

L'idroelettrico nella decarbonizzazione del sistema elettrico italiano

Fabio Massimo Gatta, Alberto Geri, Stefano Lauria, Marco Maccioni, Ludovico Nati
Dipartimento di Ingegneria Astronautica, Elettrica ed Energetica (DIAEE), Sapienza Università di Roma

L'articolo presenta un modello di ottimizzazione del mix di produzione in ottica decarbonizzazione, esplorando un ampio intervallo di prezzi del gas ed evidenziando il ruolo dell'idroelettrico e la convenienza del repowering dei pompaggi

L'integrazione di fotovoltaico ed eolico nel sistema elettrico

Fotovoltaico ed eolico dovrebbero coprire la parte preponderante della produzione nel mix energetico del futuro sistema elettrico nazionale ad emissioni quasi zero. I due principali vantaggi associati a queste due forme di generazione sono: basso costo livellato dell'elettricità (*Levelised Cost of Electricity*, LCOE) rispetto ad altre forme di produzione di energia elettrica, trascurabili emissioni di CO₂ e una buona disponibilità di siti idonei alla loro installazione. I loro svantaggi invece derivano dalla mancanza di flessibilità, che rende estremamente difficile il bilanciamento tra produzione e consumo di energia elettrica in ogni istante: quest'ultimo aspetto rappresenta il principale limite tecnico alla loro massiccia adozione nel mix di generazione elettrica.

È chiaro che in un sistema energetico dominato da fotovoltaico ed eolico, che sono fonti rinnovabili non programmabili, saranno necessarie al-

cune fonti dispacciabili e flessibili, ma ad oggi ancora si discute su quale potrebbe essere il futuro mix di generazione. Ci sono molti articoli in letteratura che hanno indagato e messo in luce aspetti importanti riguardanti le varie (e ancora poco diffuse) tecnologie da integrare con il fotovoltaico e l'eolico, nonché con centrali termiche dispacciabili (geotermiche, biomasse/biogas e waste-to-energy), come il *Carbon Capture and Storage* (CCS) applicato ad impianti fossili, gli impianti solari a concentrazione (CSP), i sistemi di accumulo (in particolare elettrochimico e ad aria compressa (CAES), il *power to gas*, e una maggiore penetrazione della *Demand Response* (DR). Tra questa tipologia di lavori, c'è chi punta principalmente su biogas, CSP, DR e CCS [1]; chi sottolinea il ruolo chiave del DR [2], o chi prende in considerazione batterie e impianti di stoccaggio di gas, accanto agli impianti di pompaggio [3]. Altri ancora propongono di integrare il fotovoltaico esclusivamente attraverso accumulo elettrochimico [4-6], o alla combinazione batterie al litio - accumulo dell'idrogeno [7]. Come osservazione generale, in questo tipo di lavori le ipotesi di base sono che i costi delle nuove tecnologie diminuiranno significativamente nel prossimo futuro e che le loro prestazioni in esercizio siano ben consolidate, nonostante a oggi il loro peso sull'installato globale sia marginale. La **tabella 1** riporta il rinnovabile e l'accumulo installato nel mondo a fine 2021, diviso per tecnologie, e ne indica la po-

Tabella 1 Potenza installata nel mondo da fonti di energia rinnovabile e da impianti di accumulo a fine 2021

TECNOLOGIA	POTENZA INSTALLATA	
	(GW)	(%)
Idroelettrico (esclusi i pompaggi puri)	1230.3	38.25
Fotovoltaico	848.4	26.39
Eolico on-shore	769.2	23.92
Bioenergie	143.2	4.45
Pompaggi puri	130.2	4.05
Eolico off-shore	54.3	1.69
Accumulo elettrochimico	17.0	0.53
Geotermico	16.0	0.50
CSP	6.4	0.20
Mareomotrice	0.5	0.02

tenza installata sia in valore assoluto che in percentuale rispetto al totale [8].

La **tabella 2** invece mostra l'energia generata da rinnovabile nel mondo, anche in questo caso divisa per tecnologie e riportata sia in valore assoluto che in percento sul totale.

Altri lavori, anche se in minor numero rispetto ai precedenti, valutano l'integrazione di eolico e fotovoltaico con tecnologie tradizionali di generazione. [9] utilizza gli impianti di pompaggio e sfrutta al massimo le rampe di salita e discesa degli impianti a gas naturale. [7] presenta un modello basato sul set di dati HydroBASINS [10], con cui simula il comportamento delle 41 principali centrali idroelettriche esistenti in Cina. [11] mostra l'impatto dei bacini idroelettrici sulla decarbonizzazione di un sistema elettrico comprendente New England, New York e Quebec mentre [12] studia la possibilità che la generazione idroelettrica norvegese possa bilanciare la produzione variabile di fotovoltaico e soprattutto eolico nella regione del Mare del Nord. [13] presenta uno studio dei siti potenziali disponibili in Australia per l'installazione di centrali di pompaggio, considerando bacini "off-river" a circuito chiuso, mentre [14] esamina il potenziale di un mix di generazione elettrica completamente rinnovabile nel contesto (dominato dall'idroelettrico) della Nuova Zelanda, utilizzando eolico, geotermico e biomasse in sostituzione dei combustibili fossili tradizionali. [15], infine, presenta uno studio di fattibilità tecnico-economica dell'adeguatezza del sistema elettrico 100% rinnovabile della Sardegna, mettendo in luce l'effetto benefico del pompaggio attualmente in esercizio combinato con l'utilizzo di impianti a gas a ciclo aperto (OCGT) alimentati a biometano. In generale, questi lavori sottolineano l'importanza della disponibilità di energia idroelettrica, sia sotto forma di pompaggio che di bacini idroelettrici, per bilanciare l'intermittenza delle fonti rinnovabili non programmabili insieme ad altre forme di generazione flessibile come impianti a ciclo combinato e OCGT.

