

ALLEGATO 5

PIANO ECONOMICO-FINANZIARIO (PEF) ISTRUTTORIO

Concessione di Resio

- **PIANO ECONOMICO-FINANZIARIO**
- **PRINCIPALI VOCI DEL PEF – IPOTESI**
 - **INDENNIZZI E PREZZI**
 - **TASSO DI INFLAZIONE**
 - **RICAVI DI VENDITA**
 - **COSTI OPERATIVI**
 - **IMPOSTE E TASSE**
 - **INVESTIMENTI IN MANUTENZIONE STRAORDINARIA E POLITICHE DI AMMORTAMENTO**
 - **STRUTTURA FINANZIARIA**
- **INDICI CARATTERISTICI**
- **SOSTENIBILITA' ECONOMICA DEL PEF**

INDICE

1	PIANO ECONOMICO-FINANZIARIO	4
2	PRINCIPALI VOCI DEL PEF – IPOTESI.....	5
2.1	INDENNIZZI E PREZZI.....	5
2.2	TASSO DI INFLAZIONE	8
2.3	RICAVI DI VENDITA.....	8
2.3.1	PREZZI DI GENERAZIONE DELL'ENERGIA ELETTRICA	8
2.3.2	GENERAZIONE DI ENERGIA ELETTRICA.....	9
2.3.3	PREMIO O SCONTO SU PREZZO NORD	10
2.3.4	MODALITÀ DI CESSIONE (I.E. TENSIONE) DELL'ENERGIA ELETTRICA	13
2.3.5	PRESENZA DI EVENTUALI INCENTIVI (ES. EX-CERTIFICATI VERDI) .	13
2.3.6	PARTECIPAZIONE ALLA REGOLAZIONE DI FREQUENZA.....	13
2.4	COSTI OPERATIVI	14
2.4.1	ORGANIGRAMMA E COSTO DEL PERSONALE.....	14
2.4.2	CANONI.....	18
2.4.3	COSTI ASSICURATIVI	20
2.4.4	CONTRIBUTO ARERA	21
2.4.5	IMU.....	21
2.4.6	COSTI DI MANUTENZIONE ORDINARIA E ALTRI COSTI DI O&M....	21
2.4.7	OBBLIGO ITTIOGENICO	22
2.4.8	COSTI SPECIFICI DI CONCESSIONE	22
2.4.9	CORRISPETTIVI PER I SERVIZI EROGATI DA TERNA	23
2.4.10	CONTRIBUTO MIT	24
2.4.11	CONSUMI DI ENERGIA PER IL POMPAGGIO	24
2.5	IMPOSTE E TASSE.....	24
2.6	INVESTIMENTI IN MANUTENZIONE STRAORDINARIA E POLITICHE DI AMMORTAMENTO	25
2.7	STRUTTURA FINANZIARIA.....	28
2.7.1	PATRIMONIO NETTO	28
2.7.2	TASSI DI INTERESSE ATTIVI E PASSIVI	29
2.7.3	ALTRE IPOTESI DI STATO PATRIMONIALE.....	29
3	INDICI CARATTERISTICI.....	30

4	SOSTENIBILITA' ECONOMICA DEL PIANO	31
	APPENDICE 1 - COSTI O&M	32
	APPENDICE 2 – QUADRO NORMATIVO	34
	ALLEGATO 1.....	38
	ALLEGATO 2.....	45

1 PIANO ECONOMICO-FINANZIARIO

Per la realizzazione del piano economico-finanziario (“PEF”) si sono identificati i fenomeni – e le relative voci di ricavo e di costo – che determinano il reddito di gestione di una concessione idroelettrica:

- a) la quantità di energia producibile – attuale e prospettica – anche tenendo in conto i vincoli di fornitura alla Regione¹ e agli enti locali;
- b) il prezzo di vendita dell’energia prodotta;
- c) la struttura organizzativa-tipo di una concessione ed il costo del lavoro;
- d) i costi per le manutenzioni ordinarie;
- e) gli altri costi fissi, compresi i costi assicurativi;
- f) le tasse e le imposte;
- g) gli interventi di manutenzione straordinaria;
- h) la struttura finanziaria e relativi costi;
- i) la politica di dividendi.

