoli sono da riferire al requisito della qualità di affidabilità della fornitura di potenza da parte della rete agli utenti (oggi fissato al 98%). Come si può vedere dalla Fig.2, non appena la quantità di potenza intermittente si avvicina al limite di allacciamento, la rete tende a divenire meno stabile e il livello di affidabilità contrattuale non può più essere mantenuto. In tali condizioni il valore marginale del kWh rinnovabile si abbassa fino ad annullarsi.

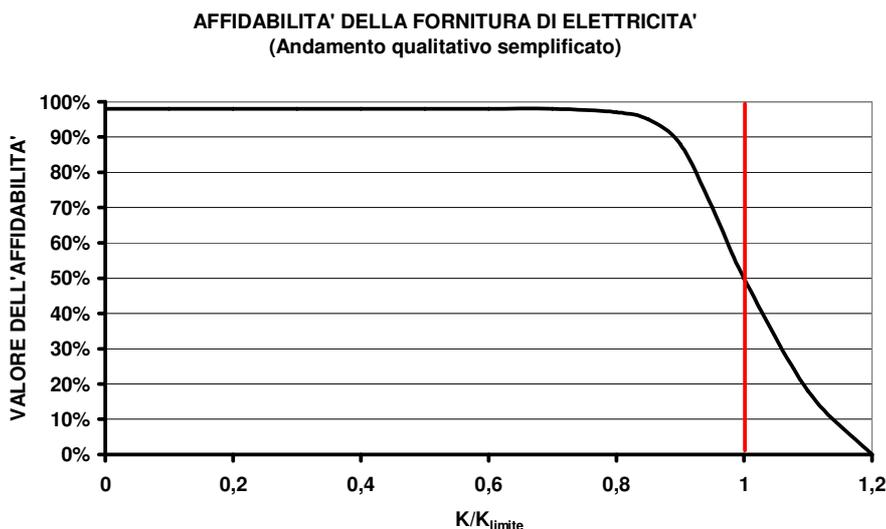


Fig.2 – Andamento indicativo dell'affidabilità della fornitura elettrica in funzione della penetrazione relativa in rete delle fonti intermittenti.

### L'accumulo dell'energia per la valorizzazione del kwh rinnovabile

Riassumendo le considerazioni precedenti si può dire che:

- 1) La competitività del costo di produzione del kWh non è sufficiente per garantire la diffusione su larga scala delle fonti rinnovabili. Questo obiettivo potrà essere raggiunto soltanto se si conseguirà la parità del valore del kWh rinnovabile con quello convenzionale.
- 2) Nel caso del collegamento alla rete elettrica, alcune componenti del valore possono essere stabilite in base ai costi evitati. Esse consistono nel credito di energia (risparmio di combustibile) e nel credito ambientale (danni ambientali evitati). Purtroppo, non è possibile riconoscere al kWh rinnovabile alcun credito di potenza a causa dell'aleatorietà della generazione (intermittenza del funzionamento).
- 3) Anche se il credito ambientale, ottimisticamente, potesse compensare il deficit del credito di potenza, il valore del kWh rinnovabile rimarrebbe deficitario per la mancanza dei requisiti di affidabilità della fornitura di potenza agli utenti. Questo aspetto del valore risulta fondamentale proprio per l'accettazione in rete di impianti rinnovabili su larga scala.
- 4) L'affidabilità della fornitura di energia agli utenti inizia a peggiorare quando il livello della potenza rinnovabile cumulata raggiunge il 10÷20% della potenza rotativa della rete. Questo limite tecnico ha come conseguenza che nella pratica il contributo al risanamento ambientale ottenibile con le fonti rinnovabili intermittenti difficilmente potrà arrivare a recuperare più del 2% del danno ambientale derivante dalla produzione energetica convenzionale.
- 5) Le fiduciose attese riguardo alla soluzione dei problemi ambientali attraverso l'uso esteso delle fonti rinnovabili rischiano di essere deluse se non si assumono provvedimenti migliorativi dell'affidabilità degli impianti di generazione dell'energia rinnovabile.