In questo lavoro, focalizzandosi sul caso studio dell'Italia, si analizza un mix di generazione composto da fotovoltaico, eolico, OCGT e idroe-

lettrico, inteso come l'insieme delle centrali a bacino e delle centrali di pompaggio, studiandone il comportamento al variare del costo del metano (le espressioni "costo/prezzo del metano" e "costo/prezzo del gas" si riferiscono in questo articolo ai costi di esercizio degli impianti OCGT). Si è scelto un mix di generazione convenzionale, in cui cioè tutte le tecnologie utilizzate hanno prestazioni in esercizio ben note e consolidate, oltre che agevole disponibilità sul mercato, allo scopo di valutare il grado di decarbonizzazione ottenibile in termini concreti e attuali, senza ricorrere all'uso di tecnologie di cui non si conoscono approfonditamente prestazioni, affidabilità e problematiche in esercizio, e per cui occorre ipotizzare proiezioni di costi futuri, rendendo largamente ipotetici i risultati ottenuti¹. Viene proposto un modello di ottimizzazione che, avendo come vincolo il volume complessivo dei bacini attualmente disponibili in Italia, seleziona la potenza nominale degli impianti a bacino e di pompaggio per l'integrazione a minor costo di eolico e fotovoltaico. Il repowering degli impianti idroelettrici, in generale non contemplato negli articoli presenti in letteratura riguardanti la decarbonizzazione del sistema elettrico, sembra infatti una scelta ragionevole poiché, mentre il volume dei bacini e le portate dei deflussi dipendono dalla geografia, non possono essere aumentati oltre un certo valore massimo e di solito sono sfruttati completamente o quasi, grandezze quali potenza nominale di turbine e generatori, portata delle condotte forzate, numero di condotte, di turbine e di generatori non rispondono a così stringenti limiti. È anche importante rilevare che, mentre la costruzione di nuovi invasi e dighe è soggetta al forte rischio di opposizione dell'opinione pubblica, le operazioni legate al repowering di un impianto esistente sono di assai minore impatto ambientale e quindi più accetta-

¹ In particolare, non sono stati considerati accumuli elettrochimici sebbene siano state svolte simulazioni in cui sono stati inclusi nel mix energetico. Non sono stati riportati i risultati ottenuti, che comunque non sono dissimili da quelli riportati in quest'articolo, a causa della non rilevante quota di accumuli elettrochimici installabili rispetto al carico da alimentare.

Tabella 2 Energia generata nel mondo da fonti di energia rinnovabile a fine 2021

TECNOLOGIA	ENERGIA GENERATA	
	(TWh)	(%)
Idroelettrico	4273.83	53.89
Fotovoltaico	1032.50	13.03
Eolico	1861.94	23.47
Bioenergie e altro	762,.78	9.61

bili dalla pubblica opinione. Lo scopo principale del modello è quello di evidenziare i benefici degli impianti idroelettrici nella decarbonizzazione del sistema elettrico, considerando scenari diversi al variare del prezzo del gas.

Modellizzazione degli impianti idroelettrici

Il modello considera due centrali idroelettriche equivalenti: un impianto a bacino e uno di pompaggio.

L'impianto equivalente a bacino ha un bacino superiore e un sistema condotta forzata - turbina con una certa quota geodetica. Il bacino superiore, alimentato da deflussi d'acqua a cadenza oraria, può svuotarsi in due maniere: attraverso il turbinaggio, generando così energia elettrica, e con lo spillamento. I suoi principali parametri sono:

- ❑ durata d'invaso, definita come il tempo necessario per fornire al bacino un volume d'acqua pari alla sua capacità utile con la portata media annua dei corsi d'acqua che in esso si riversano;
- ❑ profilo orario dei deflussi;
- ❑ volume del bacino, o equivalentemente capacità del bacino in termini di energia contenuta;
- ❑ potenza di picco della turbina idraulica;
- ❑ tempo di svuotamento, definito come il tempo necessario per svuotare completamente il bacino turbinando alla potenza nominale.

L'impianto di pompaggio equivalente ha due bacini, uno superiore e uno inferiore, e un sistema condotta forzata - turbina - pompa tra i due. In maniera conservativa, si considera un impianto di pompaggio puro, cioè senza apporti dovuti a deflussi d'acqua. Si assume poi che il volume dei due bacini sia uguale e che la potenza nominale della turbina e quella della pompa siano uguali. I principali parametri sono:

- ❑ volume, o equivalentemente capacità in termini di contenuto energetico del singolo bacino;
- ❑ potenza nominale del sistema condotta forzata - turbina - pompa;
- ❑ tempo di svuotamento, definito come il tempo necessario per svuotare completamente il bacino superiore turbinando alla potenza nominale.

Per quanto riguarda la parametrizzazione dell'impianto a bacino equivalente, si impone un valore di soglia massimo per l'energia contenuta nel bacino, $EUpResHMax$, allo stesso tempo lasciando libera la procedura di ottimizzazione di utilizzare tutto o meno questo contenuto energetico dimensionando il contenuto ottimo $ResH$ del bacino. I deflussi orari d'acqua nel ba-

cino sono considerati direttamente proporzionali al volume ottimo del bacino calcolato dalla procedura, per cui si utilizza per ogni tempo t dell'intervallo di tempo simulato un valore WH_t in per unità del volume del bacino. Si considera per l'Italia una durata d'invaso pari a 400 ore: questo è il valore utilizzato da Terna per distinguere tra bacini di modulazione (durata d'invaso minore di 400 ore) e serbatoi di regolazione (durata d'invaso maggiore di 400 ore), ed è qui usato come valore medio in mancanza di dati precisi, che sono molto difficili da ottenere visto l'elevato numero di impianti a bacino installati in Italia. Porre la durata d'invaso pari a 400 ore implica che $\sum_t WH_t = \frac{N_t}{MDF} = 21.9$, essendo N_t il numero di ore in un anno (8760 h), cioè il bacino superiore si riempie circa 22 volte all'anno. Il valore $EUpResMax$ si ottiene perciò dalla producibilità media annua totale degli impianti a bacino e serbatoio in Italia (dato fornito da Terna [16]) e da $\sum_t WH_t$. L'impianto equivalente a bacino è descritto dalle equazioni (1-3):

$$EUpResH_t = EUpResH_{t-1} + WH_t \cdot RESH - NexH_t - Spillage_t, \forall t > 1 \quad (1)$$

$$0 \leq EUpResH_t \leq RESH, \forall t \quad (2)$$

$$0 \leq RESH \leq EUpResHMax \quad (3)$$

dove $EUpResH_t$ è l'energia contenuta nel bacino al tempo t , $Spillage_t$ è l'energia spillata dal bacino al tempo t (sempre ≥ 0) e $NexH_t$ è l'energia generata dall'impianto al tempo t , che numericamente coincide con la potenza nel caso in cui la discretizzazione temporale sia oraria.