Il PEF è formalizzato secondo gli schemi tipici dei prospetti economico-finanziari “pro forma” che simulano l’andamento economico di un’azienda – una società a sé stante – esercente solamente la concessione in oggetto, lungo l’orizzonte temporale considerato²: conto economico, stato patrimoniale e rendiconto finanziario. Tali documenti sono riportati in Allegato 1.

I livelli generali di redditività del PEF sono stati confrontati con gli indici di redditività di aziende idroelettriche “pure” (nel senso che esercitano solo quest’attività) operanti in Italia e sono risultati conformi.

Si indicano di seguito le ipotesi, generali e specifiche, inserite nel PEF.

¹ Legge Regione Lombardia n. 23/2019, art. 31, c. 2: “I soggetti di cui al comma 1, relativamente alle grandi derivazioni idroelettriche insistenti sul territorio regionale, sono tenuti, a decorrere dall'annualità 2020, a fornire gratuitamente alla Regione energia elettrica, nella misura di 220 chilowattora (kWh) per ogni chilowatt (kW) di potenza nominale media di concessione, ai fini della relativa destinazione ai servizi pubblici e alle categorie di utenti individuati ai sensi del comma 3, fermo restando che la fornitura di energia è destinata almeno al 50 per cento a servizi pubblici e categorie di utenti dei territori provinciali interessati dalle derivazioni, come previsto all'articolo 12, comma 1 quinquies, del d.lgs. 79/1999”.

D. Lgs. 16 marzo 1999, n. 79, art. 12 c. 1-quinquies: “Nelle concessioni di grandi derivazioni a scopo idroelettrico, le regioni possono disporre con legge l'obbligo per i concessionari di fornire annualmente e gratuitamente alle stesse regioni 220 kWh per ogni kW di potenza nominale media di concessione, per almeno il 50 per cento destinata a servizi pubblici e categorie di utenti dei territori provinciali interessati dalle derivazioni”.

² L’orizzonte temporale di riferimento è pari a 30 anni.

2 PRINCIPALI VOCI DEL PEF – IPOTESI

Il PEF è redatto secondo un criterio generale di prudenza, al fine di dare all'Amministrazione pubblica un'idea realistica della redditività della concessione. Ove si presentava una scelta, questa si è orientata verso la sovrastima dei costi e la sottostima dei ricavi. Questo criterio porta alla prudente sottostima del canone massimo ottenibile.

2.1 INDENNIZZI E PREZZI

Tra le principali ipotesi del PEF vi sono le correnti disposizioni di legge in tema di **indennizzi e prezzi** da corrispondere al concessionario uscente da parte del nuovo concessionario.

In particolare:

- la legge statale dispone che:
 - per i beni di cui all'art. 25 c. 1 del R.D. 1775/1933 (di seguito “**BGD**” – beni gratuitamente devolvibili), a fronte di investimenti sostenuti dal concessionario e autorizzati dal concedente, sia corrisposto un indennizzo pari al valore non ammortizzato del bene;
 - per i beni di cui all'art. 25 c. 2 del R.D. 1775/1933 (di seguito “**BNGD**” – beni non gratuitamente devolvibili), sia corrisposto un prezzo da quantificare al netto dei beni ammortizzati, secondo specifiche indicazioni della stessa legge³.
- la legge regionale:
 - per i BGD, dispone indennizzi identici a quelli della legge statale; il criterio di quantificazione è precisato essere il ‘valore contabile residuo’ della parte d’investimento non ammortizzato⁴;

