

# STAFFETTA QUOTIDIANA

## DAL 1933 - QUOTIDIANO DELLE FONTI DI ENERGIA



mercoledì 13

Esci

Ricerca

PRIMA PAGINA Società Associazioni Politiche dell'Energia Leggi e Atti Amministrativi Attività Parlamentare Mercati e Prezzi Distribuzione e Consumi Petrolio Energia Elettrica

### Energia Elettrica

mercoledì 27 giugno 2018



Condividi

Tweet

G+

di G.P.

## Fer al 2030, "obiettivi lontani senza l'idroelettrico"

Secondo uno studio Althesys-operatori vanno investiti 5,5 mld nel parco esistente o la produzione calerà di 6 TWh al 2030, mettendo a rischio i target Ue. Le preoccupazioni degli operatori tra concessioni, deflusso e canoni: parlano Eletticità Futura, Utilitalia, Alperia, CVA, Edison, Enel GP e Iren. Besseghini (RSE): potenziale interessante per il MSD. Borghi (PD) annuncia un Ddl. Pompaggi, Pescador (Enel): non li usiamo perché non conviene



Contando per il 42% della produzione elettrica da rinnovabili italiana, l'idroelettrico resta una tecnologia fondamentale per il raggiungimento degli obiettivi Ue al 2030 ma senza interventi di ammodernamento del parco esistente vedrà una sensibile contrazione della produzione. È quanto si legge nello studio di Althesys "L'idroelettrico crea valore per l'Italia", presentato ieri in un convegno al GSE dedicato agli scenari futuri del settore.

"Lo studio evidenzia che un impianto idroelettrico su tre dovrà essere rinnovato per non perdere un potenziale di quasi 6.000 MW al 2030. Per questo il nuovo Parlamento è chiamato ora a definire un quadro normativo stabile", ha detto l'a.d. di Althesys Alessandro Marangoni.

Il **parco idroelettrico attuale**, secondo lo studio realizzato dalla società di consulenza in collaborazione con Enel, Iren, Edison, Dolomiti Energia, CVA, Eletticità Futura, Alperia, Utilitalia e RSE, produce il 16,5% dell'elettricità nazionale e il 42% di tutte le rinnovabili, è composto da circa 3.700 impianti, per una potenza di 18,5 GW (più 4 GW di pompaggi) e una produzione normalizzata di circa 46 TWh/anno (dati 2015). L'età media degli impianti è 70 anni e il 50% risale a prima del 1960, il funzionamento medio si è ridotto dalle 3-4.000 ore l'anno del 1960-1970 alle 2.300-2.400 degli ultimi anni, con la maggiore contrazione per gli impianti ad accumulo medio grandi, e un'ulteriore riduzione sta interessando il settore per l'applicazione dei tassi di deflusso minimo vitale (DMV) previsti dalla direttiva acque WFD, la competizione sull'uso della risorsa con altre attività, agricoltura in testa, e le manutenzioni straordinarie.

In questo quadro secondo la ricerca c'è un "potenziale rischio chiusura per gli impianti più costosi da gestire o ammodernare".

La **Sen prevede attualmente 50 TWh** di produzione al 2030, grosso modo in linea con gli scenari europei Primes ma, in assenza di interventi, lo studio prefigura in realtà una riduzione della produzione sotto i 40 TWh (39,9), per effetto combinato di un incremento dell'output da piccoli impianti ad acqua fluente più che compensato da una flessione di quello dei grandi. All'opposto in uno scenario di interventi che favoriscano l'ammodernamento/rinnovamento, che al momento non ha in alcun modo toccato 6,7 GW e secondo gli operatori potrebbe interessare 5.772 MW al 2030 e investimenti per 5,4-5,5 miliardi di euro, la produzione dovrebbe raggiungere e leggermente superare l'obiettivo dei 50 TWh (50,3), con un incremento di 4,4 TWh rispetto ad oggi "senza alcun ulteriore impatto ambientale", perché derivante da potenziamento del parco esistente. Un beneficio a cui,

secondo lo studio, vanno aggiunti quelli di altro ordine legati ad esempio al contenimento del rischio idrogeologico e la migliore integrazione delle Fer attraverso l'accumulo idroelettrico. Dagli interventi prospettati, sia in termini di "opere asciutte" (turbine e parti elettromeccaniche) che di "opere bagnate" (messa in pressione canali e gallerie, manutenzione/sostituzione condotte forzate), categoria più costosa ma anche dai maggiori risultati in termini di aumenti di producibilità, lo studio stima un incremento medio di producibilità tra il 10% e il 20%

