

«HYDRO SOLAR POWER PROJECTS» : PERCHE'?

**Riflessioni per promuovere lo sviluppo di grandi impianti a energie rinnovabili in sede locale
su aree scarsamente utilizzate o infrastrutture dismesse**

Dott. P.I. Rocco Morelli – IEng MIET (UK) – TCM A AICE/ICEC



SLIDE 1 - E' disponibile tra gli atti del Convegno una Relazione per l'inquadramento generale, con l'intento di fornire una visione maturata sui temi qui trattati, sui quali si auspica un approfondimento in sede universitaria, oltre che industriale. Essa emerge anche da simulazioni effettuate su 7 possibili opzioni di impianti come si dirà di seguito. Ovviamente si tratta di risultati approssimati e solo indicativi, i cui errori di stima si possono ridurre solo affinando l'analisi e progredendo con lo sviluppo del progetto.

SLIDE 2 - L'alta dipendenza energetica dell'Italia (78%) è un dato oggettivo. Come pure lo è il fatto che 2 impianti da 50 MW ciascuno, a produzione sovrapposta, uno eolico e l'altro fotovoltaico, producono insieme come un impianto ideale di altro tipo che funziona alla potenza di 20 MW in modo continuo (vedi Rivista Energia 2021 04). A causa della loro intermittenza, eolico e fotovoltaico creano problemi di regolazione e stabilità di rete, specie in una rete interconnessa come quella Europea, dove «un problema sugli scambi energetici nell'area dei Balcani si ripercuote sull'intero continente» (vedasi ricerca RSE citata).

SLIDE 3 - La grande espansione di fotovoltaico ed eolico prevista in Sicilia (ma non solo) dovrebbe suscitare maggiore attenzione per la regolazione e stabilità di rete, perché a fronte di una potenza disponibile (ma non tutta utilizzata, perché "fossile") di 9,5 GWe si prevedono 7 GWe tra eolico e fotovoltaico, che sono a produzione intermittente. Ci potrà essere STABILITA' DI RETE E DI SERVIZIO? Chissà?

SLIDE 4 - Comunque, possiamo ridurre l'elevata dipendenza energetica attraverso l'energia solare, specie con impianti fotovoltaici nel centro sud, come da cartina d'Italia, e facilitare la Regolazione e Stabilità di Rete a spese del Sole con impianti idroelettrici di pompaggio con servizio giornaliero (7 ore). Il pompaggio può essere alimentato da fotovoltaico che immette energia in rete di giorno, per essere ripresa dalla rete per il pompaggio durante la notte (10-12 ore). In pratica, si sfrutterebbe la differenza di domanda giorno/notte per ridurre al minimo le necessità di accumulo.

SLIDE 5 - Questo è lo schema concettuale dell'impianto integrato. Impianto di pompaggio con bacini per servizio giornaliero (~1,5 Mm³). Il bacino superiore viene riempito di notte e svuotato di giorno; viceversa il bacino inferiore. L'impianto fotovoltaico da 300 MW è connesso all'idroelettrico e alla rete.

SLIDE 6 - Per il pompaggio da 100 MW s'ipotizza un programma con 3 anni di sviluppo del progetto e 9 anni di costruzione in sito per centrale in caverna, che si può ridurre a 6 anni per un impianto a piè di diga, ove possibile. Non si è scesi nel dettaglio delle attività perché dipende molto dal tipo di progetto.

SLIDE 7 - Per il fotovoltaico da 300 MW s'ipotizza un programma con 1 anno di sviluppo del progetto e 3 anni di costruzione in sito. Per i 400 MW si può assumere che il programma non varia molto essendo il fronte di lavoro ampio e sostanzialmente lineare. Per cui dipende solo dalle risorse impiegate.

SLIDE 8 - La tabella ed i grafici mostrano che a parità di potenza occorre privilegiare progetti con alti salti geodetici e basse portate, poiché si riducono i volumi dei bacini superiore ed inferiore, delle condotte e delle turbine-pompe impiegate, riducendo così i costi di investimento, facilitando la bancabilità del progetto e contenendo i costi di produzione; quindi prezzi dell'energia immessa in rete più bassi.