³ Art. 12, comma 1. del d. lgs. 16 marzo 1999, n. 79: “(…) In caso di esecuzione da parte del concessionario, a proprie spese e nel periodo di validità della concessione, di investimenti sui beni di cui al primo periodo, purché previsti dall'atto di concessione o comunque autorizzati dal concedente, alla riassegnazione della concessione secondo le procedure di cui ai commi seguenti, è riconosciuto al concessionario uscente, per la parte di bene non ammortizzato, un indennizzo pari al valore non ammortizzato, fermo restando quanto previsto dall'articolo 26 del testo unico di cui al regio decreto n. 1775 del 1933. Per i beni diversi da quelli previsti dai periodi precedenti si applica la disciplina stabilita dall'articolo 25, commi secondo e seguenti, del testo unico di cui al regio decreto n. 1775 del 1933, con corresponsione del prezzo da quantificare al netto dei beni ammortizzati, sulla base del comma 1-ter del presente articolo, (...)”.

⁴ Legge Regionale 8 aprile 2020, n. 5 – Art. 2, comma 4: “Nel caso in cui il concessionario uscente abbia eseguito, a proprie spese e nel periodo di validità della concessione, investimenti sulle opere di cui al comma 1, purché previsti dall'atto di concessione o comunque autorizzati dall'autorità concedente, lo stesso concessionario può richiedere alla Regione un indennizzo pari al valore della parte di opera non ammortizzata, fermo restando quanto previsto all'articolo 26 del r. d. 1775/1933.

Il concessionario al quale sia stata consentita la prosecuzione, oltre la scadenza della concessione, dell'esercizio

- per i BNGD, rinvia alle leggi statali⁵.

Concretamente, si tratta di stabilire **2 importi**, a fronte di:

- indennizzi per investimenti non ammortizzati su beni mobili e immobili relativi ai BGD;
- prezzi per i BNGD, mobili e immobili.

Questi importi costituiscono un esborso finanziario per l'assegnatario della concessione e un introito per il concessionario uscente⁶.

Al fine di determinare questi importi, occorre stabilire alcune ipotesi di lavoro.

- Le leggi statale e regionale fanno riferimento alla figura del "progetto di concessione", con facoltà del concorrente all'assegnazione della concessione di scegliere quali beni mobili e immobili utilizzare.

In questo lavoro, si fa l'**ipotesi che il "progetto aggiudicatario della nuova concessione" comprenda tutti i beni disponibili e funzionanti, al momento utilizzati dall'attuale concessionario**. Quest'ipotesi si giustifica perché:

- l'utilizzo dell'insieme dei beni esistente è l'ipotesi più razionale, considerato lo stato di manutenzione dei beni e il costo della mancata produzione nel quale incorrerebbe chi volesse sostituire integralmente o anche parzialmente gli impianti;
- non è possibile prevedere le possibili diverse scelte dei concorrenti.
- Le leggi determinano che il prezzo per i BNGD è quantificato sulla base di dati reperibili da atti contabili e che il diritto all'indennizzo per i BGD sorge in base ad un investimento autorizzato dal concedente.

I dati reperibili da atti contabili non sono compresi nella documentazione fornita nel rapporto di fine concessione del concessionario, né è stata fornita la perizia asseverata con la ricostruzione del valore contabile residuo dei beni.

dell'impianto di grande derivazione ad uso idroelettrico ai sensi dell'articolo 23, commi 1 e 2, è comunque tenuto, fino al termine di cui all'articolo 3, comma 12, all'esecuzione degli interventi di manutenzione, ordinaria e straordinaria, necessari a garantire la sicurezza degli impianti e il regolare funzionamento delle opere di cui al comma 1; per gli interventi eccedenti l'ordinaria manutenzione, autorizzati o richiesti dall'amministrazione concedente, è riconosciuto un indennizzo, limitatamente alla parte di intervento non ammortizzato, in termini di valore contabile residuo, entro la scadenza di cui all'articolo 3, comma 12".

⁵ Legge Regionale 8 aprile 2020, n. 5 – Art. 2, comma 5: "Ai fini dell'acquisizione dei beni diversi da quelli di cui al comma 1, nel caso ciò fosse necessario per l'assegnazione della concessione, si applicano le disposizioni di cui all'articolo 25, comma 2 e seguenti, del r.d. 1775/1933, con corresponsione all'avente diritto di un prezzo determinato secondo le modalità e i criteri indicati all'articolo 12, comma 1-ter, lettera n), del d.lgs. 79/1999".