Riguardo l'impianto di pompaggio equivalente, anche qui si usa un valore di soglia massimo per l'energia contenuta nel bacino superiore $EUpResPumpMax$ (si ricordi che i bacini superiore e inferiore nel modello sono supposti uguali e che per il pompaggio non sono presenti deflussi né sono possibili spillamenti), ponendolo pari a 1/14 di $EUpResMax$ in base a considerazioni riferite all'insieme degli impianti idroelettrici italiani e non riportate qui per brevità.

Una spiegazione più dettagliata va data invece per i costi annualizzati dei due impianti equivalenti inseriti nel modello. Si considerano due diverse tipologie di costo annualizzato: il costo $CRESH$ relativo all'unità di energia contenuta nel bacino (€/MWh) e il costo $CPOH$ relativo all'unità di potenza dell'impianto (€/MW), dividendo quindi il costo in una componente legata all'energia producibile, dovuta alla costruzio-

ne della diga e dell'invaso, e una componente legata alla potenza installata, dovuta alla costruzione del sistema condotta forzata - turbina - generatore. La scelta fatta riflette la considerazione che effettivamente le due componenti sono abbastanza slegate tra loro, cioè per un dato impianto idroelettrico è possibile scegliere potenze nominali diverse indipendentemente dalla taglia del bacino; in questo modo, inoltre, si può tenere facilmente in conto l'eventuale repowering dell'impianto all'interno del modello di ottimizzazione. Il calcolo dei parametri $CRESH$ e $CPOH$ parte da un valore di $LCOE$ medio per gli impianti idroelettrici. Da [17] si ricava che il valor medio pesato complessivo di $LCOE$ d'impianti idroelettrici di nuova costruzione nel 2020 è di 44 \$/MWh, variando dai 34 \$/MWh in India ai 140 \$/MWh in Nord America. Abbiamo quindi scelto un valore all'interno di quest'intervallo, pari a 88.5 €/MWh, ottenuto maggiorando cautelativamente di circa il 15% il valore medio per tenere in conto in maniera approssimata e cautelativa della variabilità dei costi degli impianti idroelettrici in funzione del sito di installazione (il cambio Euro-Dollaro si riferisce al cambio medio del 2020, pari a 1.1422) e fatto l'ipotesi che le due componenti di costo abbiano uguale peso, cioè che 44.25 €/MWh siano attribuiti alla costruzione di diga e bacino, e gli altri 44.25 €/MWh siano dovuti alla costruzione del sistema condotta forzata - turbina - generatore.

Poiché, come visto prima, avendo posto la durata d'invaso pari a 400 ore si ricava che il bacino superiore si riempie 21.9 volte in un anno, che corrispondono a 21.9 MWh ragionando in termini di unità di energia del bacino, si ottiene che $CRESH = 44.25 \cdot 21.9 \approx 969.1$ €/MWh. In maniera analoga, avendo assunto che la durata d'invaso è 400 ore, ed essendo stata in Italia nel 2019 la produzione da impianti a bacino pari a 24.2 TWh con circa 9500 MW installati, si ricava un tempo di svuotamento di circa 132 ore, per cui per svuotare l'unità d'energia del bacino in 132 ore occorre una potenza di riferimento $RefPower$ pari a $RefPower = \frac{1}{132} \frac{1}{b} \approx 7.6$ kW/MWh. Di conseguenza, si può calcolare il costo annualizzato del sistema condotta forzata - turbina - generatore come $CPOH = 44.25 \cdot 21.9 / RefPower \approx 127918$ €/MW

Modello di ottimizzazione e dati di input

Il modello di ottimizzazione minimizza il costo annualizzato di generazione in un periodo di quattro anni con risoluzione oraria. Sono possi-

bili cinque tecnologie di generazione: fotovoltaico, eolico, OCGT, impianto equivalente a bacino e impianto equivalente di pompaggio; si simula anche il distacco del carico, attribuendogli un costo pari a $CLS = 50000$ €/MWh. La funzione obiettivo da minimizzare è:

$$CPV \cdot PVinst + CW \cdot Winst + COCGT \cdot OCGTinst + CPOH \cdot (POH + POPump) + CRESH \cdot (RESH + 2 \cdot RESPump) + \sum_i (PMET \cdot NexOCGT_i + CLS \cdot LS_i)$$

ove $CPV \cdot PVinst$, $CW \cdot Winst$ e $COCGT \cdot OCGTinst$ sono i costi annualizzati del fotovoltaico, dell'eolico e dell'OCGT installati, rispettivamente, mentre $\sum_i PMET \cdot NexOCGT_i$ è il costo d'esercizio dell'OCGT, e $\sum_i CLS \cdot LS_i$ il costo del distacco del carico. Come spiegato nel paragrafo precedente, per l'idroelettrico si considera il costo annualizzato $CPOH \cdot (POH + POPump)$ relativo al sistema condotta forzata - turbina - generatore dei due impianti equivalenti e il costo annualizzato $CRESH \cdot (RESH + 2 \cdot RESPump)$ relativo al sistema diga - bacino (il termine moltiplicativo 2 tiene in conto che l'impianto equivalente di pompaggio ha 2 bacini).

L'equazione (4) descrive invece il bilancio tra generazione e carico:

$$NexOCGT_t + NexPV_t + NexW_t + NexH_t + NexPump_t + LS_t - 1.05 \cdot D_t = 0 \quad (4)$$

Al tempo t , la generazione può avvenire tramite impianti a gas a ciclo aperto ($NexOCGT_t$), impianti fotovoltaici ($NexPV_t$), turbine eoliche ($NexW_t$), impianto a bacino equivalente ($NexH_t$), impianto di pompaggio equivalente ($NexPump_t$) e distacco del carico LS_t . Occorre bilanciare in ogni istante la domanda di carico D_t , moltiplicata per 1.05 così da includere in maniera approssimata le perdite, stimate al 5% del carico. In ogni istante temporale, le produzioni da fotovoltaico ed eolico sono limitate superiormente dal prodotto tra potenza installata e il coefficiente di produzione (in per unità di potenza) relativo a quell'istante specifico: questa tecnica di simulazione, comune nella modellazione di tali forme di generazione, permette anche di incorporare facilmente il curtailment di eolico e fotovoltaico. Non ci sono limiti superiori imposti per la potenza installata di nessuna delle cinque tecnologie di generazione.