Diversi **ostacoli e incertezze** però al momento gravano sugli investimenti, a cominciare dal DMV, che se applicato secondo la direttiva Ue porterà perdite di produzione tra il 30% e il 70%, l'effetto climate change sulla disponibilità di acqua, che ridurrà la produzione del 2,5% al 2050. E soprattutto l'incertezza del quadro normativo, con l'Italia che, tra i pochi in Europa, ha disciplinato l'assegnazione a gara delle concessioni, senza peraltro garantire il recupero da parte dei gestori uscenti degli investimenti sulle opere bagnate – come detto più impegnativi ma anche dai maggiori risultati. Sistema di gare per di più finito al centro di una procedura di infrazione Ue in materia di concorrenza. Non ultimi ci sono poi il peso dei canoni concessori, elevati e disomogenei tra le Regioni, e la già citata concorrenza per l'uso della risorsa.

Per superare tali ostacoli e far partire gli investimenti la ricerca indica alcune **proposte di policy**, in linea con le richieste degli operatori: norme DMV che tengano conto degli obiettivi energetico-ambientali e delle effettive esigenze dell'habitat a valle degli impianti; reciprocità di regolazione sulle concessioni tra diversi Paesi Ue; durata delle concessioni coerente con gli investimenti da realizzare; canoni coerenti con la redditività dell'impianto; valorizzazione nelle gare del track record industriale degli operatori che partecipano alle gare, contro il rischio di finanziarizzazione del settore; rimborso al gestore uscente del VIR degli investimenti realizzati comprese le c.d. opere bagnate; per i pompaggi creazione di un mercato dell'accumulo e congrua remunerazione della fornitura di servizi ancillari; superamento di istituti obsoleti come il servizio di guardiania divenuto "anacronistico nell'epoca della digitalizzazione e dell'IoT". Quanto agli **incentivi**, la studio prospetta strumenti di sostegno agli investimenti nel grande idro con incentivazioni dirette attraverso contingentati dedicati e "programmi di sostegno incisivo anche se di breve durata" per il rinnovamento (es. in zone sismiche) più strumenti come superammortamento e tax credit.

### **LE SPINE DEGLI OPERATORI: GARE, DMV E CANONI**

Al convegno hanno partecipato in rappresentanza dell'industria, Lucia Bormida di **Elettricità Futura**, Giordano Colarullo e Adolfo Spaziani di **Utilitalia**, Mario Trogni di **Alperia**, Enrico De Girolamo di **CVA**, Nicola Monti di **Edison**, Isidoro Pescador di **Enel Green Power** e Alessandro Cecchi di **Iren**.

Prima della tavola rotonda è intervenuto Stefano **Besseghini**, presidente e a.d. di RSE, indicando due pregi dell'ultima Sen in tema di idroelettrico: primo, aver chiarito che mantenere il nostro parco idroelettrico è un lavoro, non si fa per inerzia, e richiede un supporto sia economico che di regole. Secondo, l'attenzione al pompaggio, che assume nuova importanza come tecnologia in grado di stabilizzare le Fer non programmabili in vista degli obiettivi al 2030. Besseghini ha ricordato la simulazione teorica fatta da Rse nel 2013 su un'ipotesi di pompaggio marino costiero associato a impianti eolici a Foxi Murdegu in Sardegna: "economicamente stava in piedi un po' a fatica ma l'analisi considerava solo l'ipotesi di vendite sul mercato del giorno prima, non su quello del dispacciamento. Vale la pena di tornarci sopra e il ragionamento vale per tutti i pompaggi anche di tipo convenzionale di cui il sistema avrebbe bisogno soprattutto nelle zone Sud e Centro Sud del Paese (...) Se dovessi immaginare filoni di ricerca da approfondire - ha detto ancora - punterei da un lato sul contributo che l'idro può dare al dispacciamento e dall'altro sugli impatti positivi sui territori in senso più ampio". Anche se, ha concluso, "mi rendo conto che in questo momento l'elefante della stanza è il rinnovo delle concessioni, che viene prima di tutto il resto".



