CESISP

POLICY PAPER 1/2026

ECONOMIA / INDUSTRIA / POLICY

# Concessioni idroelettriche: redditività, regolazione e valorizzazione della risorsa pubblica

Analisi economica e proposte di politica energetica




CESISP POLICY PAPER SERIES

CESISP

CENTRO STUDI IN ECONOMIA E REGOLAZIONE
DEI SERVIZI, DELL'INDUSTRIA E DEL SETTORE PUBBLICO

## CHI SIAMO

Il **CESISP** – Centro Studi in Economia e Regolazione dei Servizi, dell'Industria e del Settore Pubblico, afferente all'Università degli Studi di Milano-Bicocca, integra competenze accademiche e professionali in ambito economico e giuridico.

Guidato dal principio del *conoscere per deliberare*, il CESISP unisce ricerca e consulenza scientifica per offrire analisi pratiche e rigorose su tematiche chiave quali mercati energetici, trasporti, decarbonizzazione, sostenibilità, politiche della concorrenza, regolazione economica e diritto amministrativo.

Il suo obiettivo è trasformare dati e informazioni in conoscenze utili a supporto di decisioni consapevoli nel settore pubblico e privato.

# Concessioni idroelettriche: redditività, regolazione e valorizzazione della risorsa pubblica

Analisi economica e proposte di politica energetica

**Massimo Beccarello, Giacomo Di Foggia, Riccardo Paiocchi, Andrea Lapo Segafredo, Bakary Jammeh**
Università degli Studi di Milano-Bicocca

**ABSTRACT**

Quanto vale realmente l'energia idroelettrica italiana? E soprattutto, come può il valore generato da una risorsa pubblica contribuire alla competitività del sistema produttivo? Sono interrogativi che il dibattito sul futuro delle grandi concessioni idroelettriche, prevalentemente concentrato sulle scadenze e sulle modalità di affidamento, ha finora affrontato solo marginalmente.

Il Policy Paper affronta questi interrogativi attraverso un'analisi economica della produzione idroelettrica in Lombardia, Piemonte, Valle d'Aosta e Veneto nel triennio 2022–2024, ricostruendone il valore di mercato, i costi industriali, gli oneri concessori e la redditività operativa. Le evidenze raccolte offrono una base empirica per valutare come il valore economico generato dalla risorsa idroelettrica possa essere valorizzato attraverso scelte regolatorie capaci di coniugare la sostenibilità degli investimenti con la competitività energetica del sistema produttivo.

Su questa base, attraverso simulazioni ispirate alla cosiddetta «Quarta Via» lombarda, lo studio esamina gli effetti economici della destinazione di quote della produzione a condizioni di prezzo più competitive, valutando i potenziali benefici per gli acquirenti e gli impatti sui margini dei concessionari e sulle entrate delle amministrazioni regionali.

Il confronto con le esperienze francesi, in particolare con i Contrats d'Allocation de Production Nucléaire (CAPN) di EDF, e con gli indirizzi europei sui contratti energetici di lungo periodo conduce alla proposta di Hydro Release at Cost, at Risk: un modello di accesso a una quota della produzione idroelettrica attraverso contratti pluriennali fondati su costi industriali efficienti e verificabili, adeguata remunerazione del capitale e condivisione dei rischi idrologici e di mercato. Il modello è concepito per essere integrato negli obblighi dei concessionari, sia nell'ambito di procedure competitive sia, ove consentito dal quadro normativo europeo e nazionale, attraverso forme di prosecuzione o rinnovo delle concessioni associate a impegni di investimento e di messa a disposizione dell'energia a terzi.

Il contributo del lavoro è ampliare la prospettiva della politica delle concessioni idroelettriche: dalla sola disciplina del loro affidamento alla valorizzazione economica e industriale della risorsa pubblica. In questa prospettiva, la regolazione delle concessioni può diventare uno strumento per coniugare competitività energetica del sistema produttivo, sostenibilità degli investimenti e tutela dell'interesse generale.

# 1 Introduzione

Il tema delle concessioni idroelettriche non si esaurisce nella questione delle scadenze, delle gare e delle modalità di affidamento. Il riordino delle grandi derivazioni offre infatti all'Italia l'opportunità di affrontare una domanda più ampia, finora rimasta ai margini del dibattito: come valorizzare, nell'interesse generale, l'energia prodotta attraverso l'utilizzo di una risorsa pubblica? La questione non riguarda soltanto chi debba gestire gli impianti e a quali condizioni, ma anche come il valore economico della produzione idroelettrica possa contribuire alla competitività delle imprese, alla sostenibilità dei costi energetici per le famiglie e alla sicurezza degli approvvigionamenti, assicurando al tempo stesso gli investimenti necessari per la gestione e lo sviluppo delle infrastrutture nel lungo periodo.

Nel sistema elettrico italiano, l'idroelettrico occupa una posizione peculiare: è una fonte rinnovabile consolidata, dispone di infrastrutture di lunga durata e, soprattutto negli impianti a bacino, contribuisce alla flessibilità e alla sicurezza del sistema. Il suo valore economico dipende tuttavia dall'andamento dei prezzi di mercato, dalla disponibilità della risorsa idrica e dalle condizioni tecniche e regolatorie di esercizio. Il tema della valorizzazione della produzione idroelettrica ha assunto ulteriore attualità anche nel dibattito sulla legge di bilancio per il 2027. Il disegno di legge presentato alle Camere nell'ottobre 2026 prevede, all'articolo 78, un meccanismo di adesione volontaria che collega l'accesso a contributi pubblici per interventi sui bacini idroelettrici all'assunzione di specifici impegni relativi a una quota dell'energia prodotta. Pur trattandosi di uno strumento distinto dalla proposta sviluppata in questo lavoro, il cui assetto definitivo dipenderà dall'iter parlamentare, tale previsione segnala una crescente attenzione verso soluzioni che associno gli investimenti nel patrimonio idroelettrico alla condivisione dei benefici economici della produzione.

Il punto centrale è dunque individuare le condizioni attraverso le quali una parte del valore economico generato dalla produzione idroelettrica possa essere condivisa con il sistema economico e i territori, senza compromettere la corretta remunerazione dei concessionari, la sostenibilità degli investimenti e la sicurezza degli impianti. È su questo equilibrio che si misurano le scelte di politica energetica e regolatoria relative al futuro delle grandi concessioni.

Questo Policy Paper affronta tali questioni attraverso una ricostruzione quantitativa del valore economico della produzione idroelettrica valorizzata sul Mercato del Giorno Prima (MGP). L'analisi riguarda Lombardia, Piemonte, Valle d'Aosta e Veneto nel triennio 2022–2024. L'esame dei ricavi di mercato e la stima dei costi industriali, degli oneri concessori e dei margini operativi offrono una base empirica documentata e riproducibile per valutare le possibili scelte di politica pubblica. Su questa base vengono simulate alcune ipotesi ispirate alla cosiddetta «Quarta Via» lombarda, prima di esaminare le esperienze francesi e gli indirizzi europei in materia di concessioni e contratti energetici di lungo periodo.

Da questo percorso nasce la proposta di *Hydro Release at Cost, at Risk*: un modello che prevede la messa a disposizione di una quota della produzione idroelettrica attraverso contratti di lungo periodo basati su costi industriali efficienti e verificabili, un'adeguata remunerazione del capitale e la condivisione tra produttori e acquirenti dei rischi legati alla variabilità della produzione e all'andamento dei prezzi di mercato.

La proposta è neutrale rispetto alle modalità di affidamento delle concessioni: può essere integrata tra gli obblighi del concessionario aggiudicatario nell'ambito di procedure competitive oppure, ove consentito dal quadro giuridico europeo e nazionale, accompagnare forme di prosecuzione o rinnovo delle concessioni senza gara, associate a obblighi di investimento e di messa a disposizione di energia a terzi.

In questa seconda prospettiva, l'esperienza francese offre un riferimento per valutare come la continuità gestionale degli impianti possa essere accompagnata da strumenti pro-concorrenziali di accesso alla produzione. Su un piano distinto, il modello dei *Contrats d'Allocation de Production Nucléaire* (CAPN), sviluppato in Francia, offre un riferimento contrattuale per l'accesso di lungo periodo alla produzione elettrica, fondato sulla condivisione dei costi e dei rischi. Questa impostazione consente di prospettare una soluzione diversa dai meccanismi di sostegno pubblico a prezzo agevolato, nella quale il beneficio per gli acquirenti deriva dalle condizioni economiche di accesso alla produzione e non dall'erogazione di un sussidio.

La prospettiva che emerge da questa analisi è quella di una politica delle concessioni idroelettriche capace di coniugare la valorizzazione economica della risorsa pubblica con obiettivi più ampi di politica energetica e industriale. In questa prospettiva, occorre definire un quadro regolatorio che consenta di condividere parte dei benefici della produzione con imprese, famiglie e territori, preservando al tempo stesso le condizioni economiche necessarie per la gestione degli impianti e la realizzazione degli investimenti nel lungo periodo.

Il contributo si articola in cinque paragrafi. Dopo l'inquadramento del contesto regolatorio e delle caratteristiche economiche del settore idroelettrico, il lavoro presenta la ricostruzione quantitativa dei ricavi, dei costi e dei margini operativi, approfondisce le implicazioni economiche delle ipotesi di cessione di una quota della produzione, esamina le esperienze europee di riferimento e sviluppa infine la proposta *Hydro Release at Cost, at Risk*,

evidenziandone le possibili applicazioni nell'ambito delle future scelte sulle concessioni idroelettriche.

# 2 La base empirica dell'analisi: fonti, copertura dei dati e stima dei costi

L'analisi inizia dalla ricostruzione dei ricavi della produzione idroelettrica valorizzata sul MGP e dal loro confronto con gli oneri concessori previsti dalle discipline regionali, al fine di valutare la dimensione economica del valore generato attraverso l'utilizzo di una risorsa pubblica. A questa prima valutazione si affianca una stima dei costi industriali, necessaria per ottenere una rappresentazione più realistica dei margini operativi della produzione e valutare, con le opportune cautele, lo spazio economico potenzialmente disponibile per investimenti e misure di accesso all'energia a condizioni più competitive. L'analisi riguarda Lombardia, Piemonte, Valle d'Aosta e Veneto nel triennio 2022–2024, caratterizzato da forti differenze nei prezzi elettrici e nella disponibilità della risorsa idrica. La base informativa integra i dati sugli impianti di RSE, gli esiti del MGP del GME, le statistiche di produzione di Terna e le disposizioni regionali sui canoni concessori. Le fonti, i criteri di elaborazione e le principali assunzioni sono documentati nell'Appendice.

## 2.1 La copertura quantitativa del dataset utilizzato

La copertura del dataset utilizzato viene esaminata confrontando le quantità di energia associate alle offerte accettate sul MGP, ricostruite attraverso i dati del GME per gli impianti idroelettrici considerati, con la produzione idroelettrica netta rilevata da Terna. Il confronto è sviluppato su tre livelli: nazionale, Lombardia e insieme delle regioni oggetto dell'analisi (Lombardia, Piemonte, Valle d'Aosta e Veneto). I rapporti di copertura ottenuti, vedasi la Tabella 1, consentono di valutare la dimensione quantitativa della base informativa rispetto alla produzione idroelettrica dei rispettivi territori, pur mettendo a confronto grandezze non perfettamente omogenee. Le quantità accettate sul MGP, infatti, non coincidono necessariamente con la produzione fisica degli impianti e non comprendono tutte le modalità di commercializzazione dell'energia elettrica.

Tabella 1: Copertura del dataset rispetto alla produzione idroelettrica netta italiana

| Anno | Quantità dataset (GWh) | Produzione idroelettrica: Italia (GWh) | Copertura |
|---|---|---|---|
| 2022 | 17.435 | 29.904 | 58,3% |
| 2023 | 25.291 | 41.479 | 61,0% |
| 2024 | 36.100 | 53.975 | 66,9% |
| Totale | **78.826** | **125.358** | **62,9%** |

*Fonte: elaborazioni CESISP su dati GME e Terna.*

Nel triennio 2022–2024, le quantità ricostruite attraverso il dataset ammontano complessivamente a circa 78,8 TWh (62,9% della produzione italiana). La Tabella 2 riporta i dati relativi alla Lombardia. Nel triennio 2022–2024, le quantità ricostruite attraverso il dataset ammontano a circa 18,2 TWh, corrispondenti al 62,4% della produzione idroelettrica netta regionale.

Tabella 2: Copertura del dataset rispetto alla produzione idroelettrica netta lombarda

| Anno | Quantità dataset (GWh) | Produzione idroelettrica: Lombardia (GWh) | Copertura |
|---|---|---|---|
| 2022 | 3.640 | 6.741 | 54,0% |
| 2023 | 5.275 | 9.057 | 58,2% |
| 2024 | 9.296 | 13.364 | 69,6% |
| Totale | **18.210** | **29.162** | **62,4%** |

*Fonte: elaborazioni CESISP su dati GME e Terna.*

Il confronto viene infine esteso all'insieme delle quattro regioni considerate nell'analisi. Come riportato nella Tabella 3, nel triennio 2022–2024 le quantità di energia associate alle offerte accettate sul MGP dagli impianti inclusi nel dataset ammontano complessivamente a circa 42,2 TWh, a fronte di una produzione idroelettrica netta regionale aggregata di circa 67,7 TWh. La copertura quantitativa risulta pertanto pari al 62,3%, con un incremento dal 57,1% del 2022 al 66,8% del 2024.

Tabella 3: Copertura del dataset rispetto alla produzione idroelettrica netta in Lombardia, Piemonte, Valle d'Aosta e Veneto

| Anno | Quantità dataset (GWh) | Produzione idroelettrica (GWh) | Copertura |
|---|---|---|---|
| 2022 | 8.976 | 15.723 | 57,1% |
| 2023 | 12.749 | 21.300 | 59,9% |
| 2024 | 20.500 | 30.699 | 66,8% |
| Totale | **42.224** | **67.722** | **62,3%** |

I confronti riportati nelle Tabelle 1, 2 e 3 evidenziano la significativa copertura quantitativa della base informativa utilizzata. Nel triennio 2022–2024, le quantità di energia ricostruite attraverso il dataset corrispondono al 62,9% della produzione idroelettrica netta nazionale, al 62,4% di quella lombarda e al 62,3% della produzione complessiva delle quattro regioni considerate. Il confronto nazionale consente di apprezzare la dimensione della base empirica, mentre quelli relativi alla Lombardia e all'aggregato delle quattro regioni assumono particolare rilevanza per l'interpretazione delle successive stime economiche e delle simulazioni. Queste ultime sono infatti sviluppate con riferimento alle quantità di energia effettivamente incluse nel perimetro delle elaborazioni, senza estendere automaticamente i risultati alla totalità della produzione idroelettrica dei territori considerati. I rapporti di coper-

tura rappresentano pertanto indicatori della rilevanza quantitativa del dataset, pur non costituendo una misura della sua rappresentatività statistica.

### 2.2 La ricostruzione dei costi e dei margini economici

La valutazione economica della produzione idroelettrica richiede di affiancare alla ricostruzione dei ricavi una stima dei costi industriali e degli oneri concessori. La principale difficoltà è la limitata disponibilità di dati contabili omogenei riferiti ai singoli impianti: i bilanci delle imprese elettriche, spesso attive in più segmenti, non consentono di isolare sistematicamente i costi delle singole derivazioni. Per questa ragione è stata adottata una metodologia parametrica, basata sulle informazioni economiche disponibili per un impianto di piccola derivazione. Da tali informazioni è stato ricavato un costo per unità di potenza, successivamente applicato agli impianti considerati.

Questa scelta metodologica potrebbe comportare una stima prudenziale della marginalità operativa qualora gli impianti di maggiori dimensioni beneficiassero di economie di scala e presentassero costi unitari inferiori a quelli utilizzati nelle elaborazioni. Tale effetto non può tuttavia essere assunto come generalizzabile, poiché le caratteristiche tecniche, l'anzianità delle infrastrutture e le specifiche esigenze manutentive e gestionali possono determinare differenze significative nei costi effettivi.

Le elaborazioni non rappresentano quindi una ricostruzione contabile dei risultati dei singoli concessionari, ma una stima economica fondata su assunzioni esplicite. Accanto ai costi industriali sono considerati i canoni concessori, nelle componenti fisse e variabili previste dalle discipline regionali, per tenere conto anche del valore economico acquisito dalle amministrazioni pubbliche. La stima dei costi industriali, integrata con gli oneri concessori, consente di valutare i margini operativi della produzione idroelettrica nei diversi anni e territori considerati.

L'obiettivo non è ricostruire la redditività contabile dei singoli concessionari, ma ottenere una valutazione economicamente più completa del valore generato dalla produzione, distinguendo la componente necessaria a sostenere i costi di gestione e gli obblighi concessori dai margini potenzialmente disponibili per la remunerazione del capitale, il finanziamento degli investimenti e altre finalità di interesse generale. I margini così stimati non coincidono con le risorse finanziarie effettivamente disponibili, poiché non incorporano una valutazione completa del fabbisogno di capitale, degli investimenti straordinari e dei relativi rischi. Le modalità di calcolo, gli indicatori economici utilizzati e i limiti delle elaborazioni sono illustrati nell'Appendice.

La difficoltà di ricostruire i costi effettivi della produzione solleva, infine, una questione che va oltre i limiti metodologici di questo studio. Trattandosi dello sfruttamento economico di una risorsa pubblica, sarebbe opportuno promuovere una maggiore disponibilità di informazioni omogenee e verificabili sui costi di gestione, sugli investimenti e sugli oneri connessi alle concessioni idroelettriche. Una maggiore trasparenza, nel rispetto della riservatezza delle informazioni commercialmente sensibili, consentirebbe di valutare con più precisione la redditività delle concessioni e offrirebbe alle amministrazioni pubbliche una base informativa più solida per le future scelte regolatorie.

### 2.3 Dall'analisi della marginalità alla valutazione delle opzioni di policy

La ricostruzione economica sviluppata nel presente lavoro consente di affrontare due questioni strettamente collegate. La prima riguarda il valore della produzione idroelettrica, ricostruito attraverso i ricavi del MGP, e il suo rapporto con gli oneri concessori previsti dalle discipline regionali. La successiva introduzione di una stima prudenziale dei costi industriali permette di valutare in modo più completo i margini economici della produzione, tenendo conto della loro variabilità nel tempo e delle differenze tra territori.