Riguardo l'idroelettrico, la generazione al tempo t è vincolata al contenuto energetico del bacino superiore e dipende dalla potenza installata di ognuno dei due impianti equivalenti, con la possibilità di spillamenti per quanto riguarda l'impianto a bacino, come mostrato dall'equazione (2). Riguardo la generazione da OCGT, ol-

tre a non esserci limiti di potenza installata come scritto sopra, non ci sono imposizioni anche per quanto concerne l'energia generata, per la quale tuttavia si considera il costo di esercizio $\sum_t PMET \cdot NexOCGT_t$ che dipende dal costo del gas $PMET$. Il costo annualizzato per unità di potenza, $COCGT$ vale 65000 €/MW, ottenuto avendo stabilito un costo di investimento di 730000 €/MW, un tasso di sconto $r = 8\%$ e una durata di vita di 30 anni.

Nel modello è stato simulato in maniera approssimata lo unit commitment di OCGT e impianti idroelettrici tramite vincoli di rampa in salita e in discesa, imponendo che la variazione tra la potenza iniettata in due ore successive t e $t + 1$ non sia maggiore del 30% della potenza installata per OCGT e pompaggio e del 50% per l'impianto a bacino. Si sono invece ignorati i costi di accensione e spegnimento. Sono stati imposti anche vincoli sulla riserva a salire, in modo tale da assicurare che in ogni istante t la riserva sia maggiore o uguale del 10% della domanda di carico D_t . La relativa modellizzazione della riserva corrisponde a quella di [15].

Il profilo di carico orario D_t italiano è stato preso da [18] e si riferisce agli anni dal 2016 al 2019. Per tenere in conto di altre due forme di generazione rinnovabile molto sviluppate in Italia, nello specifico la generazione geotermoelettrica e gli impianti ad acqua fluente, si è considerata la loro produzione totale nel periodo 2016-2019, successivamente sottratta al carico considerando per ognuna di esse un apporto costante nel periodo simulato. Il profilo dei deflussi WH_t (p.u.) è stato ricavato facendo una media pesata dei deflussi stagionali in tre zone dell'Italia (Nord, Centro e Sud) negli anni 2016-2019. I profili di produzione di eolico e fotovoltaico sono invece presi da [19] considerando i profili medi complessivi italiani nel periodo 2016-2019.

I costi annualizzati di fotovoltaico ed eolico, CPV e CW , sono stati ricavati utilizzando valori di $LCOE$. Partendo dalla formula dell' $LCOE$ si ottiene l'espressione $LCOE * (\sum_{t=1}^n E_t / (1+r)^t) = \sum_{t=1}^n \frac{I_t + M_t}{(1+r)^t}$, ove r è il tasso di sconto, I_t e M_t rispettivamente i costi di investimento e manutenzione all'anno t ed E_t è l'energia elettrica prodotta all'anno t . Si noti che il termine $\sum_{t=1}^n \frac{I_t + M_t}{(1+r)^t}$ è il costo attuale netto del fotovoltaico o dell'eolico installato che produce l'energia E_t all'anno t . Poiché il costo annualizzato è espresso come quel flusso finanziario attualizzato equivalente che ripetuto per gli n anni di vita dell'impianto fornisce lo stesso valore attuale netto, si può scrivere l'equazione

$$AC * (\sum_{t=1}^n 1 / (1+r)^t) = LCOE * (\sum_{t=1}^n E_t / (1+r)^t) \quad (5)$$

ove AC è il costo annualizzato. Da (5) è facile derivare CPV e CW , sostituendo il vettore E_t associato a 1 MW installato e imponendo i valori di r e $LCOE$. Per questo articolo si è scelto $r = 8\%$ e $LCOE = 88.5$ €/MWh.

Lo studio effettuato nell'articolo consiste nel variare il parametro $PMET$, cioè il costo del metano, in un range di valori, fissando $EUPResHMax$ and $EUPResPumpMax$ ai valori globali riferiti alla situazione italiana, allo scopo di valutare l'impatto del prezzo del gas sul mix di generazione ottimo. Prima di presentare i risultati, vogliamo evidenziare le ipotesi conservative fatte nel modello, che rendono a nostro parere i risultati abbastanza credibili da trarne indicazioni generali in termini di politica energetica:

- ❑ i valori di $LCOE$ di eolico e fotovoltaico sono piuttosto elevati e derivano da medie relative all'intera Europa, mentre [17] riporta valori più bassi per l'Italia;
- ❑ il valore della durata d'invaso di 400 ore è anch'esso piuttosto conservativo: per ricavare il valore medio della durata d'invaso in Italia occorrerebbe una campagna di acquisizioni dati lunga e laboriosa, che coinvolga la parte più rappresentativa degli impianti a bacino italiani;
- ❑ si sono simulati solo pompaggi puri e non misti, dove il bacino superiore è alimentato da deflussi idrici, diminuendo in questo modo la producibilità effettiva dei pompaggi.
- ❑ la domanda di carico è stata considerata completamente inelastica ed il beneficio del demand response è ignorato;
- ❑ i vincoli imposti alle rampe di OCGT e idroelettrici sono abbastanza limitanti rispetto alle prestazioni effettivamente ottenibili in esercizio, specialmente in considerazione del fatto che queste sono fonti flessibili di energia;
- ❑ i coefficienti di produzione dell'eolico si riferiscono all'installato italiano nel periodo 2016-2019 e quindi comprendono solo impianti on-shore: non si è considerata la maggior producibilità degli impianti off-shore galleggianti che, ragionevolmente, vedranno la loro comparsa in un prossimo futuro nei mari del Mediterraneo.

Infine, vogliamo anche evidenziare le principali limitazioni che crediamo connesse a questo studio. Innanzitutto non si è rappresentata la rete di trasmissione e quindi eventuali congestioni critiche che potrebbero presentarsi. Inoltre, le cinque tecnologie di generazione sono state simulate ciascuna con un aggregato equivalente

te e non nel dettaglio: questa è una limitazione che assume peso maggiore nel caso delle centrali idroelettriche, che nelle installazioni reali spesso hanno bacini in cascata in funzione della geografia del luogo.