Il tema **concessioni** è in effetti in cima alle preoccupazioni degli operatori: per **Colarullo** di Utilitalia la procedura di infrazione Ue "crea una nuvola nera, il settore è bloccato. Auspico che il nuovo governo se ne faccia carico nel prossimo futuro". **De Girolamo** (CVA): "le ultime concessioni scadranno nel 2029 e le gare devono partire 5 anni prima ma gli investimenti sono fermi per l'incertezza sul riconoscimento del VIR". **Monti** (Edison): "avremmo progetti da avviare ma l'incertezza non permette di fare una politica industriale adeguata, ci aspettiamo una risposta di chiarezza".

**Trogni** torna a dubitare apertamente dell'assegnazione a gara: "Vogliamo mettere tutto all'asta e vinca il migliore? Dubito sia la soluzione preferibile", ha detto, evidenziando il valore delle competenze industriali e di interlocuzione col territorio degli operatori storici e mettendo il guardia dal rischio "finanziarizzazione". "Dobbiamo tenere botta col la Ue, non so come ma è necessario, altrimenti 'arrivano i barbari', con logiche solo speculative. L'abbiamo già visto accadere su asset meno attraenti di questi", ha concluso.

Temi altrettanto pressanti per gli operatori sono il **deflusso minimo vitale**, su cui l'auspicio è di un approccio più dialogante delle istituzioni (Trogni ha segnalato che in Alto Adige Alperia ha negoziato i valori sulla base di dati monitorati, non di letteratura, e in certi casi per un DMV adeguato è risultato sufficiente un incremento del 25%), spunto raccolto nelle conclusioni da Roberto **Ronco** della Regione Piemonte. E quello dei **canoni** su cui **Bormida** di Elettricità Futura ha spiegato che la proposta delle associazioni è un modello binomio, suddiviso in una parte fissa e una variabile legata all'andamento dell'anno.

Quanto ai meccanismi di sostegno, Trogni ha osservato che "chiedere **incentivi** è impopolare e irrealistico ma ci sono altre possibilità, ad esempio di tipo fiscale o i PPA del Gse". Secondo **Cecchi** (Iren) un contributo alla visibilità di lungo termine potrebbe venire da un'inclusione degli investimenti nell'idro nel **capacity market**, tema ripreso anche da **De Girolamo** di CVA: "potenzialità ci sono, abbiamo studi per potenziamenti degli impianti e per un uso migliore della risorsa idrica. Ma senza certezze restano nel cassetto".

**Pescador** di Enel GP, in aggiunta ai temi delle gare, del VIR e del canone, ha sollevato a sua volta quello dei **PPA**, come possibile strumento per la promozione degli investimenti, quello di una disciplina adeguata sui **sedimenti**, la cui gestione è oggi iscritta all'interno delle complesse norme sulle bonifiche, e di un riconoscimento del lavoro svolto dagli operatori idroelettrici nella rimozione di **rifiuti** portati dai corsi d'acqua.

Infine il manager spagnolo ha risposto a una domanda di Marangoni sulle ragioni dell'utilizzo scarsissimo in questi anni dei 4 GW di **pompaggi**, nonostante il contributo che potrebbero dare in particolare nella modulazione delle rinnovabili non programmabili. Di fatto, ha replicato Pescador, l'uso di tali impianti non risulta conveniente, per il progressivo "spianarsi" della curva oraria dei prezzi sul mercato del giorno prima, che toglie l'incentivo all'arbitraggio tra acquisto di energia nelle ore offpeak e produzione per la vendita in quelle di punta. A una domanda della "Staffetta" a margine del convegno se neppure i prezzi, assai più elevati, del MSD giustificano l'uso degli impianti Pescador ha risposto che ciò è vero solo per alcuni impianti.

Sul fronte politico, il senatore Enrico **Borghi** del Pd ha annunciato la presentazione di un **ddl** per disciplinare il transitorio in vista delle gare, che cerchi di affrontare i problemi sollevati dagli operatori e nello studio. "Depositeremo il testo e poi chiederemo interlocuzione al governo", ha detto.