La seconda questione riguarda la possibilità di destinare una quota della produzione idroelettrica a condizioni economiche più favorevoli per gli utilizzatori, preservando al tempo stesso la sostenibilità economica della gestione e le risorse necessarie agli investimenti. A questo scopo, prendendo le mosse dalla proposta lombarda della Quarta Via, vengono sviluppate simulazioni riferite a differenti quote di produzione, per quantificare gli effetti sui ricavi e sui risultati economici dei concessionari e le conseguenze sulle entrate delle amministrazioni regionali. Le simulazioni non definiscono direttamente le condizioni economiche e contrattuali di un possibile meccanismo di Hydro Release, ma forniscono una base quantitativa per valutarne le implicazioni di politica energetica e industriale. Le ipotesi, i criteri di calcolo e i limiti delle elaborazioni sono documentati nell'Appendice.

## 3 Il valore economico della produzione idroelettrica: risultati e simulazioni

La ricostruzione economica considera i ricavi derivanti dalla valorizzazione dell'energia sul MGP, senza includere eventuali ulteriori componenti di ricavo associate, in particolare, alla partecipazione ai mercati dei servizi di dispacciamento e alla valorizzazione della flessibilità produttiva. I valori ricostruiti non rappresentano pertanto necessariamente i ricavi complessivi degli impianti idroelettrici e possono sottostimarli, soprattutto per le unità dotate di capacità di regolazione. La complessità della valutazione economica di queste unità trova riscontro

anche nelle analisi dell'ARERA, che evidenziano la rilevanza del costo-opportunità dell'acqua accumulata e la persistente incompletezza delle informazioni disponibili sulle caratteristiche operative degli impianti idroelettrici modulabili (ARERA, 2025, pp. 2–4). Tali circostanze devono essere considerate nell'interpretazione dei risultati, senza tuttavia compromettere la validità della ricostruzione dei ricavi riferita al perimetro del MGP.

## 3.1 Una marginalità significativa, ma fortemente variabile nel tempo

La valutazione dei risultati economici della produzione idroelettrica richiede di distinguere le grandezze direttamente ricostruite attraverso i dati di mercato da quelle ottenute mediante stime. L'analisi riguarda gli impianti inclusi nel dataset delle quattro regioni considerate, la cui copertura quantitativa rispetto alla produzione idroelettrica netta è stata documentata nel paragrafo 2.1. I ricavi sono ricostruiti sulla base delle quantità di energia associate alle offerte accettate sul MGP e dei relativi prezzi, mentre gli oneri concessori e i costi industriali sono stimati attraverso le metodologie illustrate nel paragrafo 2 e nell'Appendice A. La Tabella 4 presenta, per il periodo 2022–2024, i ricavi MGP, gli oneri concessori, i costi operativi stimati e i principali indicatori di risultato economico. La lettura congiunta di queste componenti consente di valutare il rapporto tra il valore della produzione osservata sul MGP e gli oneri associati all'utilizzo della risorsa pubblica, nonché i margini operativi che residuano dopo la considerazione dei costi industriali e degli obblighi concessori.

La ricostruzione dei ricavi tiene conto delle quantità di energia effettivamente valorizzate sul MGP e dei corrispondenti prezzi nei diversi periodi di mercato. Gli oneri concessori sono stati invece stimati attraverso un'analisi dettagliata della normativa nazionale e delle disposizioni legislative e regolamentari adottate da Lombardia, Piemonte, Valle d'Aosta e Veneto. Per ciascuna regione sono state ricostruite le aliquote della componente variabile, le tariffe della componente fissa e le disposizioni applicabili ai sovracanoni BIM e rivieraschi, tenendo conto delle variazioni intervenute nel triennio 2022–2024. Gli importi attribuiti ai singoli impianti rappresentano pertanto stime basate sui parametri normativi e sulle informazioni disponibili, non una rilevazione dei pagamenti effettivamente corrisposti dai concessionari.

Tabella 4: Ricavi e risultati operativi stimati nelle quattro regioni dell'Arco alpino, 2022–2024

| Indicatore | 2022 | 2023 | 2024 |
|---|---|---|---|
| Ricavi MGP (€ mln) | 2.941,3 | 1.497,1 | 2.060,3 |
| Canoni concessori (€ mln) | 432,4 | 505,7 | 480,4 |
| Costi operativi (€ mln) | 444,7 | 441,0 | 429,8 |
| EBITDA (€ mln) | 2.064,2 | 550,4 | 1.150,1 |
| EBIT (€ mln) | 2.046,0 | 532,4 | 1.132,5 |
| EBIT / Ricavi | 69,6% | 35,6% | 55,0% |

*Fonte: elaborazioni CESISP sui dati GME e sulle stime dei costi e dei canoni. Valori arrotondati. Arco alpino: Lombardia, Piemonte, Valle d'Aosta e Veneto.*

La ricostruzione si fonda sulle discipline regionali e sui provvedimenti nazionali richiamati nell'Appendice A (D.lgs. 79/1999, art. 12; Regione Lombardia, L.R. 5/2020; Regione Piemonte, Reg. 6/R/2005 e aggiornamenti annuali; Regione Autonoma Valle d'Aosta, LL.RR. 3/2023 e 25/2023; Regione del Veneto, L.R. 24/2022). I costi industriali sono stati stimati attraverso la metodologia parametrica descritta nel paragrafo 2 e approfondita nell'Appendice. La distinzione tra EBITDA ed EBIT, quest'ultimo calcolato al netto degli ammortamenti stimati, consente di evidenziare il contributo delle diverse componenti di costo alla formazione dei risultati operativi.

I risultati riportati nella Tabella 4 evidenziano la forte variabilità del valore economico della produzione idroelettrica nel triennio considerato. Nel 2022, caratterizzato da prezzi dell'energia elettrica eccezionalmente elevati e da una ridotta disponibilità idrica, i ricavi ricostruiti sul MGP raggiungono 2,94 miliardi di euro. Nel 2023 si riducono a 1,50 miliardi, per risalire a 2,06 miliardi nel 2024. L'andamento riflette l'effetto congiunto delle condizioni del mercato elettrico e della variabilità della produzione idroelettrica, evidenziando come il valore economico generato dagli impianti dipenda sia dai prezzi di mercato sia dalle quantità di energia effettivamente valorizzate.

A fronte di queste oscillazioni, i costi operativi stimati rimangono relativamente stabili, attestandosi intorno a 430–445 milioni di euro annui, mentre gli oneri concessori variano tra 432 e 506 milioni di euro. Ne deriva una significativa variabilità dei risultati operativi: l'EBIT stimato passa da 2,05 miliardi di euro nel 2022, pari al 69,6% dei ricavi, a 532,4 milioni nel 2023, con una marginalità del 35,6%, per risalire a 1,13 miliardi nel 2024, corrispondenti al 55,0% dei ricavi. La relativa stabilità dei costi operativi, a fronte di ricavi fortemente variabili, contribuisce a spiegare l'ampiezza delle oscillazioni della marginalità economica nel periodo considerato.

La Figura 1 rappresenta la composizione dei ricavi MGP ricostruiti, distinguendo i costi operativi stimati, gli ammortamenti, gli oneri concessori e il risultato operativo (EBIT). La rappresentazione evidenzia come la variabilità

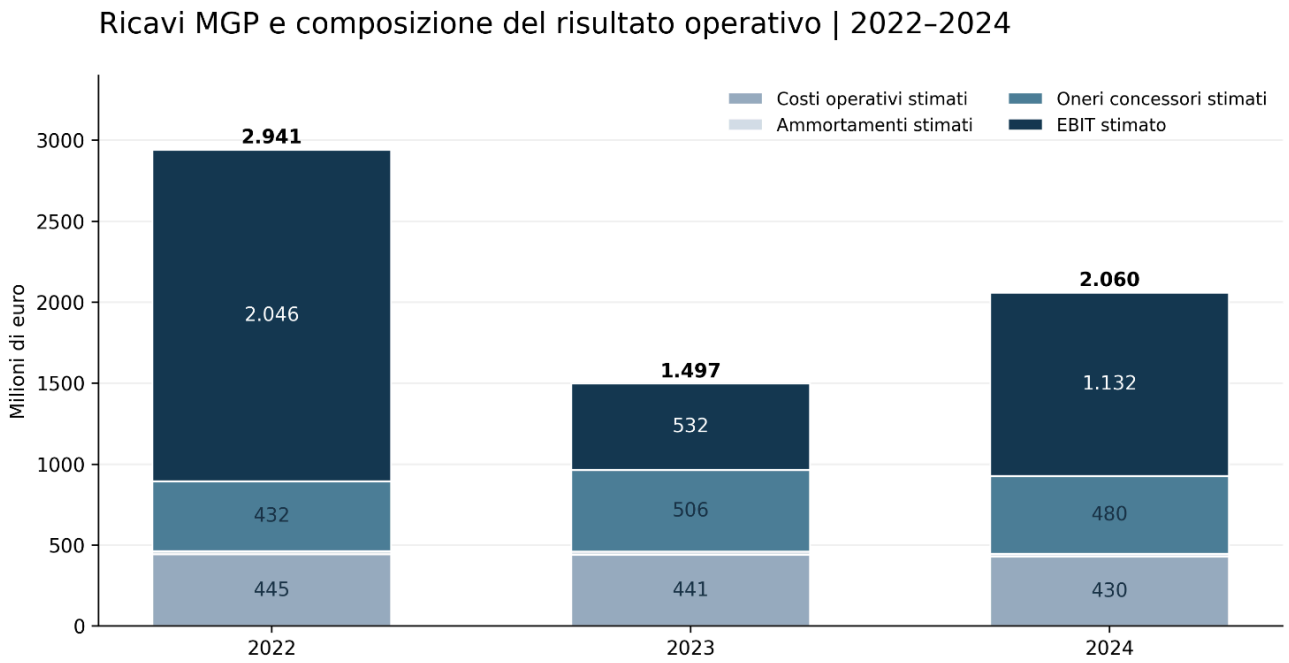



Figura 1: Ricavi MGP e composizione del risultato operativo nelle quattro regioni dell'Arco alpino, 2022–2024

*Fonte: elaborazioni CESISP su dati GME, normativa concessoria regionale e stime dei costi industriali. Nota: valori arrotondati; i costi operativi sono rappresentati al netto degli ammortamenti, riportati separatamente. Le componenti rappresentate concorrono alla formazione dei ricavi MGP ricostruiti*

dei prezzi di mercato e della disponibilità idrica si rifletta principalmente sui margini operativi, a fronte di costi industriali stimati relativamente stabili e di oneri concessori caratterizzati da componenti fisse e variabili. La marginalità particolarmente elevata registrata nel 2022 non può pertanto essere considerata rappresentativa delle condizioni ordinarie di esercizio, così come il risultato del 2023, considerato isolatamente, non è sufficiente a descrivere le prospettive economiche delle concessioni.

Nel complesso del triennio 2022–2024, i ricavi MGP ricostruiti ammontano a circa 6,50 miliardi di euro e l'EBIT stimato a 3,71 miliardi, corrispondenti a una marginalità aggregata del 57,1%, calcolata come rapporto tra EBIT e ricavi complessivi del periodo. Il risultato evidenzia una significativa capacità di generazione di valore economico nel perimetro analizzato, pur in presenza di condizioni di mercato e idrologiche molto differenti. La valutazione pluriennale consente inoltre di attenuare il peso delle oscillazioni annuali, offrendo una rappresentazione più equilibrata dei risultati rispetto alla considerazione di una singola annualità.

La rilevanza dei margini operativi stimati non deve tuttavia essere confusa con la disponibilità di risorse integralmente destinabili a nuovi obblighi concessori o a misure di sostegno dei consumatori. L'EBIT non coincide con il flusso di cassa e non rappresenta, di per sé, una misura della rendita economica associata all'utilizzo della risorsa idroelettrica. La sua interpretazione richiede di considerare il fabbisogno di investimenti futuri, la congrua remunerazione del capitale impiegato e i rischi connessi alla gestione degli impianti, oltre ai limiti derivanti dalla ricostruzione dei soli ricavi MGP e dalla natura parametrica della stima dei costi.

Sul piano regolatorio, questi risultati suggeriscono che l'eventuale condivisione del valore economico generato dalla risorsa idroelettrica debba essere valutata su un orizzonte pluriennale, tenendo conto della variabilità dei margini, degli investimenti necessari e dell'equilibrio economico della gestione. La presenza di margini operativi significativi costituisce un elemento rilevante per la definizione delle future concessioni e per la valutazione di possibili strumenti di accesso alla produzione idroelettrica a condizioni più competitive. Non consente tuttavia, da sola, di determinare la quota di energia o di valore economico sostenibilmente destinabile a tali finalità, che richiede una valutazione più articolata dei costi, degli investimenti e dei rischi.

## 3.2 Le differenze territoriali: la redditività non è uniforme

La disaggregazione territoriale dei risultati consente di esaminare le differenze nella capacità di generazione di margini operativi tra le quattro regioni considerate. Tali differenze riflettono la diversa dimensione economica dei sistemi idroelettrici regionali e possono dipendere dalle caratteristiche del parco impianti, dalle condizioni idrologiche e dalla differente incidenza degli oneri concessori. La Tabella 5 presenta l'EBIT stimato per ciascuna regione nel triennio 2022–2024, evidenziando come il risultato aggregato dell'area analizzata sia riconducibile a situazioni territoriali significativamente eterogenee.

Tabella 5: Risultato operativo stimato per regione, 2022–2024

| Regione | EBIT 2022 (€ mln) | EBIT 2023 (€ mln) | EBIT 2024 (€ mln) | EBIT triennio (€ mln) |
|---|---|---|---|---|
| Lombardia | 872,6 | 283,2 | 629,7 | 1.785,5 |
| Piemonte | 297,7 | 3,5 | 170,9 | 472,1 |
| Valle d'Aosta | 516,3 | 141,8 | 176,0 | 834,1 |
| Veneto | 359,4 | 103,8 | 155,9 | 619,1 |
| **Totale Arco alpino** | **2.046,0** | **532,4** | **1.132,5** | **3.710,9** |

*Fonte: elaborazioni CESISP. I totali possono differire marginalmente dalla somma delle righe per effetto degli arrotondamenti.*

Per consentire una lettura più approfondita dei risultati, l'Appendice B riporta la disaggregazione regionale delle principali componenti economiche utilizzate nella ricostruzione dei margini operativi: ricavi MGP, costi operativi, oneri concessori, ammortamenti ed EBIT.

La Lombardia presenta il contributo più elevato al risultato operativo complessivo, con un EBIT stimato di circa 1,79 miliardi di euro nel triennio, pari al 48,1% del totale delle quattro regioni. Seguono la Valle d'Aosta, con 834 milioni di euro, il Veneto, con 619 milioni, e il Piemonte, con 472 milioni. Queste differenze nei valori assoluti riflettono anche la diversa dimensione economica dei sistemi idroelettrici regionali e non devono quindi essere interpretate, isolatamente, come indicatori di maggiore o minore redditività.

Il confronto delle marginalità percentuali, riportato nella Figura 2, restituisce un quadro più articolato.

Nel 2022 tutte le regioni presentano margini operativi elevati, compresi tra il 55,3% del Piemonte e il 75,0% della Valle d'Aosta, con la Lombardia al 74,4%. Nel 2023 la contrazione della marginalità interessa l'intero perimetro analizzato, ma con intensità molto differenti: mentre Lombardia e Valle d'Aosta mantengono margini prossimi al 45%, il Veneto si attesta al 37,8% e il Piemonte registra una riduzione particolarmente marcata, con un EBIT di circa 3,5 milioni di euro, pari all'1,27% dei ricavi MGP. Nel 2024 si osserva una ripresa generalizzata, con marginalità comprese tra il 40,3% del Piemonte e il 66,4% della Lombardia. Il recupero non elimina tuttavia le differenze territoriali, né riporta tutte le regioni sui livelli di redditività registrati nel 2022.