INCONTRO ALL'UNIVERSITA' DI ROMA "LA SAPIENZA" DEL 12/10/2023
Presentazione discorsiva

SLIDE 9 - Sono state simulate 7 diverse opzioni d'impianto riportate nei Riepiloghi 1 e 2. L'opzione 1 può esistere solo in abbinamento con la 2 o la 3. Per ciascuna di essa è stata eseguita una analisi economica ed una analisi simulata di redditività. In assenza di un vero progetto ingegneristico sono stati utilizzati gli Overnight Cost forniti da **eia**. Pertanto i risultati nei riepiloghi 1 e 2 e nelle altre tabelle hanno solo valore indicativo preliminare. Per realizzare 100 MW di idroelettrico (con pompaggio notturno, servizio diurno di 7 ore, ~1,5 Mm³ di bacino) occorrono 300 MW di fotovoltaico su 450 ettari di terreno (equivalente ad un'area di 2,1x2,1 km). I costi di produzione calcolati nel Riepilogo 1 sono prossimi a quelli di mercato e quindi i prezzi di collocazione sul mercato dell'energia prodotta rende difficile la bancabilità, sebbene il servizio di ripagamento del finanziamento sembra assicurato (ma con alto rischio e scarsa remuneratività).

SLIDE 10 - Per l'Analisi di Redditività sono stati calcolati 4 indici tipici per la valutazione progetti: VAN, TIR, BREAK EVEN (Punto di Pareggio), DSCR (Rapporto di Copertura del Servizio del Debito). Questi indici ricadono su valori che possono rendere bancabile il progetto se il collocamento in rete dell'energia prodotta avviene a prezzi superiori all'attuale mercato. Una svolta al riguardo la possono produrre sia le ottimizzazioni geologiche ed ingegneristiche conseguibili con lo sviluppo del progetto; sia un oculato ed appropriato funzionamento dei titoli di emissione (Emission Trading) per la CO₂ evitata con il progetto stesso.

SLIDE 11 - Si consideri, comunque, che il presente è uno studio preliminare di opportunità, affetto da grossi margini di errori, che ne rendono indicativi e non esaustivi i risultati. Ciò nondimeno si può parlare di una antitesi tra prezzi dell'energia sul mercato e bancabilità del progetto. Se si favorisce l'uno si affligge l'altro e viceversa.

SLIDE 12 - Questo grafico mostra che in quasi tutto il 2021 il valore di mercato della CO₂ ha oscillato tra ~30 e ~60 €/t. Mediamente ~44 €/t.

SLIDE 13 - Se si ipotizza una stabilità, piuttosto che volatilità, del prezzo medio per la CO₂ intorno ~44 €/t, si può calcolare che l'emission trading mette a disposizione degli impianti ad energie rinnovabili valori che cumulati per l'intero ciclo di vita dell'impianto (che nella fattispecie è 30 anni per l'idroelettrico e 25 per il fotovoltaico) rappresentano quote significative utili al finanziamento degli impianti stessi e ciò può mitigare significativamente l'antitesi rilevata tra bancabilità dei progetti e mercato elettrico. Ma è possibile stabilizzare il prezzo di mercato della CO₂?

SLIDE 14 - L'antitesi tra Mercato e Bancabilità cui si è fatto cenno sopra si può vedere sui valori di prezzo di mercato nei Riepiloghi 1 e 2, oppure visivamente nei grafici qui mostrati. Essi si riferiscono alle due Opzioni principali esaminate, ma la situazione è la stessa per tutte le opzioni.

SLIDE 15 Idem c. s. – Qualora non sia possibile stabilizzare e rendere affidabile (con volatilità quasi nulla) il meccanismo dell'Emission Trading, il contributo di questo meccanismo alla finanziabilità di un progetto diviene trascurabile. In tal caso queste tipologie di progetti per rinnovabili non possono che essere sviluppate se non attraverso un FINANZIATORE ISTITUZIONALE PUBBLICO.

SLIDE 16 - Ora per gli HYDRO SOLAR POWER PROJECTS I COSTI SONO NOTI, MA LO SONO ANCHE I BENEFICI? Li possiamo così ricordare:

- i. riducono la dipendenza energetica e favoriscono la Regolazione e Stabilità di Rete
- ii. nascono e si sviluppano localmente, senza dipendenze di tipo geopolitico.
- iii. sono ancorati al territorio e possono creare "comunità energetiche e di autoconsumo collettivo".
- iv. sono ad alta intensità di lavoro privilegiando l'intrapresa industriale piuttosto che la finanza.
- v. hanno una elevata ricaduta dell'investimento in sede locale.
- vi. integrano fotovoltaico e idroelettrico rispondendo a criteri di sostenibilità e transizione energetica.