Risultati

Si è effettuato uno studio parametrico, ottimizzando il parco di generazione al variare del prezzo del gas $PMET$ da un valore minimo di 60 €/MWh a un valore massimo di 400 €/MWh con step di 10 €/MWh. Il range di valori utilizzato per $PMET$ comprende anche valori molto elevati, simulati per avere una stima dell'effetto di politiche di tassazione delle emissioni di anidride carbonica sul grado di decarbonizzazione raggiungibile (il modello sviluppato infatti non implementa vincoli espliciti relativamente al grado di decarbonizzazione). Allo scopo di tenere in conto il carattere stocastico della generazione da fonte rinnovabile, soprattutto per eolico e fotovoltaico, sono stati simulati quattro anni di esercizio utilizzando dati riferiti al sistema elettrico italiano durante il periodo 2016-2019. Non sono riportati tra i risultati né il carico distaccato né lo spillamento dell'impianto equivalente a serbatoio, poiché in tutte le simulazioni hanno assunto valori nulli o trascurabili.

La **figura 1** mostra l'andamento della potenza installata degli OCGT al variare del prezzo del gas e la quota di energia generata dagli OCGT rispetto alla generazione totale. Ambedue le grandezze decrescono all'aumentare di $PMET$, come ci si aspetta, ma si nota come anche per costi del

gas metano molto elevati il modello installi comunque un quantitativo di OCGT non trascurabile (circa 20.2 GW con $PMET = 400$ €/MWh). La quota parte di energia generata da OCGT è molto alta a prezzi bassi del gas, ma scende sotto il 20% già per $PMET = 160$ €/MWh e sotto il 10% per $PMET = 260$ €/MWh, fino al valore minimo di circa il 5% con $PMET = 400$ €/MWh.

La **figura 2** mostra invece le potenze installate di fotovoltaico ed eolico, e il curtailment necessario per il bilanciamento del carico durante esercizio. Si nota come con $PMET = 60$ €/MWh l'installato di eolico e fotovoltaico sia nullo, crescendo poi rapidamente all'aumentare di $PMET$, fino a raggiungere circa 90 GW di fotovoltaico e 85 GW di eolico con $PMET = 400$ €/MWh. L'andamento del curtailment è anch'esso sempre crescente con $PMET$, fino a raggiungere circa il 28% a $PMET = 400$ €/MWh, per via della perdita di flessibilità del sistema al diminuire di generazione da gas naturale.

In **figura 3** si riporta l'installato ottimo, in termini di potenza nominale, degli impianti equivalenti a bacino e di pompaggio. Ricordiamo che il volume massimo delle riserve di acqua, sia per quanto riguarda l'impianto equivalente a bacino che quello di pompaggio, è limitato nel modello a quello disponibile in Italia. Le principali osservazioni che scaturiscono dai risultati ottenuti sono di seguito elencate.

□ all'ottimo, l'impianto a bacino viene sempre utilizzato indipendentemente dal valore di $PMET$, mentre l'impianto di pompaggio solo se $PMET > 100$ €/MWh. Questo significa che a co-

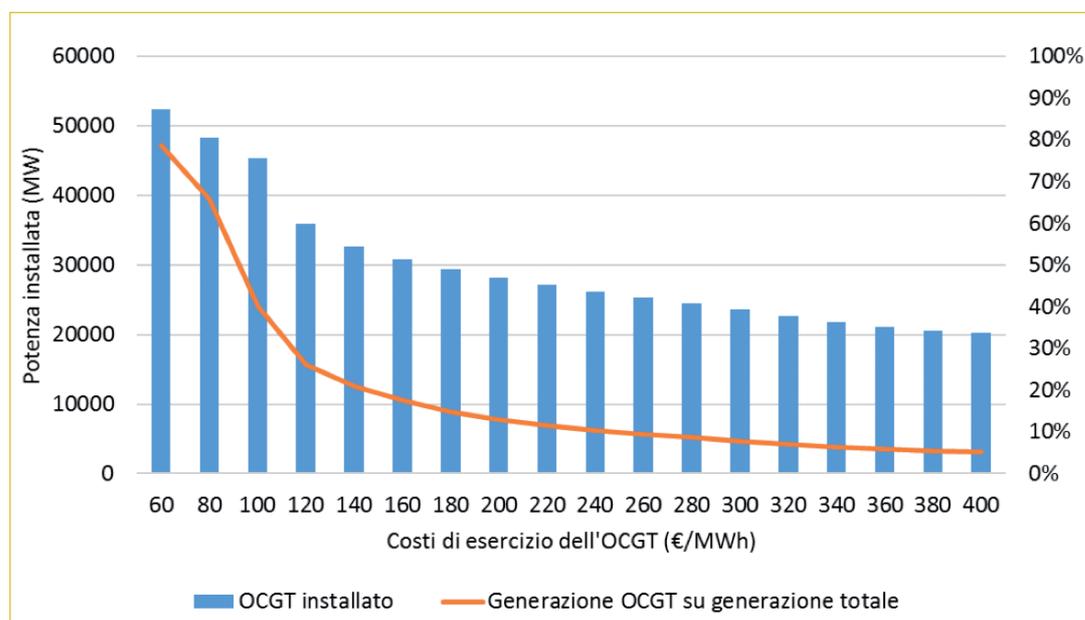


Figura 1 Potenza OCGT installata e quota parte di generazione da OCGT sull'energia totale generata al variare di $PMET$

sti del gas ancora abbastanza contenuti non c'è bisogno di flessibilità aggiuntiva richiesta al pompaggio (si ricordi che non ci sono vincoli espliciti nel modello sul grado di decarbonizzazione, altrimenti il pompaggio verrebbe utilizzato per qualsiasi valore di $PMET$), non essendo ancora così elevata la penetrazione delle rinnovabili non programmabili; inoltre, in tutte le simulazioni in cui gli impianti idroelettrici vengono installati, il sistema sfrutta completamente tutto il volume delle riserve di acqua disponibili;

□ la potenza nominale degli impianti idroelettrici a bacino installata attualmente risulta adeguata, o addirittura sovradimensionata, fino a valori di

$PMET$ di 300 €/MWh; il repowering successivamente richiesto è comunque contenuto, raggiungendo al massimo + 23.4% rispetto all'installato attuale se $PMET = 400$ €/MWh;

□ la potenza degli impianti di pompaggio installata attualmente non è mai adeguata rispetto all'ottimo calcolato, per tutti i valori di $PMET$ in cui si installa il pompaggio; il repowering ottimale cresce dal valore + 13.3% per $PMET = 120$ €/MWh al valore + 101.5% per $PMET = 400$ €/MWh; in quest'ultimo caso occorrerebbe praticamente raddoppiare, a parità di riserve d'acqua, la potenza di turbinaggio-pompaggio.