Questa eterogeneità assume particolare rilievo per il disegno delle future concessioni idroelettriche. La capacità di sostenere nuovi investimenti, obblighi di valorizzazione della risorsa pubblica o impegni di fornitura a condizioni più competitive non può essere desunta automaticamente dalla marginalità aggregata. Occorre considerare le caratteristiche tecniche ed economiche delle singole derivazioni, i costi di gestione e manutenzione, gli investi-

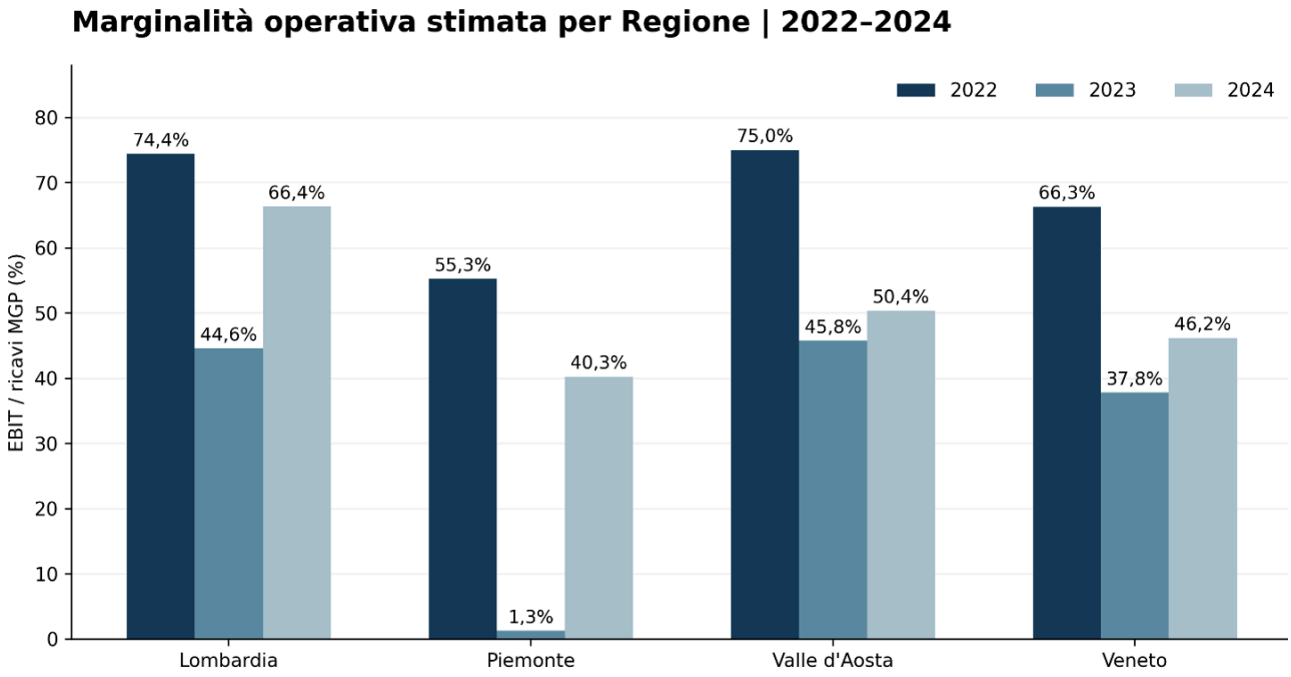



Figura 2: Marginalità regionale

*Fonte: elaborazioni CESISP sui dati GME e sulle stime regionali dei costi industriali e degli oneri concessori, documentate nell'Appendice B. Nota: marginalità = EBIT stimato / ricavi MGP; valori arrotondati a un decimale*

menti necessari, la disponibilità idrica e l'incidenza degli obblighi concessori. Le differenze osservate tra regioni e annualità non consentono di isolare il contributo dei singoli fattori, ma evidenziano l'esigenza di valutazioni economiche sufficientemente differenziate. Sul piano regolatorio, ne deriva l'opportunità di definire gli obblighi economici e industriali delle concessioni sulla base di criteri trasparenti e di piani economico-finanziari verificabili, capaci di tenere conto delle specificità degli impianti. Un quadro regolatorio coerente e omogeneo nei principi non implica necessariamente l'applicazione di obblighi identici in termini economici: condizioni formalmente uniformi possono produrre effetti molto differenti sulla sostenibilità degli investimenti e sull'equilibrio della gestione. Questa considerazione assume particolare importanza anche nella valutazione di eventuali meccanismi di accesso contrattuale a una quota della produzione idroelettrica, che dovranno essere disegnati tenendo conto dei costi industriali e dei rischi effettivamente sostenuti dagli operatori.

## 3.3 Verso un Hydro Release nazionale: dalla Quarta Via lombarda alla valutazione degli effetti economici

Per valutare gli effetti economici della proposta lombarda, sviluppiamo una simulazione controfattuale retrospettiva riferita al triennio 2022–2024, applicata al medesimo perimetro di impianti della Lombardia utilizzato nella precedente ricostruzione dei risultati economici. Consideriamo tre ipotesi di destinazione di una quota della produzione idroelettrica, pari rispettivamente al 15%, al 20% e al 25%, a forniture a un prezzo convenzionale di 70 €/MWh. Lo scenario di riferimento è costituito dalla valorizzazione dell'intera produzione considerata ai prezzi del MGP, cui corrispondono, nel triennio, ricavi ricostruiti per circa 2,76 miliardi di euro e un EBIT stimato di circa 1,79 miliardi. L'esercizio consente di valutare come sarebbero variati i ricavi e la redditività operativa qualora una parte dell'energia fosse stata ceduta al prezzo convenzionale anziché essere valorizzata ai prezzi MGP. Per ciascuno scenario distinguiamo pertanto i ricavi della produzione residua, valorizzata ai prezzi di mercato, da quelli associati all'energia ceduta a 70 €/MWh.

Per la quota di energia destinata alla cessione agevolata ipotizziamo un contratto di acquisto di energia elettrica (Power Purchase Agreement, PPA) a prezzo fisso di 70 €/MWh, con struttura *pay-as-produced*. In tale configurazione, l'energia viene ceduta secondo il profilo della produzione effettiva, senza obblighi di consegna di quantitativi predeterminati. Il prezzo di 70 €/MWh rappresenta un parametro convenzionale della simulazione, coerente con l'ipotesi considerata nella proposta lombarda, e non una stima del costo industriale di produzione degli impianti. Per ricostruire gli effetti sulla redditività operativa manteniamo invariati i costi operativi e gli ammortamenti stimati nello scenario di riferimento, secondo la metodologia illustrata nell'Appendice A. Per gli oneri concessori ipotizziamo invece un adeguamento della sola componente variabile collegata ai ricavi, lasciando inalterate le altre componenti. Tale trattamento costituisce un'assunzione specifica dell'esercizio controfattuale e non implica che la cessione di energia a prezzo agevolato determini automaticamente, nell'attuale quadro normativo, una corrispondente riduzione dei canoni concessori.

La Tabella 6 riporta i risultati cumulati del triennio 2022–2024 per i tre scenari considerati, distinguendo i ricavi della produzione residua valorizzata al MGP da quelli derivanti dall'energia ceduta al prezzo convenzionale e ricostruendo, per ciascuna ipotesi, gli oneri concessori e il risultato operativo residuo.

Nello scenario che prevede la cessione del 15% della produzione al prezzo convenzionale di 70 €/MWh, i ricavi complessivi dei concessionari si ridurrebbero di circa 222,3 milioni di euro rispetto allo scenario di riferimento. La contestuale riduzione stimata della componente variabile dei canoni concessori, pari a circa 5,5 milioni di euro, attenuerebbe parzialmente l'effetto sul risultato

Tabella 6: Simulazione degli effetti economici della cessione agevolata della produzione idroelettrica in Lombardia (2022–2024)

| Indicatore | Cessione 15% | Cessione 20% | Cessione 25% |
|---|---|---|---|
| Energia ceduta a 70 €/MWh (TWh) | 2,732 | 3,642 | 4,553 |
| Ricavi da energia residua valorizzata al MGP | 2.343,0 | 2.205,2 | 2.067,3 |
| Ricavi da energia ceduta a 70 €/MWh | 191,2 | 254,9 | 318,7 |
| Ricavi complessivi | 2.534,2 | 2.460,1 | 2.386,0 |
| Canoni concessori complessivi stimati | 514,9 | 513,1 | 511,2 |
| Costi operativi stimati | 432,8 | 432,8 | 432,8 |
| Ammortamenti stimati | 17,8 | 17,8 | 17,8 |
| EBIT residuo stimato | 1.568,7 | 1.496,5 | 1.424,2 |

*Fonte: rielaborazioni CESISP. I ricavi della quota ceduta sono ricalcolati al prezzo convenzionale di 70 €/MWh; la componente variabile dei canoni è adeguata alla variazione dei ricavi, mentre le altre componenti di costo restano invariate. Valori cumulati nel triennio; milioni di euro, salvo l'energia ceduta.*

operativo. L'EBIT cumulato del triennio si attesterebbe pertanto a circa 1,57 miliardi di euro, con una riduzione di 216,8 milioni rispetto allo scenario base, mantenendosi all'87,9% del valore iniziale.

L'aumento della quota di produzione destinata alla cessione agevolata accentuerebbe progressivamente l'impatto economico. Nello scenario del 20%, la riduzione dell'EBIT raggiungerebbe circa 289 milioni di euro, con un risultato operativo residuo di circa 1,50 miliardi. Portando la quota al 25%, la riduzione dell'EBIT salirebbe a circa 361 milioni di euro e il risultato operativo residuo si attesterebbe a circa 1,42 miliardi, corrispondenti al 79,8% dello scenario di riferimento. Le simulazioni evidenziano quindi una relazione crescente tra la quota di produzione ceduta a prezzo convenzionale e il valore economico potenzialmente trasferito dagli operatori agli acquirenti, parzialmente compensata, nelle ipotesi adottate, dall'adeguamento dei canoni variabili.

La Figura 3 rappresenta, per ciascuno scenario, la composizione dell'EBIT stimato nello scenario di riferimento, distinguendo il risultato operativo mantenuto dai concessionari dalla riduzione associata alla cessione di energia al prezzo convenzionale. Le simulazioni mostrano che, nelle condizioni storiche del triennio 2022–2024, anche una quota relativamente significativa di produzione destinata a forniture a prezzo agevolato sarebbe risultata compatibile, a livello aggregato, con il mantenimento di margini operativi positivi e rilevanti. Tale risultato non implica tuttavia che il meccanismo sia sostenibile alle medesime condizioni per tutte le concessioni, tenuto conto delle differenze tra impianti, strutture di costo e obblighi concessori.

Questa evidenza assume particolare interesse nella prospettiva di un meccanismo nazionale di Hydro Release che associ la condivisione del valore economico della produzione idroelettrica a impegni di investimento, ammodernamento e valorizzazione degli impianti. La permanenza di margini operativi significativi suggerisce infatti l'opportunità di approfondire le condizioni alle quali sia possibile conciliare forniture di energia a prezzi più competitivi per gli acquirenti con la sostenibilità economica delle concessioni e con gli investimenti necessari a preservarne e migliorarne la capacità produttiva. Occorre tuttavia precisare che l'EBIT residuo non rappresenta una misura delle risorse finanziarie immediatamente disponibili per investimenti straordinari. La capacità di finanziamento dipende anche dalla generazione di flussi di cassa, dagli investimenti necessari per mantenere l'efficienza e la sicurezza degli impianti, dagli oneri finanziari, dalla fiscalità e dall'esigenza di assicurare un'adeguata remunerazione del capitale investito.

Le nostre simulazioni devono pertanto essere interpretate come una prima valutazione della dimensione economica del valore potenzialmente condivisibile, non come una dimostrazione della sostenibilità di specifici obblighi concessori. L'esercizio applica retrospettivamente le ipotesi di cessione agevolata ai dati osservati nel triennio 2022–2024, ricostruendo gli effetti economici che il mec-

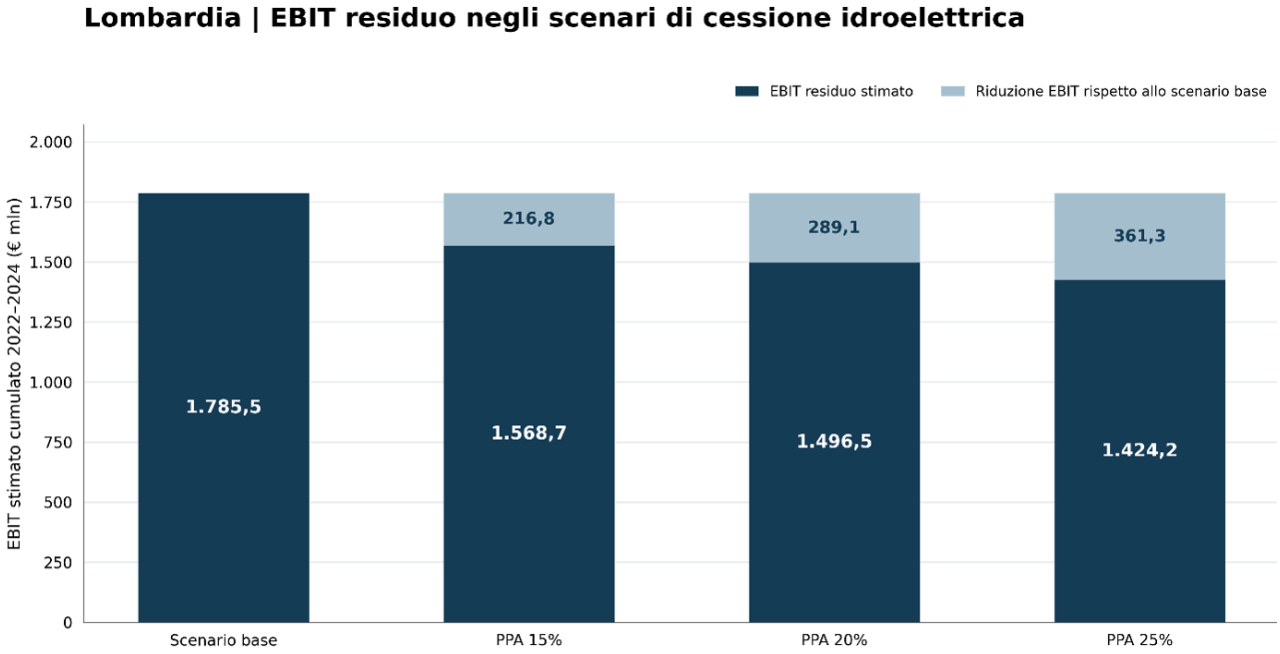



Figura 3: EBIT stimato nei tre scenari di cessione agevolata: risultato operativo mantenuto e riduzione rispetto allo scenario di riferimento (Lombardia, 2022–2024)

*Fonte: elaborazioni CESISP, ricostruzioni economico-finanziarie degli scenari PPA (2022–2024). Nota: valori cumulati in milioni di euro, arrotondati. PPA a 70 €/MWh, pay-as-produced. EBIT residuo non equivale a liquidità disponibile per investimenti*

canismo avrebbe prodotto qualora fosse stato operativo in quegli anni. Si tratta quindi di una simulazione controfattuale statica, che non costituisce una previsione dei risultati futuri e non incorpora eventuali modifiche dei comportamenti degli operatori, dei prezzi di mercato o dei profili produttivi conseguenti all'introduzione del meccanismo. La valutazione delle condizioni di effettiva sostenibilità economico-finanziaria richiederà pertanto un approfondimento a livello di singola concessione, considerando anche gli obblighi di investimento e la distribuzione dei rischi tra concessionari e acquirenti.

## 3.4 Estensione territoriale delle simulazioni: effetti economici e implicazioni per un Hydro Release nazionale

Dopo aver analizzato gli effetti economici del meccanismo ipotizzato per la Lombardia, estendiamo la simulazione controfattuale retrospettiva al medesimo perimetro di impianti utilizzato nella precedente ricostruzione dei risultati economici, comprendente Lombardia, Piemonte, Valle d'Aosta e Veneto. Le quattro regioni presentano una significativa presenza di produzione idroelettrica, ma anche differenti caratteristiche produttive, condizioni economiche e discipline concessorie. L'estensione territoriale permette pertanto di valutare gli effetti di un'eventuale applicazione del meccanismo su una scala più ampia, senza presupporre l'esistenza di una proposta regolatoria condivisa dalle amministrazioni regionali interessate.

Applichiamo ai dati del triennio 2022–2024 le medesime ipotesi considerate per la Lombardia, prevedendo la cessione del 15%, 20% o 25% della produzione attraverso un contratto PPA a prezzo fisso di 70 €/MWh, con struttura pay-as-produced. La quota residua della produzione continua a essere valorizzata ai prezzi del MGP, mentre i ricavi dell'energia destinata alla cessione agevolata sono determinati applicando il prezzo convenzionale ai quantitativi corrispondenti. Anche in questo caso ricostruiamo gli effetti sui ricavi complessivi, sugli oneri concessori e sull'EBIT stimato, mantenendo invariati i costi operativi e gli ammortamenti dello scenario di riferimento. Per i canoni concessori assumiamo un adeguamento della sola componente variabile collegata ai ricavi, secondo le ipotesi adottate nelle elaborazioni economiche, lasciando inalterate le altre componenti. Si tratta di un'assunzione di simulazione, che non presuppone l'esistenza di una disciplina uniforme dei canoni nelle quattro regioni né un loro adeguamento automatico nell'attuale quadro normativo.

La Tabella 7 presenta i risultati cumulati del triennio 2022–2024 per l'insieme delle quattro regioni, adottando una struttura direttamente confrontabile con quella della Tabella 6 relativa alla Lombardia. L'analisi consente di quantificare la dimensione economica complessiva del meccanismo e di valutare gli effetti delle diverse quote di cessione sui ricavi, sugli oneri concessori e sulla redditività operativa stimata dei concessionari[1]. Lo scenario di riferimento, corrispondente alla valorizzazione della produzione considerata ai prezzi MGP, presenta ricavi complessivi per circa 6,50 miliardi di euro e un EBIT stimato di circa 3,71 miliardi nel triennio. L'aggregazione dei risultati non implica tuttavia un'omogeneità delle condizioni economiche tra i territori considerati. Come evidenziato dalla disaggregazione regionale riportata nell'Appendice B, l'incidenza dei canoni concessori e la redditività operativa presentano differenze significative tra le quattro regioni e nel corso del periodo analizzato. La base informativa utilizzata permette di approfondire tali differenze a livello regionale e, nei limiti della disponibilità e della qualità dei dati, di sviluppare ulteriori simulazioni riferite ai singoli impianti. Queste ultime potrebbero contribuire a individuare situazioni di maggiore vulnerabilità economica, ma non sarebbero di per sé sufficienti a dimostrare la sostenibilità di nuovi obblighi concessori o di investimento, per la quale occorrerebbero informazioni aggiuntive sui fabbisogni di capitale, sulle condizioni tecnico-produttive e sulla struttura finanziaria delle singole concessioni.

Nello scenario che prevede la cessione del 15% della produzione al prezzo convenzionale di 70 €/MWh, i ricavi complessivi dei concessionari si ridurrebbero di circa 524 milioni di euro rispetto allo scenario di riferimento. La contestuale riduzione stimata della componente variabile dei canoni concessori, pari a circa 19 milioni di euro nel triennio 2022–2024, attenuerebbe parzialmente l'effetto sul risultato operativo. L'EBIT aggregato si attesterebbe pertanto a circa 3,21 miliardi di euro, con una riduzione di circa 505 milioni rispetto allo scenario base, mantenendosi all'86,4% del valore iniziale.

L'aumento della quota di produzione destinata alla cessione agevolata accentuerebbe progressivamente l'impatto economico. Nello scenario del 20%, la riduzione dell'EBIT raggiungerebbe circa 675 milioni di euro, con minori entrate regionali da canoni concessori variabili per circa 24 milioni e un risultato operativo di circa 3,04 miliardi. Portando la quota al 25%, la riduzione dell'EBIT salirebbe a circa 844 milioni di euro, accompagnata da minori entrate regionali per circa 29 milioni, mentre il risultato operativo si attesterebbe a circa 2,87 miliardi, corrispondenti al 77,3% dello scenario di riferimento.