INCONTRO ALL'UNIVERSITA' DI ROMA "LA SAPIENZA" DEL 12/10/2023
Presentazione discorsiva

- vii. mutano "artificialmente" il potenziale idroelettrico di una regione purché abbia ancora un rilievo a monte ed un fiume a valle, nonché sufficienti superfici destinabili al fotovoltaico.
- viii. consentono di generare in borsa certificati verdi per *emission trading* per porzioni discrete del costo d'investimento, utili al ripagamento del progetto.

Se l'obiezione fosse che consumano tanto spazio, e se lo spazio invece ci fosse e fosse su aree scarsamente utilizzate o infrastrutture dismesse, la domanda finale allora è : perché opporsi alle rinnovabili?

SLIDE 17 - Queste sono foto dell'Impianto Idroelettrico di pompaggio dell' ENEL, a Presenzano (Caserta) - 1000 MW – N°4 Gruppi da 250 MW ciascuno - Vista del Bacino Inferiore e delle 4 condotte. C'è anche una Vista Aerea del «Salto» di circa 500 metri tra Bacino Superiore ed Inferiore.

SLIDE 18 - Dal 2014, la **potenza fotovoltaica** installata è **cresciuta** al ritmo di circa **12 GW al decennio**, con una **produzione** elettrica solare che ha raggiunto **27,5 TWh/anno**. Ciò è ancora molto distante dal trend necessario per raggiungere gli obiettivi 2030. Infatti, il **fotovoltaico a fine decennio dovrà poter dare una produzione annuale di circa 100 TWh, così da far evitare l'importazione di 20 miliardi di metri cubi di gas all'anno**. Mancano ancora da coprire circa 70 TWh, cosa **improbabile visto che la generazione solare in Italia è aumentata appena di 5,8 TWh/anno**, anche per i freni posti dalla politica nazionale e locale, secondo alcuni osservatori che forse non hanno torto.

SLIDE 19 - Tutta la rete in alta tensione (380 e 220 kV) è fortemente interconnessa alla rete Europea, ma la potenza idraulica di pompaggio è rimasta sostanzialmente a ~1,5 GWe , ossia meno dell'1% della potenza efficiente lorda italiana di 123,3 GWe. Tutto ciò mentre è in forte espansione la potenza intermittente fotovoltaica ed eolica. La Sicilia, propaggine di rete interconnessa in un solo punto alla penisola, merita attenzione per regolazione di rete e stabilità del servizio elettrico.

SLIDE 20 – Questa è la situazione globale di potenza elettrica installata. In Italia e nel Mondo siamo ben lontani dagli obiettivi della transizione e quindi della sostenibilità; e continuiamo a non tener conto che le rinnovabili producono energia intermittente e che 50+50 MW di eolico e fotovoltaico insieme equivalgono a 20 MW di potenza continuativa. Bisogna tenerne conto nella pianificazione, poiché sostenibilità implica anche «analisi di sufficienza!». Ignorarlo, sarebbe condannarci ad un futuro di freddo e gelo in inverno e di caldo ed afa in estate, o a quell'*energy poverty* che già affligge non poche famiglie, di cui si parla nelle sedi UE. A meno di non riconsiderare anche il "Nucleare", come sembra si stia già pensando.

CONCLUSIONI

SLIDE 21 – 22 -23 -24 (Selfexplaining)

Da uno Studio UNECE (Commissione Economica Europea presso le Nazioni Unite) del 2019-2021, che riguarda l'intero «ciclo di vita» delle varie opzioni per la generazione di elettricità, si conferma un più basso impatto ambientale e una più alta efficienza di conversione per tutte le rinnovabili e per il nucleare, rispetto agli impianti alimentati con combustibili fossili. Circa l'idroelettrico, in particolare, appaiono considerevolmente apprezzabili quelle degli impianti di potenza fino a 360 MW.

RMo/rmo
09/10/2023