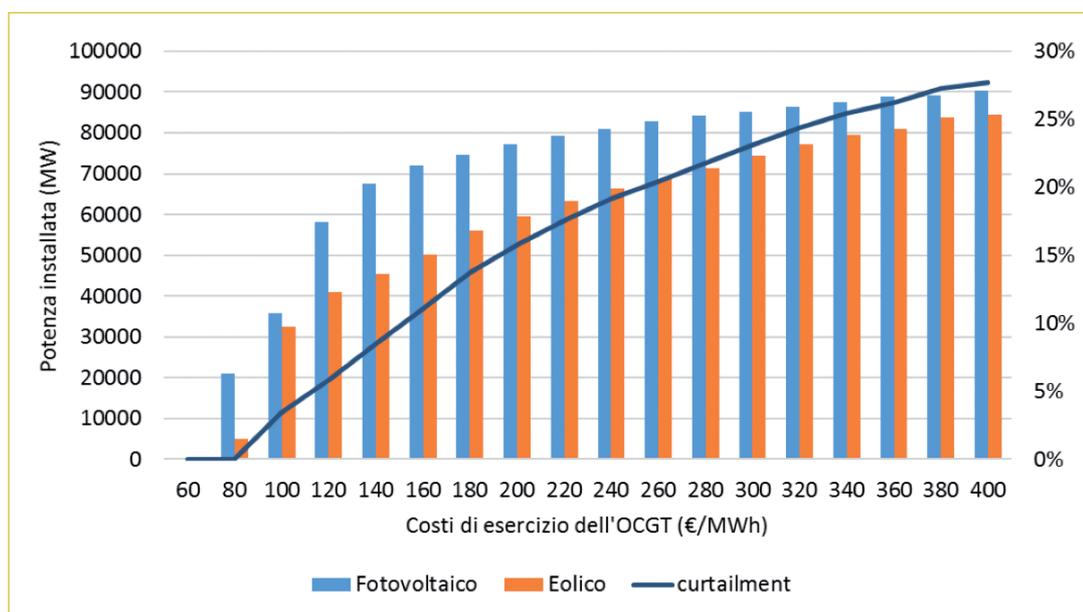


Figura 2
Potenza installata e curtailment di eolico e fotovoltaico al variare di $PMET$

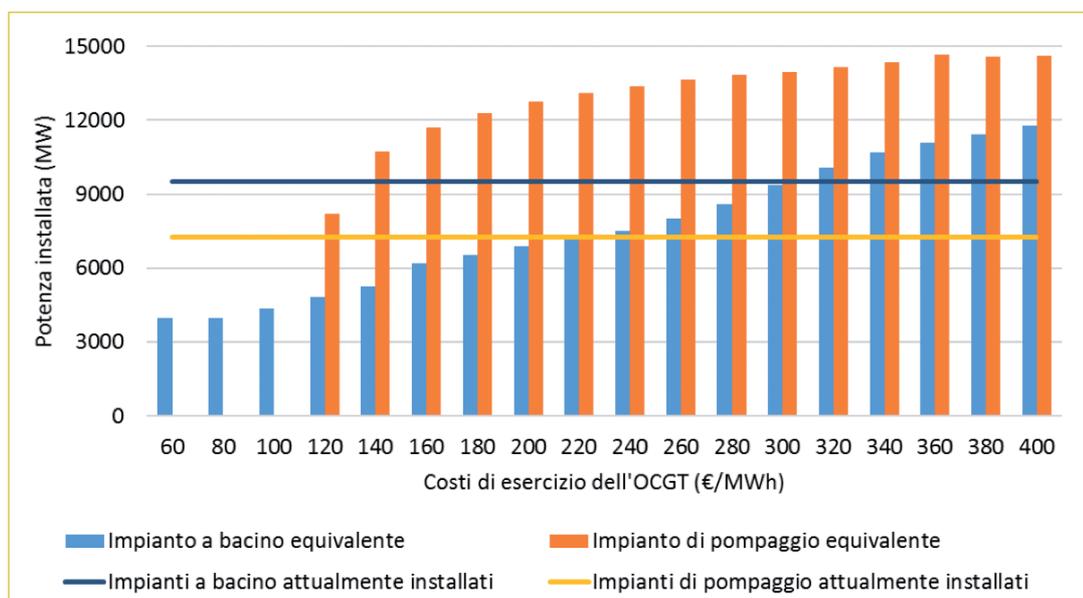


Figura 3
Potenza installata degli impianti equivalenti a bacino e di pompaggio al variare di $PMET$, e confronto rispetto all'installato al 31 Dicembre 2020

In **figura 4** si mostrano invece i capacity factor (calcolati come ore equivalenti di funzionamento in percento delle ore complessive nel periodo 2016 - 2019) a cui sono eserciti OCGT e impianto a bacino equivalente. Per ambedue le tecnologie il capacity factor decresce al crescere del prezzo del metano, poiché aumenta contemporaneamente la penetrazione di rinnovabili non programmabili, e la diminuzione più marcata si ha per l'OCGT che scende poco sotto il 10% con $PMET \geq 360$ €/MWh.