La Figura 4 rappresenta, per ciascuna ipotesi di cessione, il risultato operativo mantenuto dai concessionari e la riduzione dell'EBIT rispetto allo scenario di riferimento. Il confronto con la simulazione relativa alla sola Lombardia evidenzia come l'estensione territoriale accresca signifi-

[1] La base informativa utilizzata comprende l'anagrafica degli impianti idroelettrici iscritti al MGP, che consente di identificare i singoli impianti e sviluppare simulazioni economiche a livello individuale, oltre che regionale e aggregato, secondo la metodologia adottata.

Tabella 7: Simulazione degli effetti economici della cessione agevolata della produzione idroelettrica in Lombardia, Piemonte, Valle d'Aosta e Veneto (2022–2024)

| Indicatore | PPA 15% | PPA 20% | PPA 25% |
|---|---|---|---|
| Energia ceduta a 70 €/MWh (TWh) | ≈ 6,29 | ≈ 8,39 | ≈ 10,49 |
| Ricavi da energia residua valorizzata al MGP (€ mln) | 5.534 | 5.213 | 4.891 |
| Ricavi da energia ceduta a 70 €/MWh (€ mln) | 441 | 587 | 734 |
| Ricavi complessivi (€ mln) | 5.975 | 5.800 | 5.626 |
| Canoni concessori complessivi stimati (€ mln) | 1.400 | 1.395 | 1.390 |
| Costi operativi stimati (€ mln) | 1.316 | 1.316 | 1.316 |
| Ammortamenti stimati (€ mln) | 54 | 54 | 54 |
| EBIT residuo stimato (€ mln) | 3.206 | 3.036 | 2.867 |

*Fonte: elaborazioni CESISP sui dati economici e produttivi. Stime controfattuali con PPA a prezzo fisso di 70 €/MWh, pay-as-produced. Valori arrotondati; eventuali differenze nelle somme sono dovute agli arrotondamenti. Valori cumulati nel triennio; milioni di euro, salvo l'energia ceduta. Lo scenario di riferimento, senza cessione agevolata, presenta ricavi complessivi pari a circa 6.498,7 milioni di euro e un EBIT stimato di circa 3.710,9 milioni di euro nel triennio 2022–2024.*

cativamente la dimensione economica del meccanismo e l'entità complessiva dei suoi effetti. I due aggregati non sono tuttavia indipendenti, poiché i risultati delle quattro regioni comprendono anche quelli della Lombardia. In tutti gli scenari permane un EBIT aggregato positivo e di dimensione rilevante, ma questo risultato deve essere interpretato alla luce delle differenze territoriali documentate nell'Appendice B, che evidenziano una significativa eterogeneità nell'incidenza degli oneri concessori e nella redditività operativa. La permanenza di margini positivi a livello aggregato non implica pertanto che gli obblighi di cessione possano essere sostenuti alle medesime condizioni da tutte le concessioni considerate.

Nell'interpretazione dei risultati è opportuno considerare il periodo storico analizzato. Le stime si riferiscono a valori cumulati nel triennio 2022–2024 e risentono in particolare dell'eccezionale livello dei prezzi elettrici registrato nel 2022, che ha ampliato il differenziale rispetto al prezzo convenzionale di 70 €/MWh. Le variazioni stimate dei ricavi, dei canoni concessori e dei risultati operativi non devono quindi essere interpretate come effetti annuali ricorrenti, né possono essere automaticamente

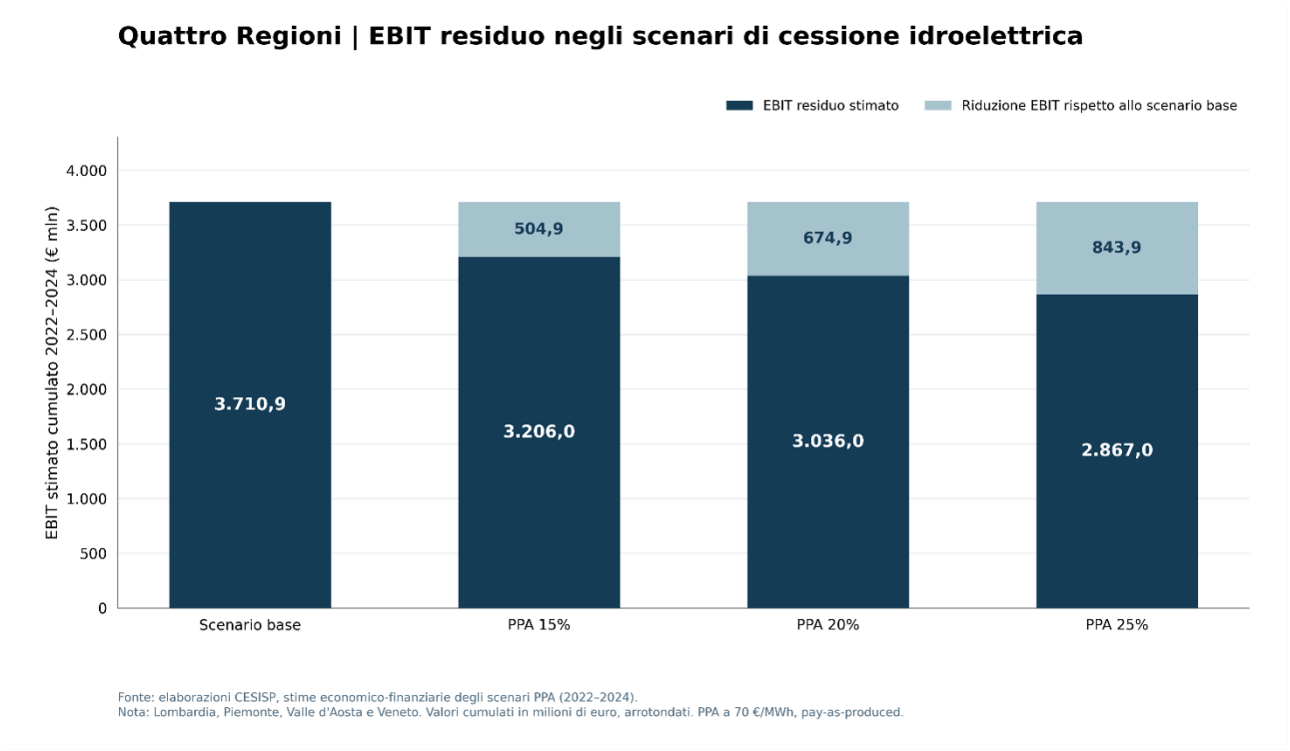



Figura 4: EBIT residuo nei diversi scenari

*Fonte: elaborazioni CESISP, stime economico-finanziarie degli scenari PPA (2022–2024). Nota: Lombardia, Piemonte, Valle d'Aosta e Veneto. Valori cumulati in milioni di euro, arrotondati. PPA a 70 €/MWh, con struttura pay-as-produced. L'EBIT rappresenta il risultato operativo stimato e non la liquidità disponibile per investimenti*

proiettate su un orizzonte pluriennale senza considerare scenari alternativi dei prezzi di mercato, delle condizioni idrologiche e della produzione idroelettrica.

Sul piano delle implicazioni di policy, i risultati suggeriscono l'opportunità di approfondire un modello nazionale di Hydro Release fondato su principi comuni, ma sufficientemente flessibile da tenere conto delle specificità territoriali e delle singole concessioni. Le differenze regionali nella redditività operativa e nell'incidenza degli oneri concessori, documentate nell'Appendice B, evidenziano infatti la necessità di valutare le condizioni economiche di applicazione del meccanismo senza assumere che i risultati aggregati siano rappresentativi di tutte le concessioni.

La definizione dei soggetti beneficiari, dei criteri di assegnazione dell'energia, degli obblighi di investimento e delle modalità di condivisione dei rischi costituisce una scelta di politica energetica e industriale distinta dalla quantificazione del valore economico potenzialmente trasferibile. In questa prospettiva, le simulazioni forniscono una base quantitativa per valutare possibili configurazioni del meccanismo, senza anticipare le scelte regolatorie necessarie alla sua concreta attuazione.

### 3.5 Dall'analisi economica alle prospettive di intervento

Le analisi sviluppate nei paragrafi precedenti suggeriscono che, nelle condizioni economiche osservate, esiste uno spazio potenziale di manovra per destinare una parte del valore generato dalla produzione idroelettrica a finalità di interesse generale, tra cui il sostegno alla competitività del sistema produttivo. Le simulazioni mostrano infatti che, anche ipotizzando una diversa valorizzazione di una quota della produzione, permangono margini operativi aggregati significativi. Si tratta di un risultato che merita attenzione nella prospettiva delle future scelte relative alla gestione delle concessioni idroelettriche.

Questa evidenza deve tuttavia essere interpretata con le necessarie cautele. I risultati si riferiscono a un periodo storico caratterizzato da condizioni di mercato particolari, non sono necessariamente rappresentativi degli equilibri economici futuri e non consentono di individuare automaticamente una quota di produzione o un prezzo di cessione applicabili in modo uniforme. Inoltre, la presenza di margini operativi positivi non equivale alla disponibilità di risorse liberamente trasferibili, poiché occorre considerare la remunerazione del capitale, gli investimenti necessari, la variabilità delle condizioni produttive e le specificità economiche delle singole concessioni.

Il contributo principale dell'analisi non consiste quindi nell'individuazione di un ammontare di risorse immediatamente redistribuibili, ma nell'evidenziare l'esistenza di un potenziale economico che potrebbe essere valorizzato attraverso un diverso equilibrio tra gli interessi dei concessionari, delle amministrazioni concedenti e degli utilizzatori dell'energia. La possibilità di trasformare tale potenziale in benefici effettivi dipende dalle condizioni economiche, contrattuali e regolatorie attraverso le quali il meccanismo verrebbe realizzato.

È proprio su quest'ultimo aspetto che si concentra la riflessione di policy sviluppata nei successivi paragrafi 4 e 5. Non si tratta soltanto di stabilire se vi sia spazio per una maggiore condivisione del valore economico della produzione idroelettrica, ma soprattutto di comprendere come renderla concretamente possibile, in tempi compatibili con le esigenze del sistema produttivo e senza compromettere la sostenibilità delle concessioni e gli investimenti nel settore. I paragrafi successivi approfondiscono pertanto le possibili modalità di intervento e le condizioni economiche, giuridiche e regolatorie necessarie per tradurre questo potenziale in un meccanismo effettivamente attuabile.

## 4 Il quadro europeo e italiano: concessioni idroelettriche, accesso alla produzione e contratti di lungo periodo

La crescente attenzione delle istituzioni europee alla competitività energetica dell'industria, alla stabilizzazione dei costi dell'elettricità e alla mobilitazione degli investimenti nella transizione energetica offre un quadro di riferimento rilevante anche per il dibattito italiano sulle concessioni idroelettriche. In questo contesto, i risultati dell'analisi economica sollevano una questione che va oltre le modalità di assegnazione delle concessioni: a quali condizioni una parte della produzione possa essere resa accessibile attraverso strumenti contrattuali di lungo periodo, conciliando competitività energetica, remunerazione degli operatori e sostenibilità degli investimenti.

In questa prospettiva, riteniamo particolarmente utile esaminare alcune esperienze francesi che, pur sviluppate in contesti differenti, offrono riferimenti concreti per affrontare il rapporto tra gestione degli impianti, accesso alla produzione e ripartizione dei rischi. Il loro interesse non risiede nella possibilità di trasferire automaticamente in Italia soluzioni adottate altrove, ma nell'opportunità di individuare principi e architetture contrattuali già sviluppati o oggetto di confronto con le istituzioni europee, dai quali trarre indicazioni utili per la definizione di un possibile meccanismo italiano. Tale riferimento potrebbe contribuire a rendere più strutturato il confronto regolatorio, senza tuttavia escludere la necessità di una specifica verifica di compatibilità con il quadro normativo nazionale ed europeo.

Esaminiamo quindi tre riferimenti complementari: la soluzione francese relativa alle concessioni idroelettri-

che e il confronto con la DG Competition; i Contrats d'Allocation de Production Nucléaire (CAPN) sviluppati da EDF; i più recenti indirizzi della Commissione europea in materia di accessibilità economica dell'energia. L'obiettivo non è individuare un precedente giuridico direttamente applicabile, ma comprendere quali elementi di queste esperienze possano contribuire alla definizione di strumenti economicamente sostenibili e compatibili con il quadro europeo.

## 4.1 Due modelli francesi di accesso alla produzione: riforma idroelettrica e contratti CAPN

L'esperienza francese offre due riferimenti distinti per analizzare il rapporto tra gestione degli impianti di generazione elettrica e accesso economico alla loro produzione. Il primo riguarda la recente riforma delle concessioni idroelettriche, sviluppata attraverso un confronto con la Commissione europea sulle condizioni di concorrenza nel settore. Il secondo è rappresentato dai Contrats d'Allocation de Production Nucléaire (CAPN), introdotti da EDF per consentire agli acquirenti di partecipare economicamente alla produzione nucleare esistente attraverso contratti di lungo periodo.

Il percorso che ha condotto alla riforma del regime delle concessioni idroelettriche francesi trae origine da un lungo confronto tra la Francia e la Commissione europea, sviluppatosi attraverso due procedimenti distinti. Il primo, avviato nel 2015 dalla DG Competition (AT.40276), riguardava il possibile rafforzamento della posizione dominante di EDF, conseguente al mantenimento di una quota particolarmente rilevante delle concessioni idroelettriche nazionali senza procedure concorrenziali. Il secondo, avviato nel 2019 nell'ambito della disciplina del mercato interno (procedura 2018/2378), riguardava il mancato ricorso a procedure competitive per determinate concessioni scadute o prorogate (Commissione europea, 2015; Commissione europea, 2019).

La questione concorrenziale riguardava quindi due aspetti collegati: le modalità di affidamento e rinnovo delle concessioni e gli effetti sul mercato elettrico della concentrazione di una parte significativa della capacità idroelettrica nazionale in capo a EDF. La rilevanza del caso francese deriva proprio dalla ricerca di una soluzione capace di affrontare entrambe le questioni, preservando al tempo stesso le condizioni necessarie alla gestione industriale e agli investimenti negli impianti (Commissione europea, 2026a).

Nel luglio 2025 la Commissione ha accolto favorevolmente una proposta di soluzione avanzata dalla Francia, fondata sulla riforma del regime giuridico delle concessioni e sull'introduzione di misure destinate ad ampliare l'accesso alla produzione idroelettrica. L'impostazione prevedeva la commercializzazione di prodotti all'ingrosso capaci di riprodurre alcune caratteristiche economiche della produzione idroelettrica, compreso il valore della flessibilità, senza richiedere il trasferimento della gestione operativa degli impianti (Commissione europea, 2026a).

La legge francese n. 2026-554 del 29 giugno 2026 ha successivamente tradotto questa impostazione in una riforma strutturale. Per gli impianti interessati, il regime concessorio viene sostituito da un sistema autorizzativo, accompagnato dall'attribuzione agli operatori esistenti di diritti reali sulle infrastrutture per una durata di 70 anni, secondo le condizioni stabilite dalla legge. La riforma consente quindi di preservare la continuità gestionale senza ricorrere a una nuova gara per l'affidamento degli impianti, mantenendo la proprietà pubblica delle opere e prevedendo specifiche condizioni e obblighi per gli operatori (République française, 2026).

Parallelamente, la riforma introduce un meccanismo di apertura concorrenziale attraverso la messa a disposizione iniziale di 6 GW di capacità idroelettrica virtuale, mediante procedure d'asta. Il dispositivo è finalizzato a consentire l'accesso di operatori terzi a prodotti che riproducono caratteristiche economiche della produzione idroelettrica, senza trasferire la proprietà o la gestione fisica degli impianti. Non si tratta, pertanto, di un obbligo di cessione dell'energia a un prezzo amministrato, ma di uno strumento di apertura del mercato fondato su modalità competitive di assegnazione (République française, 2026; CRE, 2026).

La particolarità della soluzione francese risiede dunque nella distinzione tra concorrenza per l'affidamento della gestione degli impianti e concorrenza nell'accesso commerciale alla produzione. Per le infrastrutture interessate dalla riforma, la continuità gestionale degli operatori esistenti viene accompagnata da obblighi di apertura del mercato attraverso prodotti di capacità virtuale assegnati mediante aste. Non si tratta quindi di una liberalizzazione dell'affidamento degli impianti, ma di un compromesso regolatorio che interviene sulle condizioni di accesso economico alla produzione, mantenendo la responsabilità industriale in capo agli operatori.

Un secondo riferimento, di natura prevalentemente contrattuale, è rappresentato dai Contrats d'Allocation de Production Nucléaire (CAPN) di EDF, che consentono di analizzare una diversa modalità di accesso alla produzione elettrica attraverso accordi di lungo periodo fondati sulla partecipazione ai costi e ai rischi produttivi. A partire dalla fine del 2023, EDF ha sviluppato questi contratti per permettere agli acquirenti di partecipare economicamente a una quota della produzione del parco nucleare storico, condividendo con il produttore parte dei costi e dei rischi associati alla capacità produttiva (EDF, 2025).

Secondo la documentazione pubblicata da EDF, i CAPN prevedono durate di 10 o 15 anni e condizioni economiche collegate ai costi della capacità produttiva, anziché

direttamente ai prezzi del mercato all'ingrosso. La struttura contrattuale comprende una contribuzione iniziale e la partecipazione ai costi associati alla produzione. Gli acquirenti assumono una parte dei rischi connessi all'effettiva disponibilità dell'energia, mentre EDF mantiene la responsabilità della gestione industriale degli impianti.

L'elemento distintivo dei CAPN non è quindi soltanto la durata pluriennale, ma la natura economica del rapporto tra produttore e acquirente. Quest'ultimo non acquista semplicemente un quantitativo di energia a prezzo predeterminato: partecipa ai costi e ai rischi della capacità produttiva cui il contratto è collegato. La struttura contrattuale contempla inoltre modalità di informazione e verifica dei costi, rilevanti per la trasparenza delle condizioni economiche e per l'equilibrio dei rapporti di lungo periodo (EDF, 2025).