Qualora si potesse riconoscere alle fonti rinnovabili intermittenti un credito di potenza analogo a quello delle fonti termoelettriche, la componente di valore collegata al costo corrispondente evitato faciliterebbe il raggiungimento della competitività reale. Inoltre, l'aumento conseguente dell'affidabilità della fornitura consentirebbe di spostare verso l'alto il limite di accettazione della rete con il corrispondente aumento del peso del contributo ambientale. Estendendo questo ragionamento, si può dire che, se venisse eliminata del tutto l'intermittenza della fornitura di potenza da parte degli impianti rinnovabili, il valore del kWh potrebbe addirittura superare quello dell'energia convenzionale a causa della presenza del consistente credito ambientale. Non vi è dubbio allora che in questo caso le fonti rinnovabili potrebbero essere preferite a quelle convenzionali, andando progressivamente a sostituire gli impianti termoelettrici con consistenti benefici ambientali.

Il nuovo modello di sviluppo da adottare per questo scopo è mostrato nella Fig.1.

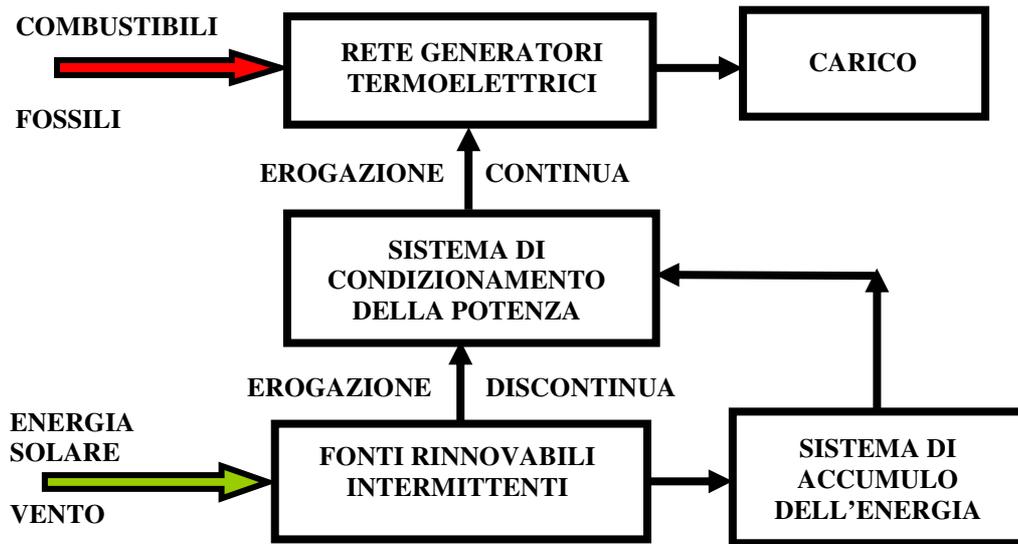


Fig.1 – Schema a blocchi del nuovo modello di un sistema integrato per la produzione di elettricità su larga scala con le fonti rinnovabili.

Gli impianti delle fonti rinnovabili vengono dotati di un sistema di accumulo e di un dispositivo di condizionamento automatico della potenza che consente di trasformare il flusso discontinuo di energia proveniente dagli impianti in un flusso continuo da immettere nella rete. Le relative tecnologie sono già tutte presenti ed in parte già sviluppate. Esse richiedono soltanto un ulteriore adattamento alla applicazione voluta. Naturalmente l'aggiunta di questi sistemi produce un aumento del costo di produzione del kWh. Si tratta di vedere se e quanto la conseguente crescita del valore può assorbire tale aumento di costo.

L'aumento della quota di contributo al bilancio energetico dovuto all'introduzione dell'accumulo può essere visto osservando nuovamente la (5), che riproponiamo qui per comodità.

$$E_{fr}/E_{tot} = K (H - E_{al}/E_{tot}) [(fcr)/(fcc)] = 0.28 [(fcr)/(fcc)] K \quad (8)$$

La presenza di un sistema di accumulo, anche parziale, permette di rendere programmabile il dispacciamento della potenza rinnovabile e ciò ne aumenta il valore qualora l'erogazione venisse spostata nelle ore di punta della rete. In ogni caso il fattore di carico del generatore comprensivo dell'accumulo può essere fatto aumentare scegliendo un opportuno dimensionamento del sistema. In definitiva, a parità delle altre condizioni, nella (5) il valore di fcr può aumentare. Ad esempio, se il nostro sistema di accumulo ci permettesse di coprire 8 ore giornaliere di richiesta del carico, avremmo  $fcr = 0.33$  (2900 ore equivalenti) e il contributo  $E_{fr}/E_{tot}$  passerebbe dal 2% al 3.7%.