Da ultimo, si riportano in **figura 5** i principali risultati riguardanti il costo del sistema e i prezzi dell'energia. Per quanto riguarda il costo del sistema, è stato utilizzato il costo medio della generazione (CMG, espresso in €/MWh), de-

finito come il rapporto tra il valore ottimo della funzione obiettivo vista al paragrafo 3 e il fabbisogno di carico complessivo alimentato nel periodo 2016 - 2019. Per i prezzi dell'energia, si è calcolato il valor medio orario del prezzo marginale nei quattro anni simulati: si ricordi che il costo di esercizio di eolico, fotovoltaico ed idroelettrico è posto uguale a 0 €/MWh nelle simulazioni, per cui il prezzo dell'energia dipende dal ricorso alla generazione degli OCGT e dall'eventuale distacco di carico. Il CMG sale da circa 67.5 €/MWh a poco meno di 133 €/MWh, a causa dell'aumento di potenza installata di idroelettrico, eolico e fotovoltaico all'aumentare del prezzo del gas. Anche il prezzo medio dell'energia ha andamento crescente, partendo da

Figura 4
Capacity factor di OCGT e impianto a bacino equivalente al variare di $PMET$

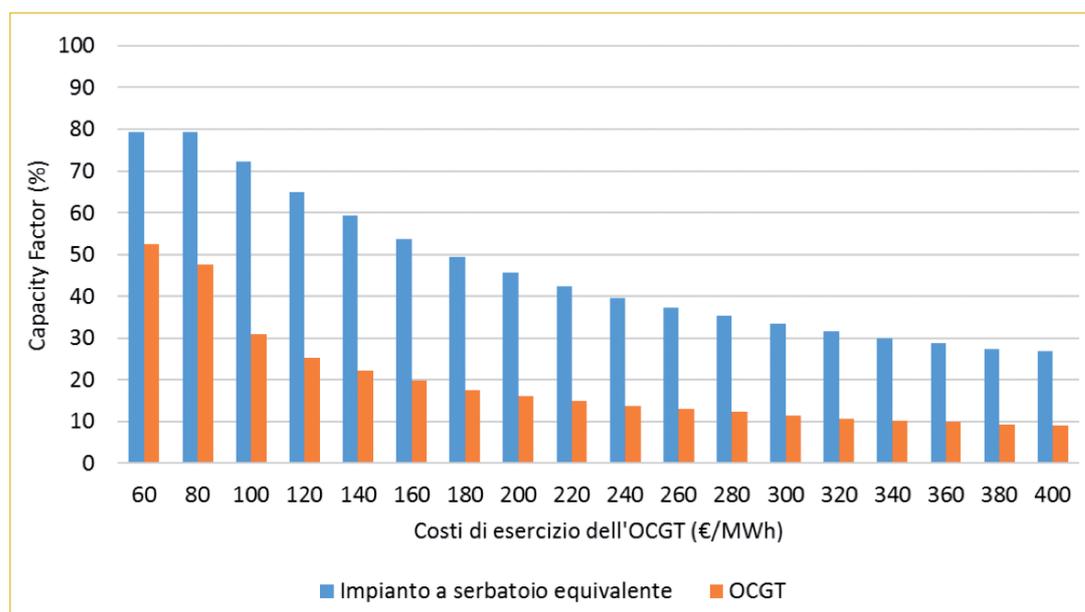
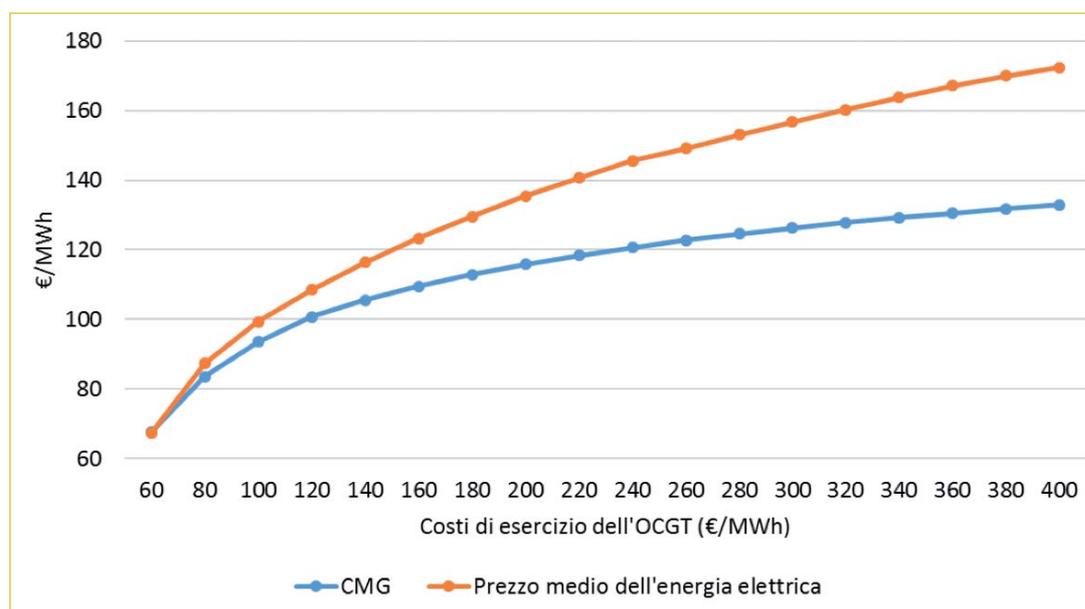


Figura 5
Andamento del CMG e del prezzo medio dell'energia al variare di $PMET$



circa 67 €/MWh con $PMET = 60$ €/MWh (il prezzo è maggiore di 60 €/MWh poiché si ricorre al distacco di carico in cinque ore) e raggiungendo il valore massimo di 172.4 €/MWh nel caso peggiore con $PMET = 400$ €/MWh. Riferendoci al caso di prezzo medio dell'energia pari a 172.4 €/MWh e confrontandolo con i valori di PUN (prezzo unico nazionale) medi riportati dal Gestore dei Mercati Energetici [20], se da una parte il prezzo medio ottenuto nelle simulazioni è ben superiore al PUN medio annuo negli anni 2004-2020 e anche al PUN medio dell'anno 2021 (si ricorda che a partire da Luglio 2021, quindi prima dell'invasione dell'Ucraina da parte della Russia iniziata il 24 Febbraio 2022, fino ad oggi c'è stato un forte aumento del costo del gas naturale), dall'altra esso è ben minore del PUN medio mensile da Ottobre 2021 (PUN = 217.63 €/MWh) fino a Settembre 2022 (PUN = 479.15 €/MWh nel momento in cui si sta scrivendo questo lavoro), e del PUN medio mensile che ha avuto il picco massimo di 543.15 €/MWh nell'Agosto 2022.