Sotto il profilo economico e contrattuale, i CAPN si configurano come accordi di partenariato industriale attraverso i quali EDF attribuisce agli acquirenti una quota della capacità produttiva del parco nucleare esistente e della relativa produzione effettiva, a fronte della partecipazione ai costi e ai rischi industriali. Gli acquirenti non diventano azionisti di EDF né assumono responsabilità operative sugli impianti, ma acquisiscono una posizione economica assimilabile, per alcuni aspetti, a quella di un compartecipante alla produzione. La natura di questi accordi, distinta da una semplice fornitura di energia a prezzo agevolato, è riconosciuta anche nella documentazione parlamentare francese (Sénat, 2024).

Un elemento di interesse riguarda inoltre il trattamento di tali accordi nell'ambito della disciplina europea sugli aiuti di Stato. Nella documentazione pubblica esaminata non è stata individuata una specifica notifica alla Commissione europea relativa ai CAPN applicati al parco nucleare storico di EDF. Tale circostanza è coerente con la loro configurazione come rapporti contrattuali di partenariato industriale, ma non dimostra, di per sé, che essi siano stati formalmente qualificati come misure estranee alla disciplina sugli aiuti di Stato. Il caso francese offre pertanto un riferimento concreto per approfondire la possibilità di organizzare l'accesso alla produzione elettrica mediante contratti economicamente equilibrati, fondati sulla condivisione dei costi e dei rischi, anziché attraverso trasferimenti pubblici o meccanismi amministrati di sostegno ai prezzi.

Le due esperienze francesi rispondono a problemi differenti, ma presentano elementi di complementarità particolarmente interessanti. La riforma delle concessioni idroelettriche affronta il rapporto tra continuità gestionale degli impianti e apertura concorrenziale dell'accesso alla produzione, mentre i CAPN mostrano come l'accesso economico alla produzione possa essere organizzato attraverso contratti di lungo periodo, con condizioni legate ai costi industriali e una condivisione dei rischi tra produttore e acquirenti. Le differenze tra produzione nucleare e idroelettrica, soprattutto in termini di variabilità della produzione e valore economico della flessibilità, non consentono naturalmente di trasferire automaticamente le soluzioni contrattuali da un settore all'altro.

La sintesi grafica nella Figura 5 mette in evidenza i principali elementi delle due esperienze e consente di distinguere tre dimensioni che, pur essendo strettamente collegate, possono essere affrontate separatamente sul piano regolatorio e contrattuale: la gestione industriale degli impianti, le modalità di accesso economico alla produzione e la ripartizione dei costi e dei rischi tra produttori e acquirenti.

## 4.2 Gli indirizzi europei per un'energia a costi sostenibili e il ruolo dei contratti di lungo periodo

Le esperienze francesi esaminate si collocano in un contesto di progressiva evoluzione della politica energetica europea, nel quale la sostenibilità dei costi dell'energia per gli utilizzatori, la diffusione dei contratti di lungo periodo e la gestione dei rischi di mercato assumono crescente rilevanza. La questione non riguarda soltanto la riduzione della volatilità dei prezzi, ma anche la possibilità di costruire condizioni di approvvigionamento più prevedibili, capaci di sostenere gli investimenti e la competitività del sistema produttivo.

Con l'Affordable Energy Action Plan del febbraio 2025, la Commissione europea ha individuato nella diffusione dei Power Purchase Agreements (PPA) e di altri strumenti contrattuali di lungo periodo una delle leve per migliorare le condizioni economiche di accesso all'energia, ridurre l'esposizione degli utilizzatori alle oscillazioni dei mercati all'ingrosso e favorire gli investimenti nella produzione energetica (Commissione europea, 2025a).

Particolare interesse assume, in questa prospettiva, l'Action 6 del Piano, dedicata allo sviluppo di accordi tripartiti per favorire condizioni di approvvigionamento energetico sostenibili per l'industria, fondati sulla cooperazione tra istituzioni pubbliche, produttori di energia e consumatori industriali. L'obiettivo è favorire condizioni che rafforzino la certezza della domanda, la prevedibilità dei costi di approvvigionamento e la sostenibilità degli investimenti. Il coinvolgimento delle istituzioni pubbliche risponde all'esigenza di facilitare tali accordi e coordinare gli impegni dei diversi soggetti, senza implicare necessariamente un intervento diretto nella determinazione dei prezzi o un sostegno finanziario pubblico.

Un ulteriore riferimento è rappresentato dalla Raccomandazione (UE) 2026/917 della Commissione europea, del 22 aprile 2026, dedicata alla rimozione degli ostacoli allo sviluppo dei PPA e degli altri contratti di acquisto dell'energia. La raccomandazione richiama l'importanza

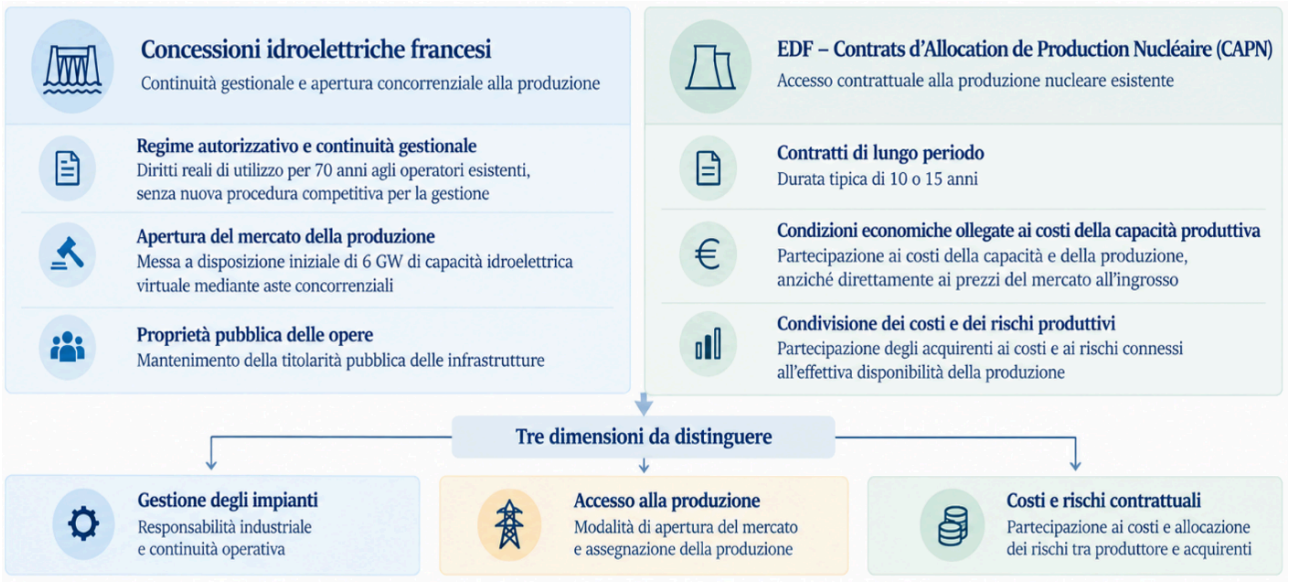



Figura 5: Le due esperienze francesi: gestione degli impianti, accesso alla produzione e condivisione dei rischi

*Fonti: Commissione europea (2015, 2019, 2026a); République française (2026); CRE (2026); EDF (2025). Schema di sintesi delle nostre elaborazioni*

di ampliare le possibilità di accesso a questi strumenti, anche per gli acquirenti di minori dimensioni, e di favorire soluzioni contrattuali e finanziarie adeguate alla gestione dei rischi. Un elemento di particolare interesse è il riconoscimento che i PPA possono riguardare anche la produzione di impianti esistenti, purché siano conclusi su base di mercato, e non soltanto la realizzazione di nuova capacità produttiva (Commissione europea, 2026b).

Nel loro insieme, questi indirizzi delineano una prospettiva nella quale i contratti energetici di lungo periodo non costituiscono soltanto strumenti di copertura rispetto alla volatilità dei mercati, ma possono contribuire a rafforzare il collegamento tra produzione, investimenti e fabbisogni degli utilizzatori. La cooperazione tra soggetti pubblici e privati e una più efficace allocazione dei rischi assumono, in questo contesto, un ruolo rilevante per il perseguimento degli obiettivi europei di contenimento dei costi energetici e di competitività industriale.

È tuttavia necessario distinguere gli indirizzi di politica energetica dalle condizioni giuridiche di applicazione dei singoli strumenti. L'Affordable Energy Action Plan e la raccomandazione sui PPA non introducono un obbligo di cessione dell'energia a prezzi basati sui costi industriali, né stabiliscono deroghe alle regole europee della concorrenza e degli aiuti di Stato. Essi offrono piuttosto un quadro di riferimento per valutare soluzioni contrattuali innovative, la cui concreta configurazione deve essere verificata alla luce delle caratteristiche del settore interessato e della disciplina applicabile.

## 4.3 Il quadro italiano delle concessioni idroelettriche e la recente giurisprudenza europea

Il confronto con le esperienze francesi e con gli indirizzi europei per il contenimento dei costi dell'energia e lo sviluppo dei contratti di lungo periodo deve essere ricondotto alle specificità del quadro normativo italiano. La disciplina delle grandi derivazioni idroelettriche si caratterizza infatti per l'utilizzo di una risorsa appartenente al demanio pubblico, per la rilevanza degli investimenti necessari alla gestione e alla sicurezza degli impianti e per un sistema di affidamento delle concessioni che coinvolge competenze e responsabilità delle amministrazioni territoriali. In questo contesto, la valorizzazione economica della produzione non può essere considerata indipendentemente dalle regole che disciplinano l'utilizzo della risorsa e l'affidamento delle infrastrutture.

Il principale riferimento normativo è rappresentato dall'articolo 12 del decreto legislativo n. 79/1999, come successivamente modificato, che disciplina il regime delle grandi derivazioni idroelettriche e le modalità di assegnazione delle relative concessioni. L'impostazione normativa italiana attribuisce rilievo alle procedure competitive, nel rispetto dei principi di trasparenza, pubblicità e non discriminazione, e collega l'affidamento degli impianti alla definizione degli obblighi economici, ambientali e di investimento che caratterizzano il rapporto concessorio (D.lgs. 79/1999).

A questo quadro si aggiungono gli impegni assunti dall'Italia nell'ambito del Piano nazionale di ripresa e resilienza. La documentazione europea relativa al PNRR richiama, con riferimento alle concessioni idroelettriche, l'esigenza di un assetto regolatorio coerente con

l'apertura concorrenziale del settore e con procedure di affidamento trasparenti e non discriminatorie (Commissione europea, 2023). Tali impegni costituiscono un ulteriore elemento di valutazione, da considerare alla luce del loro contenuto e del relativo stato di attuazione, insieme alla normativa nazionale e alle disposizioni europee applicabili.

Il quadro giuridico europeo ha tuttavia registrato un'evoluzione di particolare interesse con la sentenza della Corte di giustizia dell'Unione europea del 3 settembre 2026, causa C-653/24, relativa alle concessioni di piccole derivazioni idroelettriche. La Corte ha chiarito che gli impianti la cui attività esclusiva o principale consiste nella produzione di energia elettrica non rientrano nell'ambito di applicazione della direttiva 2006/123/CE sui servizi nel mercato interno. La produzione di energia elettrica viene infatti ricondotta alla produzione di un bene, anziché alla prestazione di un servizio ai sensi della direttiva (Corte di giustizia dell'Unione europea, 2026).

La pronuncia assume rilievo perché richiama la necessità di qualificare correttamente l'attività economica svolta attraverso gli impianti idroelettrici, evitando di assimilare automaticamente la produzione di energia elettrica alla prestazione di servizi. La distinzione contribuisce a precisare il perimetro delle disposizioni europee rilevanti per il settore, ma non determina, di per sé, la legittimità di qualsiasi modalità di rinnovo o proroga delle concessioni. In particolare, la controversia riguardava piccole derivazioni e la sentenza non risolve direttamente le questioni relative all'affidamento delle grandi concessioni, né esclude l'applicazione delle altre disposizioni del diritto dell'Unione eventualmente pertinenti.

La portata della decisione deve pertanto essere valutata distinguendo tre profili: la qualificazione giuridica dell'attività di produzione elettrica e l'applicabilità delle specifiche direttive europee; le condizioni di concorrenza e di accesso al mercato derivanti dalle disposizioni dell'Unione effettivamente applicabili; gli obblighi previsti dalla disciplina nazionale e dagli impegni assunti dall'Italia nell'ambito del PNRR. L'esclusione dell'applicabilità della direttiva 2006/123/CE alla fattispecie esaminata dalla Corte non comporta automaticamente il venir meno degli altri vincoli.

Anche alla luce di questa evoluzione giurisprudenziale, la soluzione adottata dalla Francia non può essere considerata un precedente direttamente trasferibile al sistema italiano. La riforma francese è il risultato di uno specifico confronto con le istituzioni europee, sviluppato in relazione alla struttura del mercato nazionale e alle criticità concorrenziali individuate. La sua rilevanza per il dibattito italiano consiste soprattutto nell'aver affrontato separatamente la continuità gestionale degli impianti e l'accesso economico a una parte della produzione, attraverso un assetto normativo e misure correttive proprie del contesto francese.

Il quadro esaminato evidenzia dunque la necessità di distinguere due questioni, strettamente collegate ma non coincidenti: da un lato, le condizioni giuridiche per l'affidamento e la gestione delle concessioni idroelettriche; dall'altro, le modalità attraverso le quali una parte del valore economico della produzione può essere resa accessibile a differenti categorie di utilizzatori. La prima dipende dalla disciplina concessoria e dai vincoli nazionali ed europei applicabili; la seconda richiede di considerare anche la struttura dei rapporti contrattuali, le condizioni economiche di accesso alla produzione e la ripartizione dei rischi. È a partire da questa distinzione, e dalle evidenze economiche sviluppate nei paragrafi precedenti, che nel paragrafo successivo viene formulata una proposta di valorizzazione della produzione idroelettrica nell'interesse generale.

## 5 Una proposta per la valorizzazione della produzione idroelettrica nell'interesse generale

Le evidenze economiche sviluppate nei paragrafi precedenti e il confronto con le esperienze europee consentono di affrontare una questione di politica energetica e industriale: come utilizzare una parte del valore generato dalla produzione idroelettrica per migliorare le condizioni di approvvigionamento degli utilizzatori, senza compromettere la sostenibilità economica delle concessioni e gli investimenti necessari alla manutenzione, all'ammodernamento e alla sicurezza degli impianti. L'esperienza italiana dell'Energy Release ha mostrato la possibilità di perseguire obiettivi di contenimento dei costi energetici attraverso strumenti contrattuali di lungo periodo, collegando tuttavia il beneficio riconosciuto ai consumatori a impegni di investimento in nuova capacità rinnovabile e a successivi obblighi di restituzione.

La prospettiva qui proposta è differente. Nel caso dell'idroelettrico, le evidenze economiche disponibili suggeriscono di valutare se una parte del valore generato da impianti esistenti, attraverso l'utilizzo di una risorsa pubblica, possa essere condivisa direttamente con gli utilizzatori. Le esperienze francesi esaminate nel paragrafo precedente offrono due riferimenti complementari: la possibilità di distinguere la continuità gestionale degli impianti dall'accesso economico alla produzione e l'organizzazione di quest'ultimo attraverso contratti nei quali gli acquirenti partecipano ai costi industriali e ai rischi produttivi. In questa impostazione, il consumatore non è soltanto destinatario di un beneficio sul prezzo dell'energia, ma assume una posizione di partecipazione economica a una quota della produzione, senza acquisire

necessariamente diritti proprietari o responsabilità nella gestione degli impianti.

Su queste basi, il paragrafo sviluppa la proposta di Hydro Release at Cost, at Risk, illustrandone l'architettura economica, i possibili beneficiari e le condizioni regolatorie per una sua eventuale applicazione al sistema italiano delle concessioni idroelettriche.

## 5.1 Hydro Release at Cost, at Risk: finalità e architettura economica

La proposta di *Hydro Release at Cost, at Risk* si fonda sulla possibilità di destinare una quota della produzione idroelettrica esistente a contratti di lungo periodo, attraverso i quali gli utilizzatori acquisiscano un diritto economico su una parte della produzione effettivamente disponibile, partecipando ai relativi costi e rischi, senza assumere la proprietà degli impianti o responsabilità nella loro gestione. La proposta muove dalla natura pubblica della risorsa idrica e dall'esigenza di valutare modalità di condivisione del valore economico generato dal suo sfruttamento, preservando al tempo stesso la remunerazione del capitale investito, gli obblighi concessori e la sostenibilità industriale degli impianti.

Il meccanismo non consiste pertanto nella semplice imposizione di un prezzo di vendita inferiore a quello di mercato. La sua caratteristica distintiva è la separazione tra gestione industriale degli impianti e accesso economico a una quota della produzione. Il concessionario conserva la responsabilità dell'esercizio, della manutenzione, della sicurezza e degli investimenti, mentre gli utilizzatori, direttamente o attraverso soggetti aggregatori, partecipano ai benefici economici e ai rischi associati alla produzione loro contrattualmente attribuita. L'esperienza dei *Contrats d'Allocation de Production Nucléaire* (CAPN) sviluppati da EDF costituisce un riferimento per questa impostazione, pur richiedendo il settore idroelettrico adattamenti specifici in relazione alla variabilità idrologica e al valore della flessibilità degli impianti (EDF, 2025).

L'architettura economica della proposta si articola in quattro elementi: la definizione della quota di produzione da rendere disponibile, la determinazione del corrispettivo industriale, l'allocazione dei rischi e la durata dei contratti. A questi si aggiungono due questioni decisive per la concreta attuazione: la scelta dei beneficiari e la compatibilità con la disciplina delle concessioni idroelettriche.