La Fig.3 mostra il grafico della (8) per diversi valori di fcr. Si può chiaramente vedere l'effetto positivo dell'accumulo sulla quantità del contributo al bilancio energetico nazionale. In ogni caso, però, anche ammettendo la possibilità di penetrazione in rete del 50%, il contributo energetico rimarrà limitato a circa il 13%. Si tratta indubbiamente di un consistente contributo, ma esso non appare ancora determinante per il risanamento ambientale. La ragione della limitatezza del contributo deriva dal fatto che l'energia rinnovabile prodotta è elettrica. Pertanto essa va a sostituire i combustibili fossili soltanto nel settore della produzione di elettricità, che come si è visto occupa soltanto il 39% del fabbisogno energetico. Sul rimanente 61% del fabbisogno, che in larga parte è da attribuire ai trasporti, la produzione di energia rinnovabile non ha alcun effetto. Questo è un ulteriore ostacolo che non permette lo sfruttamento completo dell'enorme potenziale solare esistente. A meno che l'attuale modello di sviluppo dei sistemi non venga ulteriormente migliorato.

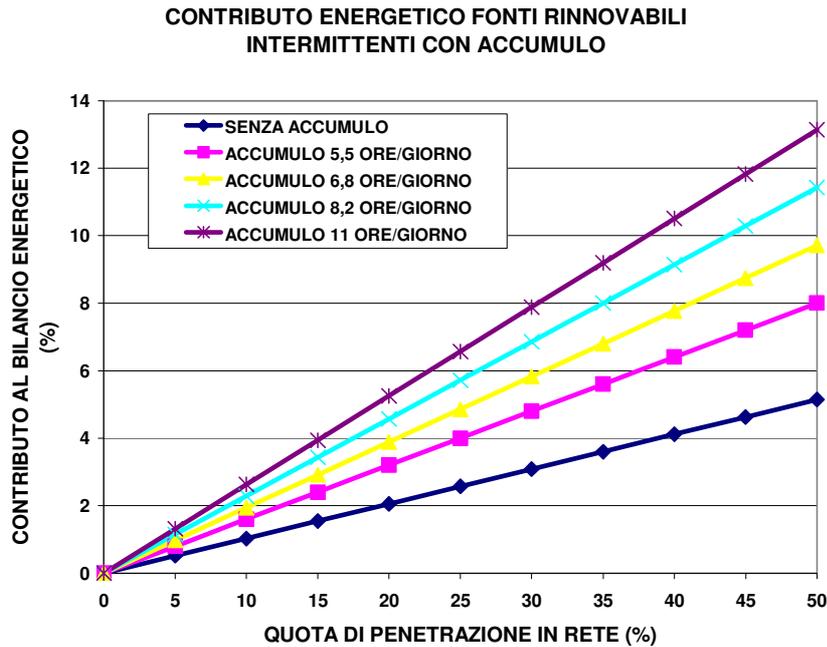


Fig.3 – Il contributo energetico delle fonti rinnovabili elettriche intermittenti in funzione della penetrazione in rete degli impianti e per diversi valori dell'accumulo di energia.

### Conclusioni riassuntive

- 1) Il potenziale energetico delle FER elettriche è sovrabbondante rispetto al fabbisogno nazionale.
- 2) L'intermittenza della generazione introduce barriere tecniche ed economiche che impediscono di produrre quantità di energia elettrica in misura adeguata.
- 3) L'attuale modello applicativo (sistemi senza accumulo) non dà un contributo significativo per rispettare gli impegni di Kyoto.
- 4) Occorre completare i sistemi di produzione con impianti di accumulo dell'energia a basso costo in modo da svincolare l'erogazione agli utenti dalla intermittenza.
- 5) Senza questi interventi migliorativi, le incentivazioni pubbliche attuali poste sullo sviluppo del mercato rischiano di produrre risultati poco efficaci rispetto alle necessità del risanamento ambientale.