Conclusioni e implicazioni di politica energetica

I risultati riportati e commentati al paragrafo 4 suggeriscono alcune indicazioni di politica energetica nel percorso di decarbonizzazione

del sistema elettrico nazionale.

Per prima cosa, i risultati di **figura 1, 2 e 3** nel complesso mostrano come all'aumentare del livello di decarbonizzazione del sistema, cioè al diminuire della generazione da gas naturale, l'installazione crescente di rinnovabili non programmabili richiede una potenza installata sempre crescente di idroelettrico, il che nello specifico implica un marcato repowering degli impianti di pompaggio esistenti. È opinione degli autori che investimenti in questa direzione siano fortemente consigliabili e di grande aiuto per la decarbonizzazione, oltre che di basso impatto ambientale se paragonati alla costruzione di nuove centrali e quindi meno soggetti a vincoli autorizzativi e opposizioni dell'opinione pubblica.

Una seconda indicazione generale si ottiene da **figura 1**: all'ottimo l'installazione di impianti a gas è sempre prevista, anche con costi di esercizio elevatissimi, suggerendo che il ruolo degli impianti a gas in termini di flessibilità del sistema non sia completamente sostituibile dall'idroelettrico. Allo stesso tempo, però, si nota come con prezzi del metano maggiori o uguali a 240 €/MWh la quota parte di generazione da gas scenda a livelli non superiori al 10%. A questi prezzi si potrebbe pensare di sostituire il gas naturale con biogas e/o addirittura biometano, che potrebbero coprire anche tutto il fabbisogno di gas vista la sua esigua richiesta da parte del sistema.

Una terza indicazione riguarda l'integrazione delle fonti rinnovabili non programmabili tramite la generazione idroelettrica. Da **figura 2** risulta che all'aumentare del livello di decarbonizzazione aumenta anche il curtailment delle fonti non programmabili, suggerendo quindi che il solo repowering non garantisce una loro perfetta integrazione. Occorrerebbe indagare e quantificare in tal senso l'effetto che avrebbe l'espansione dei bacini rispetto al loro livello attuale, l'effetto degli accumuli elettrochimici in aggiunta al pompaggio, oppure anche l'utilizzo di nuove tecnologie come il power to gas, aspetti che verranno esaminati in un futuro lavoro.

bibliografia

- [1] Zappa, W., Junginger, M., van den Broek, M.: Is a 100% renewable European power system feasible by 2050? *Applied Energy* 233-234, 1027-1050, 2019.
- [2] Krakowski, V., Assoumou, E., Mazauric, V., Maizi, N.: Reprint of feasible path toward 40-100% renewable energy shares for power supply in France by 2050: a prospective analysis. *Applied Energy* 184, 1529-1550, 2016.
- [3] Child, M., Breyer, C., Bogdanov, D., Fell, H.J.: The role of storage technologies for the transition to a 100% renewable energy system in Ukraine. *Energy Procedia* 135, 410-423, 2017.
- [4] Caldera, U., Breyer, C.: Impact of battery and water storage on the transition to an integrated 100% renewable energy power system for Saudi Arabia. *Energy Procedia* 135, 126-142, 2017.
- [5] Gulagi, A., Bogdanov, D., Breyer, C.: The demand for storage technologies in energy transition pathways towards 100% renewable energy for India. *Energy Procedia* 135, 37-50, 2017.
- [6] Sadiqa, A., Gulagi, A., Breyer, C.: Energy transition roadmap towards 100% renewable energy and role of storage technologies for Pakistan by 2050. *Energy* 147, 518-533, 2018.
- [7] Liu, H., Brown, T., Andresen, G.B., Schlachtberger, D.P., Greinera, M.: The role of hydro power, storage and transmission in the decarbonization of the Chinese power system. *Applied Energy* 239, 1308-1321, 2019.
- [8] IRENA: <https://www.irena.org/publications/2021/Aug/Renewable-energy-statistics-2021>
- [9] Jurasz, J., Dabek, P.B., Kazmierczak, B., Kies, A., Wdowikowski, M.: Large scale complementary solar and wind energy sources coupled with pumped-storage hydroelectricity for Lower Silesia (Poland). *Energy* 161, 183-192, 2018.
- [10] Lehner, B., Grill, G.: Global river hydrography and network routing: baseline data and new approaches to study the world's large river systems. *Hydrological Processes* 27, 2171-2186, 2013.
- [11] Dimanchev, E.G., Hodge, J.L., Parsons, J.E.: The role of hydropower reservoirs in deep decarbonization policy. *Energy Policy* 155, 112369, 2021.
- [12] Graabak, I., Korpås, M., Jaehnert, S., Belsnes, M.: Balancing future variable wind and solar power production in Central-West Europe with Norwegian hydropower. *Energy* 168, 870-882, 2019.
- [13] Blakers, A., Lu, B., Stocks, M.: 100% renewable electricity in Australia. *Energy* 133, 471-482, 2017.
- [14] Mason, I.G., Page, S.C., Williamson, A.G.: A 100% renewable electricity generation system for New Zealand utilising hydro, wind, geothermal and biomass resources. *Energy Policy* 38, 3973-3984, 2010.
- [15] Carere, F., Gatta, F.M., Geri, A., Lauria, S., Maccioni, M., Nati, L.: Technical/economic feasibility of the adequacy of a fully renewable power system: The case study of the Sardinia island. *Sustainable Energy, Grids and Networks* 31, 100726, 2022.
- [16] Terna: https://download.terna.it/terna/3-IMPIANTI%20DI%20GENERAZIONE_8d9cece9d7e2a7d.pdf
- [17] IRENA: Renewable Power Generation Costs in 2020. *International Renewable Energy Agency*, Abu Dhabi, 2021.
- [18] ENTSO-E transparency platform: <https://transparency.entsoe.eu/dashboard/show>
- [19] Renewables ninja: <https://www.renewables.ninja/>
- [20] Gestore Mercati Energetici: <https://www.mercatoelettrico.org/it/Statistiche/ME/DatiSintesi.aspx>