Il primo elemento riguarda la quantità di energia destinata al meccanismo. Una quota della produzione verrebbe resa disponibile attraverso accordi pluriennali, mantenendo in capo al concessionario la gestione industriale degli impianti e la responsabilità degli investimenti. La quota dovrebbe essere determinata secondo criteri trasparenti e verificabili, tenendo conto della producibilità attesa, delle caratteristiche tecniche degli impianti, degli obblighi concessori e della sostenibilità economica complessiva della gestione. Non si può infatti assumere che una percentuale uniforme produca effetti equivalenti su impianti ad acqua fluente, a bacino o dotati di differenti capacità di regolazione. Analogamente, occorrerebbe distinguere la quota della produzione energetica dalla disponibilità di capacità e flessibilità, che rappresentano prestazioni economicamente differenti.

Il secondo elemento, *at cost*, riguarda la determinazione del corrispettivo. Il riferimento non dovrebbe essere un prezzo amministrato indipendente dai costi, né un semplice costo medio storico, ma un costo industriale efficiente e verificabile, comprensivo dei costi operativi, della manutenzione, degli oneri concessori e ambientali, degli investimenti necessari e di un'adeguata remunerazione del capitale. La determinazione di tale costo richiederebbe criteri trasparenti di imputazione alla quota contrattualizzata, verifiche indipendenti e regole di aggiornamento coerenti con l'evoluzione degli obblighi di investimento. Una specifica disciplina dovrebbe inoltre riguardare il valore economico della flessibilità idroelettrica, che non può essere automaticamente ricondotto al costo medio dell'energia prodotta.

La determinazione del corrispettivo dovrebbe essere coerente con l'equilibrio economico-finanziario della concessione, assicurando la copertura dei costi industriali efficienti, degli investimenti necessari e un'adeguata remunerazione del capitale. Le simulazioni presentate nei paragrafi precedenti consentono di valutare la dimensione del valore economico potenzialmente condivisibile, ma non sostituiscono la ricostruzione dei costi industriali effettivi. In particolare, il prezzo di 70 €/MWh utilizzato negli scenari quantitativi costituisce esclusivamente un parametro convenzionale della simulazione, mutuato dalla proposta lombarda, e non rappresenta né una stima del costo industriale della produzione idroelettrica né il corrispettivo proposto per Hydro Release at Cost, at Risk. Quest'ultimo dovrebbe essere determinato sulla base di criteri trasparenti e verificabili, tenendo conto delle caratteristiche economiche e tecniche delle concessioni interessate.

Il terzo elemento, *at risk*, riguarda l'effettiva partecipazione degli acquirenti ai rischi della produzione. A differenza di una fornitura convenzionale di quantità fisse a prezzo predeterminato, il contratto attribuirebbe un diritto economico su una quota della produzione effettivamente disponibile, esponendo gli utilizzatori alla variabilità idrologica e alle conseguenti oscillazioni dei quantitativi assegnati. Le analisi della Quarta Via lombarda evidenziano come la produzione possa variare sensibilmente tra stagioni, anni e ore della giornata, senza necessariamente coincidere con i profili di consumo degli utilizzatori. La Tabella 8 sintetizza le principali caratteristiche della produzione idroelettrica da considerare nella costruzione dei

Tabella 8: Caratteristiche della produzione idroelettrica e implicazioni economiche e contrattuali per il meccanismo Hydro Release at Cost, at Risk

| Dimensione | Caratteristica della produzione | Implicazione per il contratto |
|---|---|---|
| Variabilità stagionale | Differenze di produzione tra i mesi dell'anno, anche rilevanti | Attribuzione di quantità legate alla produzione effettiva; disciplina degli acquisti integrativi e delle eccedenze |
| Variabilità interannuale | Produzione influenzata dalle condizioni idrologiche dei singoli anni | Assenza di una garanzia automatica di volumi annui fissi; definizione dei criteri di ripartizione del rischio idrologico |
| Variabilità oraria | Distribuzione non uniforme della produzione nell'arco della giornata | Definizione del profilo di attribuzione e dei costi di eventuale trasformazione in forniture più regolari |
| Differenza tra produzione e consumo | Possibile disallineamento tra energia disponibile e fabbisogni degli utilizzatori | Acquisti e vendite sul mercato, servizi di bilanciamento e gestione contrattuale degli scostamenti |
| Flessibilità degli impianti | Valore economico della capacità di modulare la produzione | Separazione, ove necessaria, tra remunerazione dell'energia e valorizzazione della flessibilità |

contratti e le relative implicazioni economiche e contrattuali.

La condivisione dei rischi richiede di distinguere il diritto economico sulla produzione dai servizi necessari a trasformarla in un profilo di approvvigionamento coerente con i consumi. Gli acquisti integrativi sul mercato, la valorizzazione delle eccedenze, il dispacciamento e il bilanciamento comportano costi che devono essere esplicitamente attribuiti, evitando che siano trasferiti implicitamente ai concessionari, agli intermediari o a soggetti pubblici. Tale ripartizione economica deve essere coerente con le responsabilità operative previste dalla disciplina del mercato elettrico (Regolamento UE 2019/943, art. 5; Regolamento UE 2017/2195).

Il quarto elemento riguarda la durata dei contratti. Un orizzonte pluriennale potrebbe contribuire a rendere più prevedibili le condizioni economiche di approvvigionamento degli utilizzatori e a stabilizzare una parte dei ricavi dei concessionari. I CAPN francesi, con durate contrattuali di 10 o 15 anni, rappresentano un riferimento per la costruzione di rapporti di lungo periodo che associano accesso alla produzione, partecipazione ai costi e condivisione dei rischi (EDF, 2025). Nel caso italiano, tuttavia, la durata dovrebbe essere definita tenendo conto dell'orizzonte degli investimenti, della vita tecnica degli impianti e, soprattutto, della durata e delle condizioni del titolo giuridico che ne consente la gestione. Eventuali contratti destinati a produrre effetti oltre la scadenza della concessione richiederebbero una specifica disciplina della continuità degli obblighi e dei rapporti con l'eventuale concessionario subentrante.

La concreta attuazione del meccanismo richiede di distinguere la destinazione economica di una quota della produzione dalle modalità di affidamento delle concessioni. La proposta di Hydro Release at Cost, at Risk non presuppone una specifica scelta tra il mantenimento delle procedure competitive previste dalla disciplina vigente e l'eventuale introduzione, attraverso una riforma legislativa, di differenti modalità di gestione delle concessioni. I due possibili percorsi, caratterizzati da presupposti e condizioni giuridiche differenti, sono esaminati nel paragrafo successivo. Un ulteriore elemento dell'architettura del meccanismo riguarda l'individuazione dei beneficiari. La destinazione di una quota della produzione idroelettrica a finalità di interesse generale non implica che debbano essere individuate esclusivamente le imprese industriali o, all'interno di queste, soltanto quelle a maggiore intensità energetica. La definizione delle categorie destinatarie costituisce una scelta di politica pubblica, da effettuare sulla base degli obiettivi perseguiti e delle condizioni di accesso al meccanismo, tenendo conto dei possibili effetti distributivi e delle disposizioni europee applicabili.

In questa prospettiva, due possibili ambiti di applicazione riguardano i clienti residenziali, attraverso un eventuale ruolo dell'Acquirente Unico o di altri soggetti di intermediazione, e i consumatori industriali, anche mediante forme consortili di aggregazione della domanda. Le due configurazioni richiederebbero soluzioni contrattuali differenti. Per i clienti industriali, l'aggregazione potrebbe favorire la gestione dei quantitativi, dei profili di consumo e dei rischi produttivi. Per i clienti residenziali sarebbe invece necessario individuare un soggetto responsabile dell'intermediazione economica e della gestione delle oscillazioni della produzione, previa verifica delle competenze attribuitegli dall'ordinamento e delle eventuali modifiche normative necessarie.

La Figura 6 rappresenta l'architettura economica della proposta, distinguendo il concessionario e le sue responsabilità industriali, la quota di produzione desti-




Figura 6: Hydro Release at Cost, at Risk: i due possibili percorsi regolatori per l'applicazione alle concessioni idroelettriche italiane

*Fonte: CESISP. Schema esemplificativo del funzionamento del meccanismo*

nata ai contratti, la determinazione del corrispettivo, l'allocazione dei rischi, il ruolo del mercato elettrico e i possibili canali di accesso per le categorie individuate dal decisore pubblico. Il principio alla base del meccanismo è che il beneficio economico per gli utilizzatori derivi da un diverso rapporto contrattuale con la produzione idroelettrica, nel quale l'accesso a condizioni legate ai costi industriali sia accompagnato da responsabilità economiche effettive e da una remunerazione sostenibile dell'attività industriale.

## 5.2 L'applicazione alle concessioni italiane: due possibili percorsi regolatori

La distinzione tra gestione industriale degli impianti e accesso economico a una quota della produzione, sviluppata nel paragrafo precedente, consente di affrontare l'applicazione del meccanismo alle concessioni italiane senza subordinare necessariamente la sua introduzione a una modifica delle modalità di affidamento. Le due questioni rimangono infatti giuridicamente distinte: la prima riguarda gli obblighi economici associati all'utilizzazione della risorsa idroelettrica, la seconda le condizioni attraverso le quali viene attribuito o mantenuto il diritto di gestione degli impianti.

Nell'ordinamento italiano, l'articolo 12 del d.lgs. 79/1999, come modificato dalla legge n. 118/2022, disciplina l'assegnazione delle grandi derivazioni idroelettriche attraverso procedure competitive. Il comma 1-bis contempla tre modalità: l'assegnazione a operatori economici individuati mediante gare a evidenza pubblica, l'affidamento a società miste con selezione competitiva del socio privato e il ricorso a forme di partenariato pubblico-privato. Tale quadro si collega agli impegni assunti dall'Italia nell'ambito del PNRR, in particolare alla milestone M1C2-6, relativa all'introduzione di procedure competitive e al progressivo superamento delle proroghe delle concessioni.

L'archiviazione, il 23 settembre 2021, della procedura d'infrazione europea 2011/2026 relativa alla disciplina italiana delle concessioni idroelettriche non può essere interpretata come un'autorizzazione generale al rinnovo diretto delle concessioni esistenti. La successiva assunzione degli impegni PNRR e le modifiche introdotte dalla legge n. 118/2022 costituiscono riferimenti normativi autonomi. La Corte costituzionale, con la sentenza n. 102/2023, ha inoltre ribadito la rilevanza della competenza statale in materia di tutela della concorrenza per il mercato nella disciplina dell'assegnazione delle grandi derivazioni.

La sentenza della Corte di giustizia dell'Unione europea del 3 settembre 2026, causa C-653/24, introduce un elemento interpretativo significativo, escludendo l'applicabilità della direttiva 2006/123/CE all'attività di produzione elettrica considerata nel giudizio, relativa a piccole derivazioni. La pronuncia non comporta tuttavia, di per sé, il venir meno della disciplina nazionale delle grandi concessioni idroelettriche, degli impegni assunti nell'ambito del PNRR o degli ulteriori principi europei applicabili, inclusi quelli relativi alla libertà di stabilimento e alla concorrenza.

Analogamente, l'esperienza francese esaminata nel paragrafo precedente non costituisce, di per sé, un precedente giuridico sufficiente per introdurre nell'ordinamento italiano un sistema di continuità gestionale degli operatori uscenti in deroga alle regole vigenti. Gli indirizzi politici e parlamentari favorevoli alla ricerca di soluzioni alternative alle gare, pur rilevanti per il dibattito istituzionale, non modificano il quadro normativo applicabile e non equivalgono a un'autorizzazione della Commissione europea.

Alla luce del quadro normativo e giurisprudenziale richiamato, l'introduzione di un meccanismo di *Hydro Release at Cost, at Risk* può essere esaminata attraverso due

percorsi regolatori distinti. Il primo si colloca nell'ambito delle procedure competitive previste dalla disciplina vigente; il secondo presuppone invece un'eventuale riforma legislativa delle modalità di affidamento e gestione delle concessioni. Le due configurazioni condividono i principi economici del meccanismo, ma presentano condizioni giuridiche e procedurali differenti, che devono essere valutate separatamente.

In entrambe le configurazioni, un elemento centrale della proposta consiste nel prevedere che l'obbligo di destinare una quota della produzione idroelettrica a contratti di lungo periodo, fondati sui costi industriali e sulla condivisione dei rischi, costituisca una componente originaria del regime economico di gestione degli impianti. Tale obbligo sarebbe quindi definito nell'ambito delle condizioni di affidamento della concessione oppure, qualora il legislatore introducesse un differente regime autorizzativo, tra gli obblighi associati al relativo titolo. La distinzione tra gestione industriale degli impianti e accesso economico alla produzione consentirebbe così di applicare i principi contrattuali di *Hydro Release at Cost, at Risk* senza subordinare necessariamente il meccanismo alla scelta di una specifica modalità di affidamento. La quota di produzione da rendere disponibile e i relativi criteri economici dovrebbero essere determinati in modo da preservare l'equilibrio economico-finanziario della gestione, tenendo conto degli investimenti, degli obblighi concessori e dell'adeguata remunerazione del capitale.

Il primo percorso consiste nell'integrare il meccanismo nelle procedure competitive previste dalla disciplina vigente. In questa configurazione, l'obbligo di destinare una quota della produzione a contratti di lungo periodo dovrebbe essere definito preventivamente, insieme alle condizioni economiche e contrattuali applicabili, e incorporato nella documentazione di affidamento. La possibilità di introdurre un simile obbligo richiederebbe una base normativa adeguata e una verifica della sua compatibilità con la disciplina nazionale e regionale delle concessioni, non potendo essere desunta automaticamente dalla sola previsione delle procedure competitive.

La definizione anticipata delle condizioni avrebbe una rilevanza economica oltre che giuridica. I partecipanti potrebbero infatti formulare le proprie offerte conoscendo gli obblighi di destinazione della produzione e valutandoli congiuntamente ai canoni, agli investimenti richiesti e agli altri impegni concessori. La quota contrattualizzata, i criteri di determinazione del corrispettivo e le modalità di attribuzione dei rischi diventerebbero così componenti esplicite dell'equilibrio economico-finanziario della concessione. La loro introduzione dovrebbe essere accompagnata da criteri trasparenti e non discriminatori, evitando modifiche successive tali da alterare le condizioni originarie della competizione.

Un aspetto particolarmente rilevante riguarda il rapporto tra l'obbligo di *Hydro Release* e gli altri strumenti attraverso i quali viene attualmente valorizzata la risorsa idroelettrica. I canoni concessori, le compensazioni territoriali, gli obblighi ambientali e l'eventuale cessione di energia gratuita costituiscono componenti economiche e regolatorie che devono essere considerate congiuntamente. La destinazione di una quota della produzione a condizioni legate ai costi industriali potrebbe infatti ridurre il valore economico atteso della concessione e incidere sulle offerte formulate dai concorrenti. Occorrerebbe pertanto evitare sovrapposizioni non coordinate e valutare esplicitamente gli effetti sulle entrate delle amministrazioni concedenti e sulla capacità di investimento degli operatori.

Il secondo percorso riguarda l'eventuale introduzione, attraverso una riforma legislativa, di un diverso regime di gestione delle derivazioni idroelettriche, eventualmente fondato su un titolo autorizzativo, che consenta forme di continuità gestionale degli operatori esistenti associate a impegni verificabili di investimento, ammodernamento, sicurezza, tutela ambientale e accesso economico a una quota della produzione. In questa configurazione, Hydro Release costituirebbe una componente del nuovo regime economico e industriale di utilizzazione della risorsa idroelettrica, anziché un obbligo inserito in una procedura competitiva.

Questa ipotesi richiederebbe un intervento legislativo nazionale e una specifica verifica di compatibilità con il diritto dell'Unione europea e con gli impegni assunti dall'Italia nell'ambito del PNRR. Gli obblighi di investimento e di destinazione della produzione non costituirebbero, di per sé, un fondamento sufficiente per derogare alle procedure competitive. L'esperienza francese potrebbe offrire un riferimento per l'elaborazione della riforma, senza determinarne automaticamente l'ammissibilità nell'ordinamento italiano.

In entrambi i casi, il passaggio dalla proposta economica alla sua attuazione richiederebbe una disciplina sufficientemente precisa da definire le responsabilità delle amministrazioni concedenti, dei concessionari e dei soggetti incaricati dell'accesso alla produzione. Particolare attenzione dovrebbe essere riservata alla verifica degli obblighi contrattuali, al loro coordinamento con gli investimenti e alla disciplina delle conseguenze derivanti dall'eventuale mancato rispetto delle condizioni previste. La credibilità del meccanismo dipenderebbe infatti non soltanto dalla definizione iniziale degli impegni, ma anche dalla possibilità di verificarne l'effettiva applicazione durante la vita della concessione o del diverso titolo di gestione eventualmente introdotto.

La configurazione proposta trova inoltre un riferimento negli indirizzi della Commissione europea sui *Tripartite Contracts for Affordable Energy*, previsti dall'Action 6

*dell'Affordable Energy Action Plan* (COM(2025) 79 final). La cooperazione tra istituzioni pubbliche, produttori di energia e consumatori industriali, finalizzata a favorire contratti di lungo periodo e condizioni di approvvigionamento più prevedibili, offre una cornice di politica energetica coerente con *Hydro Release at Cost, at Risk*. In questa prospettiva, il soggetto pubblico definirebbe le condizioni regolatorie di valorizzazione della risorsa idroelettrica, il concessionario manterrebbe la responsabilità industriale della produzione e gli acquirenti assumerebbero impegni economici pluriennali e una quota effettiva dei rischi produttivi. La scelta delle categorie destinatarie, che potrebbero comprendere consumatori industriali, residenziali o entrambi, rimarrebbe affidata al decisore pubblico, nel rispetto delle disposizioni applicabili. Il richiamo all'Action 6 rafforza la giustificazione economica e istituzionale della proposta, senza costituire una deroga alla disciplina europea sugli aiuti di Stato.

La qualificazione del meccanismo ai fini della disciplina europea sugli aiuti di Stato richiede di distinguere le condizioni economiche di accesso alla risorsa idroelettrica dai successivi rapporti contrattuali di allocazione della produzione. Con riferimento al primo profilo, la Comunicazione della Commissione europea sulla nozione di aiuto di Stato (2016/C 262/01, paragrafi 53–56) distingue l'esercizio della funzione regolatoria dello Stato dalle operazioni attraverso le quali vengono attribuiti vantaggi economici mediante risorse pubbliche. Tale distinzione assume particolare rilievo qualora l'obbligo di destinare una quota della produzione a contratti Hydro Release at Cost, at Risk sia definito fin dall'origine tra le condizioni economiche di affidamento della concessione o di un eventuale diverso titolo autorizzativo. In questo caso, l'obbligo costituirebbe una componente del regime di utilizzazione della risorsa pubblica, da valutare unitariamente agli altri diritti e obblighi del concessionario, senza che ciò comporti automaticamente l'esclusione della disciplina sugli aiuti di Stato.

Quanto ai rapporti con gli acquirenti, l'esperienza dei CAPN francesi offre un riferimento contrattuale per l'attribuzione di diritti economici su una quota della produzione, senza trasferimento della proprietà o della gestione degli impianti. La partecipazione effettiva ai costi, agli investimenti e ai rischi produttivi può concorrere a configurare contratti economicamente equilibrati, la cui valutazione deve considerare l'insieme degli obblighi e dei diritti attribuiti alle parti. Un corrispettivo inferiore al prezzo corrente del mercato all'ingrosso non equivale pertanto, di per sé, a una fornitura sovvenzionata, ma neppure la sola copertura dei costi industriali dimostra automaticamente l'assenza di un vantaggio economico.

Restano dunque da verificare, secondo i criteri dell'articolo 107, paragrafo 1, TFUE e della Comunicazione della Commissione 2016/C 262/01, in particolare i paragrafi 38–56 e 73–84, l'eventuale coinvolgimento di risorse statali, l'imputabilità della misura allo Stato e l'esistenza di un vantaggio economico selettivo. La valutazione dovrebbe considerare anche l'eventuale incidenza dell'obbligo di cessione sulle entrate pubbliche e sul valore economico dei diritti attribuiti al gestore, distinguendo la funzione regolatoria dello Stato dalle situazioni nelle quali esso intervenga come operatore economico. Qualora, nella concreta configurazione del meccanismo, non ricorrano gli elementi costitutivi di un aiuto di Stato, la componente contrattuale non sarebbe soggetta all'obbligo di notifica preventiva previsto dall'articolo 108, paragrafo 3, TFUE. Questa verifica rimarrebbe distinta da quella relativa alla conformità delle modalità di affidamento o prosecuzione delle concessioni alla normativa nazionale ed europea applicabile.

La Figura 7 sintetizza i due possibili percorsi regolatori attraverso i quali potrebbe essere valutata l'introduzione di *Hydro Release at Cost, at Risk* nell'ordinamento italiano. Essa evidenzia come la medesima architettura economica possa essere considerata nell'ambito di configurazioni istituzionali differenti, ciascuna soggetta a specifiche condizioni giuridiche e procedurali. La scelta tra le due alternative rimane una decisione di politica pubblica, da assumere sulla base delle necessarie verifiche normative e delle valutazioni economiche e regolatorie.

## 5.3 Dalle evidenze economiche a una proposta di politica energetica e industriale

Le analisi economiche e le simulazioni sviluppate nei paragrafi precedenti indicano che la produzione idroelettrica nelle quattro regioni considerate — Lombardia, Piemonte, Valle d'Aosta e Veneto — genera un valore economico significativo, una parte del quale potrebbe essere condivisa con gli utilizzatori attraverso differenti modalità di valorizzazione contrattuale della produzione. La possibilità di realizzare tale condivisione preservando la sostenibilità economico-finanziaria delle concessioni richiede tuttavia verifiche specifiche sui costi industriali, sugli investimenti necessari e sulla remunerazione del capitale. Le ricostruzioni economiche e le simulazioni presentate nel lavoro non consentono di individuare direttamente una quota ottimale di produzione da destinare a contratti di lungo periodo, né di determinare un corrispettivo industriale valido per tutti gli impianti. Mostrano tuttavia uno spazio economico potenziale sufficientemente rilevante da giustificare l'approfondimento di strumenti contrattuali differenti dalla vendita ordinaria sul mercato elettrico.

La proposta di *Hydro Release at Cost, at Risk* si inserisce in questa prospettiva, individuando nella disciplina di gestione della risorsa idroelettrica uno strumento attraverso il quale affiancare agli obblighi di investimento e ai canoni concessori una destinazione contrattuale di parte della produzione a condizioni fondate sui costi industria-

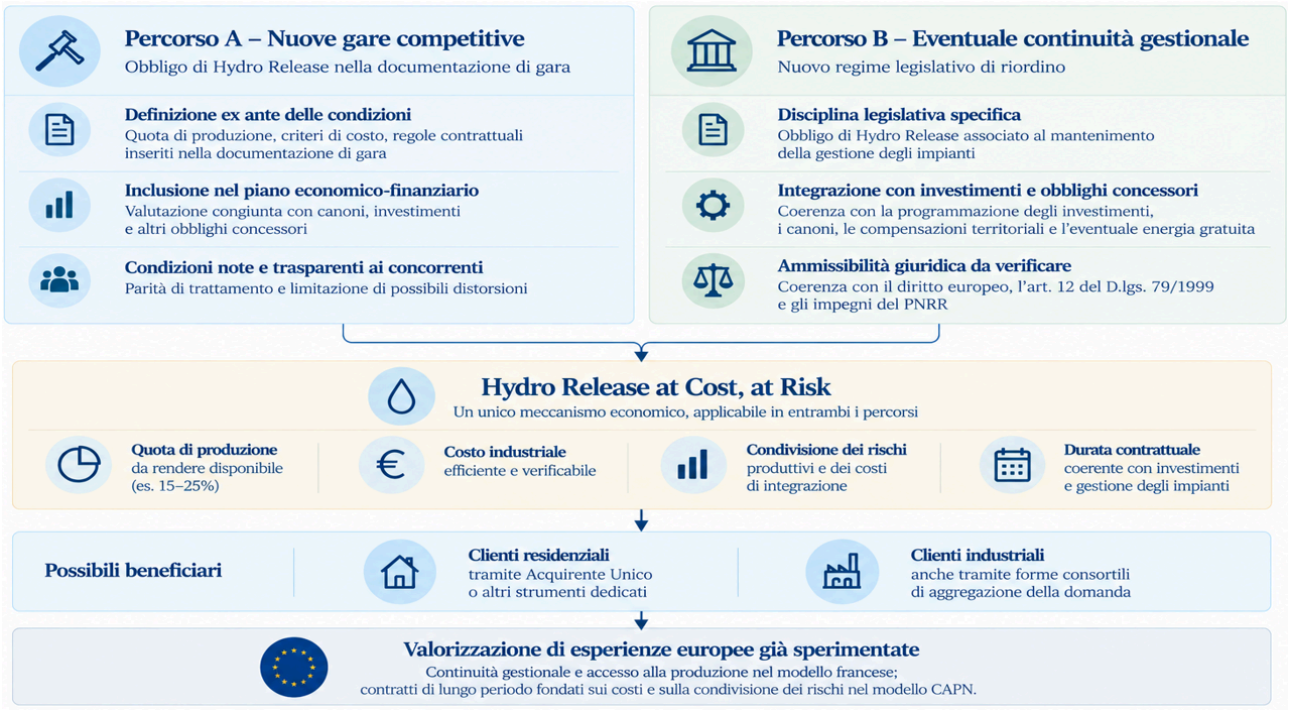



Figura 7: Hydro release at cost, at risk: architettura economica e possibili beneficiari

*Fonte: CESISP. Schema concettuale delle due possibili modalità di applicazione, non equivalenti sotto il profilo giuridico*

li e sulla condivisione dei rischi. Come illustrato nel paragrafo precedente, tale obbligo potrebbe essere incorporato fin dall'origine nelle condizioni delle procedure competitive oppure, nell'ambito di un'eventuale riforma legislativa, in un diverso regime di gestione fondato su titoli autorizzativi. I precedenti francesi e gli indirizzi europei sui contratti energetici di lungo periodo offrono riferimenti utili per approfondire questa configurazione, ferma restando la necessità di verificarne la compatibilità con la disciplina applicabile, anche ai fini degli aiuti di Stato.

Il passaggio successivo dovrebbe consistere in una sperimentazione analitica su un insieme rappresentativo di concessioni, ricostruendo i costi industriali effettivi, gli investimenti programmati, i profili di producibilità e i rischi associati alla produzione. Su questa base sarebbe possibile verificare differenti quote di energia contrattualizzabile, i benefici netti per gli utilizzatori e gli effetti sulla redditività dei concessionari e sulle entrate delle amministrazioni territoriali. L'analisi dovrebbe inoltre consentire di valutare l'equilibrio economico complessivo dei contratti, considerando gli impegni pluriennali e i rischi effettivamente assunti dagli acquirenti, anche ai fini della loro qualificazione giuridica. Un simile approfondimento permetterebbe di trasformare le evidenze aggregate del presente lavoro in una valutazione delle condizioni concrete di applicabilità del meccanismo.

La proposta di *Hydro Release at Cost, at Risk* indica dunque una possibile evoluzione della politica delle concessioni idroelettriche: non soltanto valorizzare la risorsa pubblica attraverso canoni e obblighi concessori, ma utilizzare le condizioni di accesso alla sua gestione per promuovere contratti di lungo periodo che consentano agli utilizzatori di partecipare ai costi e ai rischi della produzione, beneficiando di condizioni di approvvigionamento più prevedibili. La scelta delle categorie destinatarie e delle quote da rendere disponibili rimarrebbe affidata al decisore pubblico. Le evidenze presentate nel lavoro suggeriscono l'esistenza di un potenziale economico sufficientemente rilevante da giustificare ulteriori approfondimenti sulle condizioni di applicabilità di questa prospettiva, con l'obiettivo di conciliare competitività energetica, sostenibilità degli investimenti e tutela dell'interesse generale.

## BIBLIOGRAFIA

ARERA (2025), Rapporto sugli esiti del mercato elettrico del giorno prima nel biennio 2023–2024, Allegato A alla deliberazione 302/2025/R/eel, 30 giugno 2025.

Commissione europea (2015), DG Competition, procedimento AT.40276, *French Hydropower Concessions*, lettera del 23 ottobre 2015, C(2015) 7207 final. Estremi del procedimento richiamati nella successiva documentazione istituzionale della Commissione europea.

Commissione europea (2016), *Comunicazione della Commissione sulla nozione di aiuto di Stato di cui all'articolo 107, paragrafo 1, del trattato sul funzionamento dell'Unione europea*, 2016/C 262/01, Gazzetta ufficiale dell'Unione europea, C 262, 19 luglio 2016, pp. 1–50. https://eur-lex.europa.eu/legal-content/IT/TXT/?uri=CELEX:52016XC0719(05)

Commissione europea (2019), Procedura di infrazione 2018/2378, relativa alle concessioni idroelettriche francesi, lettera di messa in mora dell'8 marzo 2019. Estremi richiamati nella documentazione istituzionale europea e francese.

Commissione europea (2023), Decisione C(2023) 5284 e relativo allegato, revisione del Piano nazionale di ripresa e resilienza dell'Italia, con riferimento alla disciplina delle concessioni idroelettriche. https://commission.europa.eu/system/files/2023-07/C_2023_5284_1__annexe_EN.pdf

Commissione europea (2025a), *Action Plan for Affordable Energy*, Comunicazione COM(2025) 79 final, Bruxelles, 26 febbraio 2025, con particolare riferimento all'Action 6 sui Tripartite Contracts for Affordable Energy. https://energy.ec.europa.eu/strategy/affordable-energy_en

Commissione europea (2025b), *Commissioner Jørgensen announces first 2 sectorial tripartite contracts*, DG Energy, 5 settembre 2025. https://energy.ec.europa.eu/news/commissioner-jorgensen-announces-first-2-sectorial-tripartite-contracts-2025-09-05_en

Commissione europea (2026a), *Commission Staff Working Document accompanying the Report on Competition Policy 2025*, SWD(2026) 125 final, Bruxelles, 5 maggio 2026, con riferimento al procedimento AT.40276 e alla riforma francese delle concessioni idroelettriche. https://data.consilium.europa.eu/doc/document/ST-8986-2026-ADD-1/en/pdf

Commissione europea (2026b), *Commission Recommendation of 22 April 2026 on removing barriers to the development of power purchase agreements and other energy purchase agreements*, C(2026) 2676 final, Bruxelles, 22 aprile 2026. https://energy.ec.europa.eu/document/download/dfa0c3df-0384-4383-ac9e-cae4ab2114c7_en?filename=C_2026_2676_1_EN_ACT_part1_v4.pdf

Commissione europea (2026c), *EU-level tripartite agreements*, DG Energy, pagina istituzionale dedicata all'attuazione dell'Action 6 dell'Affordable Energy Action Plan. https://energy.ec.europa.eu/strategy/affordable-energy/eu-level-tripartite-agreements_en

Commission de régulation de l'énergie – CRE (2026), *Consultation publique sur les principes de définition des produits hydroélectriques mis aux enchères par EDF à la suite de la réforme du régime juridique des concessions hydroélectriques*, settembre 2026. https://www.cre.fr/actualites/toute-lactualite/la-cre-consulte-les-acteurs-sur-les-principes-de-definition-des-produits-hydroelectriques-mis-aux-encheres-par-edf-suite-a-la-reforme-du-regime-juridique-des-concessions-hydroelectriques.html

Corte di giustizia dell'Unione europea (2026), Sentenza del 3 settembre 2026, causa C-653/24, *Presidente del Consiglio dei Ministri contro Regione Emilia-Romagna*, ECLI:EU:C:2026:683, relativa all'applicabilità della direttiva 2006/123/CE alle concessioni di piccole derivazioni idroelettriche. https://curia.europa.eu/juris/liste.jsf?num=C-653/24

EDF (2025) — Contrats d'Allocation de Production Nucléaire (CAPN), Présentation de l'offre de souscription, novembre 2025. https://www.edf.fr/sites/groupe/files/202511/edfgroup_doaat_2025_souscription_presentation.pdf

EDF (2026), *Document d'enregistrement universel 2025*, sezione relativa ai contrats d'allocation de production, marzo 2026. https://www.edf.fr/sites/groupe/files/2026-03/2026-03-31-edf-urd-2025.pdf

Ministère de l'Économie, des Finances et de la Souveraineté industrielle et numérique (2026), *La loi visant à relancer les investissements dans le secteur de l'hydroélectricité pour contribuer à la transition énergétique a été promulguée le 29 juin 2026*, Direction des affaires juridiques. https://www.economie.gouv.fr/daj/la-loi-visant-relancer-les-investissements-dans-le-secteur-de-lhydroelectricite-pour-contribuer-la-transition-energetique-ete-promulguee-le-29

Presidenza del Consiglio dei ministri (2026), Disegno di legge recante «Bilancio di previsione dello Stato per l'anno finanziario 2027 e bilancio pluriennale per il triennio 2027–2029», approvato dal Consiglio dei ministri il 28 ottobre 2026 (seduta n. 195), testo bollinato del 30 ottobre 2026, art. 78.

Regione Lombardia (2025), *Grandi derivazioni idroelettriche e Hydrorelease*, presentazione del 24 luglio 2025, 13 slide.

Repubblica italiana (1999), Decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79, *Attuazione della direttiva 96/92/CE recante norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica*, articolo 12 e successive modificazioni, con riferimento alla disciplina delle grandi derivazioni idroelettriche. https://www.normattiva.it/uri-res/N2Ls?urn:nir:stato:decreto.legislativo:1999-03-16;79

République française (2026), *Loi n° 2026-554 du 29 juin 2026 visant à relancer les investissements dans le secteur de l'hydroélectricité pour contribuer à la transition énergétique*, Journal officiel de la République française, 30 giugno 2026. https://www.legifrance.gouv.fr/eli/loi/2026/6/29/ECOX2601450L/jo/texte

Sénat (2024), Éclairer l'avenir : l'électricité aux horizons 2035 et 2050, Rapport n. 714 (2023–2024), sezione sui contrats d'allocation de production nucléaire

# Appendice A

Fonti, metodologia e assunzioni delle elaborazioni

## A.1. Fonti e costruzione della base informativa

L'analisi economica delle concessioni idroelettriche è stata sviluppata attraverso l'integrazione di differenti fonti informative, con l'obiettivo di ricostruire i ricavi associati alla produzione elettrica, stimare i costi industriali e gli oneri concessori e valutare i margini operativi degli impianti considerati. La base informativa comprende l'anagrafica degli impianti elettrici di RSE, riferita al 2021, i dati delle offerte pubbliche e degli esiti del MGP pubblicati dal Gestore dei Mercati Energetici, le statisti-

che di produzione idroelettrica di Terna e le disposizioni regionali relative ai canoni concessori.

Le elaborazioni economiche documentate nel presente studio si riferiscono al triennio 2022–2024 e riguardano le grandi derivazioni idroelettriche considerate nel dataset, con particolare riferimento a Lombardia, Piemonte, Valle d'Aosta e Veneto. L'anagrafica RSE è stata utilizzata per identificare gli impianti e ricostruirne le principali caratteristiche tecniche, tra cui la potenza nominale. I dati GME, acquisiti attraverso i file giornalieri delle offerte pubbliche, sono stati utilizzati per ricostruire le quantità aggiudicate sul MGP e i relativi ricavi.

La disponibilità di informazioni con dettaglio temporale consente di tenere conto della distribuzione della produzione e dei prezzi, evitando di attribuire indistintamente a tutta l'energia un unico prezzo medio annuale. I volumi ricostruiti sono stati confrontati con la produzione idroelettrica netta nazionale rilevata da Terna. I risultati di tale confronto sono riportati nella Tabella 1 del paragrafo 2.1.

I volumi ricostruiti attraverso gli esiti del MGP sono stati confrontati con la produzione idroelettrica netta rilevata da Terna, distinguendo tre livelli territoriali: l'Italia nel suo complesso, la Lombardia e l'aggregato delle quattro regioni considerate nell'analisi (Lombardia, Piemonte, Valle d'Aosta e Veneto). I risultati dei confronti, riportati nelle Tabella 1, Tabella 2 e Tabella 3, consentono di valutare la copertura quantitativa del dataset rispetto alla produzione idroelettrica dei rispettivi territori, fermo restando che le quantità accettate sul MGP non coincidono necessariamente con la produzione fisica complessiva degli impianti.

Il rapporto tra le quantità osservate sul MGP e la produzione netta nazionale fornisce un indicatore della copertura quantitativa del dataset, ma non costituisce una misura statistica della rappresentatività del campione. Le due fonti misurano infatti grandezze differenti: gli esiti del mercato elettrico non coincidono necessariamente con l'intera produzione fisica degli impianti, che può essere valorizzata anche attraverso altri mercati o modalità contrattuali. Di conseguenza, i ricavi ricostruiti rappresentano il valore economico delle quantità osservate nel perimetro considerato e non necessariamente il fatturato complessivo dei concessionari.

Nelle elaborazioni economico-finanziarie è stata inoltre prevista l'esclusione delle osservazioni anomale, individuate sulla base di margini operativi lordi inferiori al −50% e di ricavi non congrui rispetto a quelli di impianti di potenza comparabile. Tali anomalie possono dipendere da circostanze operative straordinarie, da limiti nella ricostruzione dei ricavi attraverso il MGP oppure dalla valorizzazione di parte della produzione attraverso differenti mercati o modalità contrattuali. L'applicazione dei criteri di esclusione, il numero delle osservazioni interessate e i relativi effetti sui risultati aggregati costituiscono elementi essenziali per la verifica della robustezza delle stime e della loro riproducibilità.

## A.2. Stima dei costi industriali e dei canoni concessori

La ricostruzione dei costi industriali rappresenta uno degli aspetti metodologicamente più rilevanti dell'analisi. A differenza dei ricavi di mercato, direttamente ricostruibili attraverso gli esiti del MGP, non risultano disponibili in forma pubblica, sistematica e sufficientemente disaggregata informazioni omogenee sui costi di gestione delle singole concessioni idroelettriche. I bilanci delle società elettriche, frequentemente caratterizzate da attività diversificate, non consentono infatti di isolare sistematicamente i costi industriali delle singole derivazioni.

Per affrontare questo limite è stata adottata una metodologia parametrica, utilizzando un prospetto economico relativo a un impianto lombardo di piccola derivazione, riferito al periodo 2025–2054 come nella Tabella 9. Le principali voci di costo sono state rapportate alla potenza nominale dell'impianto, ottenendo parametri unitari successivamente applicati alle derivazioni considerate nel dataset. L'applicazione di tali parametri alle grandi derivazioni costituisce un'ipotesi di stima, resa necessaria dall'indisponibilità di informazioni economiche omogenee a livello di singola concessione. Le differenze dimensionali, tecnologiche e gestionali tra l'impianto di riferimento e quelli analizzati possono determinare scostamenti significativi nei costi unitari effettivi, anche in ragione delle economie di scala e delle diverse esigenze di manutenzione. Di conseguenza, i costi industriali e i margini operativi ricostruiti devono essere interpretati come risultati di un esercizio parametrico, e non come misure puntuali della redditività delle singole concessioni.

Tabella 9: Parametri unitari utilizzati per la stima dei costi

| Voce di costo | €/MW di potenza nominale |
|---|---|
| Personale | 58.058 |
| Assicurazioni | 3.353 |
| Manutenzione ordinaria | 25.084 |
| Materie prime, sussidiarie e di consumo | 929 |
| IMU | 6.490 |
| Altri costi di gestione | 11.132 |
| Ammortamenti | 4.286 |
| Totale | **109.331** |

*Fonte: elaborazioni CESISP sul prospetto economico di riferimento. Valori arrotondati all'euro.*

La ricostruzione degli oneri concessori deve pertanto essere considerata una stima, che può differire dagli importi effettivamente corrisposti dai singoli concessionari. Va infine precisato che i costi di manutenzione ordinaria sono compresi nella struttura parametrica adottata,

mentre il modello non contiene una valutazione autonoma e completa degli investimenti futuri di manutenzione straordinaria, ammodernamento e adeguamento ambientale. Gli ammortamenti stimati non possono essere automaticamente assimilati al fabbisogno prospettico di investimenti.

## A.3. Ricostruzione dei margini e simulazioni economiche

La redditività della produzione idroelettrica è ricostruita attraverso due indicatori: il margine operativo lordo (EBITDA), ottenuto sottraendo ai ricavi i costi operativi stimati e gli oneri concessori, e il risultato operativo (EBIT), che considera anche gli ammortamenti. La marginalità percentuale è calcolata rapportando l'EBIT ai ricavi, utilizzando, per gli aggregati territoriali e pluriennali, i valori complessivi delle due grandezze. Gli indicatori così ottenuti rappresentano stime economiche delle attività di produzione considerate e non coincidono necessariamente con i risultati contabili delle società concessionarie.

Su questa base sono sviluppate le simulazioni relative alla proposta lombarda della Quarta Via, assumendo la destinazione di una quota della produzione idroelettrica a contratti di lungo periodo con un prezzo di riferimento di 70 €/MWh. Sono considerate tre ipotesi di cessione, pari al 15%, 20% e 25% della produzione, applicate sia alla Lombardia sia all'aggregato delle quattro regioni dell'Arco alpino. Il prezzo di 70 €/MWh costituisce un'ipotesi convenzionale utilizzata ai fini della simulazione e non una stima certificata del costo industriale di produzione. Le simulazioni consentono di valutare congiuntamente gli effetti delle differenti ipotesi di cessione sui ricavi e sui risultati operativi dei concessionari, nonché sulle entrate delle amministrazioni concedenti.

I risultati devono tuttavia essere interpretati come valutazioni a parità delle altre condizioni. Non vengono considerate eventuali modifiche delle strategie di offerta degli operatori o dei prezzi di mercato conseguenti all'introduzione del meccanismo. Inoltre, la variabilità idrologica e il possibile disallineamento temporale tra produzione idroelettrica e profili di consumo comportano rischi che le simulazioni non quantificano integralmente, in particolare quelli relativi alla continuità delle forniture, al bilanciamento e alla copertura delle differenze tra energia effettivamente disponibile e fabbisogno degli acquirenti. Questi aspetti dovranno essere considerati nella definizione delle condizioni contrattuali e nella ripartizione dei rischi tra le parti.

## A.4. Limiti delle stime, trasparenza informativa e verificabilità dei risultati

L'analisi combina dati osservati sul mercato elettrico con stime dei costi industriali e degli oneri concessori. I risultati devono pertanto essere interpretati alla luce delle assunzioni adottate, della copertura parziale della produzione nazionale e delle differenze tecniche ed economiche tra gli impianti, che possono influenzarne i costi e la redditività.

La verificabilità delle elaborazioni richiede la tracciabilità delle fonti informative, delle procedure di acquisizione e collegamento dei dati, dei criteri di selezione delle osservazioni e dei parametri utilizzati nelle stime. Particolare attenzione deve essere riservata alla coerenza tra la ricostruzione dei ricavi, dei costi e dei margini operativi e le successive simulazioni economiche, affinché i risultati siano riproducibili e le differenze tra gli scenari possano essere ricondotte in modo trasparente alle ipotesi adottate.

Il presente esercizio intende anche richiamare l'attenzione sull'esigenza di una maggiore trasparenza economica nella gestione delle concessioni idroelettriche. Le difficoltà incontrate nella ricostruzione dei costi effettivi evidenziano infatti la limitata disponibilità pubblica di informazioni omogenee e sufficientemente disaggregate sui risultati economici delle singole concessioni. Si tratta di un limite particolarmente rilevante per attività che utilizzano una risorsa demaniale e gestiscono infrastrutture di interesse pubblico.

Le stime presentate non intendono quindi formulare giudizi definitivi sulla redditività dei singoli concessionari, ma offrire un primo riferimento quantitativo e, al tempo stesso, evidenziare l'utilità di una maggiore disponibilità di informazioni verificabili sui costi di gestione, sugli investimenti realizzati e programmati e sugli oneri concessori. Una maggiore trasparenza consentirebbe alle amministrazioni pubbliche di valutare più accuratamente l'efficienza della gestione, la remunerazione degli operatori e il valore economico delle concessioni, fornendo elementi conoscitivi più solidi per la definizione delle future gare, degli obblighi di investimento e delle eventuali forme di valorizzazione della produzione a beneficio del sistema economico.

La trasparenza economica non rappresenta quindi soltanto un'esigenza conoscitiva, ma una condizione importante per migliorare la qualità delle decisioni pubbliche sulla gestione della risorsa idroelettrica. In questa prospettiva, i margini ricostruiti costituiscono una base per valutare le possibili opzioni di policy, senza tuttavia rappresentare risorse finanziarie integralmente disponibili. La capacità effettiva di finanziare nuovi investimenti e forme di accesso all'energia a condizioni più competitive richiede infatti di considerare anche il fabbisogno futuro di capitale e la congrua remunerazione degli investimenti.

## A.5 Fonti normative utilizzate per la ricostruzione dei canoni concessori

**Normativa nazionale**

- Decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79, articolo 12, disciplina delle grandi derivazioni idroelettriche e dei relativi obblighi concessori.
- Decreti ministeriali di aggiornamento dei sovracanoni per i bacini imbriferi montani (BIM) e per gli enti rivieraschi, applicabili ai bienni 2022–2023 e 2024–2025.

**Regione Lombardia**

- Legge regionale 8 aprile 2020, n. 5, disciplina delle grandi derivazioni idroelettriche e delle componenti fissa e variabile dei canoni.
- Deliberazione della Giunta regionale 9 maggio 2016, n. X/5130, relativa al canone aggiuntivo.
- Decreto del dirigente di struttura 14 maggio 2025, n. 6703, aggiornamento del canone aggiuntivo.
- Decreto del dirigente di struttura 5 dicembre 2025, n. 18015, relativo alla componente fissa del canone.

**Regione Piemonte**

- Regolamento regionale 10 ottobre 2005, n. 6/R, disciplina dei canoni per l'utilizzo delle acque pubbliche.
- Regione Piemonte, tabelle annuali di aggiornamento dei canoni per uso delle acque pubbliche, annualità 2022, 2023 e 2024, pubblicate sul portale istituzionale regionale.

**Regione Autonoma Valle d'Aosta**

- Legge regionale 24 aprile 2023, n. 3, disposizioni in materia di grandi derivazioni idroelettriche.
- Legge regionale 19 dicembre 2023, n. 25, disposizioni relative alla componente variabile del canone.

**Regione del Veneto**

- Legge regionale 3 luglio 2020, n. 27, disposizioni relative al canone aggiuntivo.
- Legge regionale 4 novembre 2022, n. 24, disciplina regionale dei canoni delle grandi derivazioni idroelettriche, con decorrenza dal 2023.
- Deliberazione/CR della Giunta regionale n. 103/2025, richiamata nella ricostruzione delle componenti concessorie per le annualità 2024–2025.

# Appendice B

Disaggregazione regionale dei ricavi, degli oneri concessori e dei risultati economici della produzione idroelettrica (2022–2024).

L'Appendice B integra l'analisi economica sviluppata nel paragrafo 3, riportando per ciascuna delle quattro regioni considerate la ricostruzione annuale dei ricavi valorizzati sul MGP, degli oneri concessori e dei costi industriali stimati. I prospetti consentono di esaminare la formazione dell'EBITDA e dell'EBIT e di confrontare l'incidenza delle diverse componenti economiche sui ricavi, secondo i criteri metodologici illustrati nell'Appendice A. I risultati si riferiscono al perimetro degli impianti incluso nelle elaborazioni economiche e non costituiscono una ricostruzione dei bilanci contabili dei concessionari.

Tabella 10: Ricavi, oneri concessori e risultati economici stimati in Lombardia, 2022–2024

| Indicatore | 2022 | 2023 | 2024 |
|---|---|---|---|
| Ricavi MGP (€ mln) | 1.172,7 | 635,0 | 948,8 |
| Canoni concessori (€ mln) | 148,6 | 200,4 | 171,4 |
| Costi operativi (€ mln) | 145,4 | 145,4 | 141,9 |
| EBITDA (€ mln) | 878,6 | 289,2 | 635,5 |
| Ammortamenti stimati (€ mln) | 5,9 | 5,9 | 5,8 |
| EBIT (€ mln) | 872,6 | 283,2 | 629,7 |
| EBIT / Ricavi | 74,4% | 44,6% | 66,4% |

*Fonte: elaborazioni CESISP su dati GME, normativa concessoria regionale e stime dei costi industriali secondo la metodologia dell'Appendice A. Valori arrotondati*

Tabella 11: Ricavi, oneri concessori e risultati economici stimati in Piemonte, 2022–2024

| Indicatore | 2022 | 2023 | 2024 |
|---|---|---|---|
| Ricavi MGP (€ mln) | 538,6 | 277,6 | 424,5 |
| Canoni concessori (€ mln) | 111,1 | 150,9 | 138,3 |
| Costi operativi (€ mln) | 124,8 | 118,4 | 110,7 |
| EBITDA (€ mln) | 302,8 | 8,4 | 175,4 |
| Ammortamenti stimati (€ mln) | 5,1 | 4,8 | 4,5 |
| EBIT (€ mln) | 297,7 | 3,5 | 170,9 |
| EBIT / Ricavi | 55,3% | 1,3% | 40,3% |

*Fonte: elaborazioni CESISP su dati GME, normativa concessoria regionale e stime dei costi industriali secondo la metodologia dell'Appendice A. Valori arrotondati*

Tabella 12: Ricavi, oneri concessori e risultati economici stimati in Valle d'Aosta, 2022–2024

| Indicatore | 2022 | 2023 | 2024 |
|---|---|---|---|
| Ricavi MGP (€ mln) | 688,1 | 309,9 | 349,4 |
| Canoni concessori (€ mln) | 79,9 | 74,4 | 79,7 |
| Costi operativi (€ mln) | 88,2 | 90,1 | 90,1 |
| EBITDA (€ mln) | 519,9 | 145,5 | 179,7 |
| Ammortamenti stimati (€ mln) | 3,6 | 3,7 | 3,7 |
| EBIT (€ mln) | 516,3 | 141,8 | 176,0 |
| EBIT / Ricavi | 75,0% | 45,8% | 50,4% |

*Fonte: elaborazioni CESISP su dati GME, normativa concessoria regionale e stime dei costi industriali secondo la metodologia dell'Appendice A. Valori arrotondati*

Tabella 13: Ricavi, oneri concessori e risultati economici stimati in Veneto, 2022–2024

| Indicatore | 2022 | 2023 | 2024 |
|---|---|---|---|
| Ricavi MGP (€ mln) | 541,9 | 274,5 | 337,6 |
| Canoni concessori (€ mln) | 92,8 | 80,0 | 91,0 |
| Costi operativi (€ mln) | 86,3 | 87,1 | 87,1 |
| EBITDA (€ mln) | 362,9 | 107,3 | 159,5 |
| Ammortamenti stimati (€ mln) | 3,5 | 3,6 | 3,6 |
| EBIT (€ mln) | 359,4 | 103,8 | 155,9 |
| EBIT / Ricavi | 66,3% | 37,8% | 46,2% |

*Fonte: elaborazioni CESISP su dati GME, normativa concessoria regionale e stime dei costi industriali secondo la metodologia dell'Appendice A. Valori arrotondati*

Tabella 14: Incidenza dei canoni concessori sui ricavi MGP per regione, 2022–2024

| Regione | 2022 | 2023 | 2024 |
|---|---|---|---|
| Lombardia | 12,7% | 31,6% | 18,1% |
| Piemonte | 20,6% | 54,3% | 32,6% |
| Valle d'Aosta | 11,6% | 24,0% | 22,8% |
| Veneto | 17,1% | 29,2% | 26,9% |
| Totale quattro regioni | 14,7% | 33,8% | 23,3% |

*Fonte: elaborazioni CESISP sui ricavi MGP e sui canoni concessori ricostruiti per regione, 2022–2024.Incidenza calcolata come rapporto tra canoni concessori complessivi stimati e ricavi MGP; valori arrotondati a un decimale*

La disaggregazione regionale evidenzia differenze significative nella composizione dei ricavi della produzione idroelettrica e, in particolare, nell'incidenza degli oneri concessori. Nell'aggregato delle quattro regioni, il rapporto tra canoni concessori stimati e ricavi MGP passa dal 14,7% nel 2022 al 33,8% nel 2023, per ridursi al 23,3% nel 2024. Tale andamento riflette la combinazione tra la forte variabilità dei ricavi di mercato e una dinamica degli oneri concessori relativamente meno pronunciata.

Le differenze territoriali risultano particolarmente evidenti nel 2023. In Piemonte, i canoni concessori assorbono il 54,3% dei ricavi MGP, a fronte del 31,6% della Lombardia, del 29,2% del Veneto e del 24,0% della Valle d'Aosta. Nello stesso anno, il Piemonte registra un EBIT stimato pari a circa 3,5 milioni di euro, corrispondente all'1,3% dei ricavi, mentre nelle altre regioni la marginalità operativa rimane significativamente superiore. Il confronto mostra come, a parità di condizioni generali del mercato elettrico, la diversa incidenza degli oneri concessori e delle altre componenti di costo possa accompagnarsi a risultati economici territoriali molto differenti.

Un ulteriore elemento emerge dal confronto tra ricavi e costi industriali stimati. Questi ultimi, essendo determinati prevalentemente sulla base della potenza degli impianti inclusi nel campione, presentano una variabilità annuale contenuta rispetto a quella dei ricavi MGP. Ne consegue che le oscillazioni dei prezzi e delle quantità valorizzate sul mercato si riflettono in misura rilevante sui margini operativi, con effetti differenti in funzione della struttura economica delle concessioni e del peso degli oneri concessori.

I risultati devono essere interpretati alla luce dei limiti metodologici illustrati nell'Appendice A. In particolare, i canoni sono ricostruiti mediante le disposizioni regionali applicabili e le assunzioni adottate nell'analisi, mentre i costi industriali derivano da parametri di stima e non da dati contabili individuali. Le differenze osservate non consentono pertanto di identificare separatamente gli effetti delle caratteristiche tecniche degli impianti, delle condizioni idrologiche e delle specifiche discipline concessorie. Esse documentano tuttavia l'importanza di considerare le condizioni economiche delle singole concessioni, evitando di assumere la marginalità media aggregata come indicatore sufficiente della loro capacità di sostenere nuovi obblighi economici o di investimento.