⁶ Verosimilmente, questi importi saranno indicati nel regolamento di gara per l'assegnazione della nuova concessione, al fine di dare certezza sull'investimento iniziale da sostenere per acquistare gli impianti dal concessionario uscente e per indennizzarlo (ove questo sia dovuto).

Per la determinazione dei valori di prezzi e indennizzi, i relatori del presente lavoro hanno acquisito i risultati di una relazione di stima dei valori – in termini di Valore Contabile Netto (VCN), secondo il dettato dell'art. 12 – comma 1 e comma 1-ter, lettera n) – del D. Lgs. 79/1999 e dell'art. 13, comma 1, lettera o), della L. R. n. 5/2020⁷ – redatta separatamente per Regione Lombardia.

Secondo questa relazione, in assenza dei dati contabili storici, il VCN dei BNGD è stato stimato:

- ricostruendo il costo d'acquisto storico dei beni o degli investimenti, con l'uso di un deflatore⁸, partendo dal valore di ricostruzione attuale;
- ammortizzando il costo d'acquisto storico così ottenuto con le aliquote fiscali rilevanti, iniziando dal più recente anno di costruzione (o di ricostruzione) dell'impianto, come rilevato nel corso delle visite di ricognizione.

Per la concessione di Resio, il VCN è stato stimato come segue:

- l'indennizzo per i BGD è pari a **€ 52.340**;
 - il prezzo dei BNGD è pari a **€ 319.824**.
- Infine, è opportuno segnalare che le stime del VCN sono state svolte sulla base della situazione dei beni e delle opere rilevata nel luglio del 2021. Il valore di ricostruzione è stato aggiornato a prezzi del 2023.

Poiché il diritto del concessionario uscente a ricevere l'indennizzo e il prezzo sorgerà all'inizio della nuova concessione – ipotizzata avvenire il 1.1.2025 –, per calcolarne con precisione gli importi occorrerà aggiornare a quella data la situazione relativa agli interventi di manutenzione straordinaria non ancora ammortizzati.

Di seguito, sono elencate le altre ipotesi del PEF.

⁷ Art. 12, comma 1-ter, lett. n) del d. lgs. 16 marzo 1999, n. 79: "... l'utilizzo dei beni di cui all'articolo 25, secondo comma, del testo unico di cui al regio decreto n. 1775 del 1933, nel rispetto del codice civile, secondo i seguenti criteri: 1) per i beni mobili di cui si prevede l'utilizzo nel progetto di concessione, l'assegnatario corrisponde agli aventi diritto, all'atto del subentro, un prezzo, in termini di valore residuo, determinato sulla base dei dati reperibili dagli atti contabili o mediante perizia asseverata; in caso di mancata previsione di utilizzo nel progetto di concessione, per tali beni si procede alla rimozione e allo smaltimento secondo le norme vigenti a cura ed onere del proponente; 2) per i beni immobili dei quali il progetto proposto prevede l'utilizzo, l'assegnatario corrisponde agli aventi diritto, all'atto del subentro, un prezzo il cui valore è determinato sulla base dei dati reperibili dagli atti contabili o mediante perizia asseverata sulla base di attività negoziale tra le parti; 3) i beni immobili dei quali il progetto proposto non prevede l'utilizzo restano di proprietà degli aventi diritto; ...". Legge Regionale 8 aprile 2020, n. 5 – Art. 13, comma 1, lettera o): "o) stabilisce il prezzo base dei beni di cui all'articolo 2, comma 5, da corrispondere in favore degli aventi diritto in ragione del loro utilizzo, in applicazione dell'articolo 12, comma 1-ter, lettera n), del d.lgs. 79/1999".

⁸ ISTAT - Indici dei prezzi al consumo per le famiglie di operai e impiegati - Anni 1861-2015.

2.2 TASSO DI INFLAZIONE

Il PEF della concessione in oggetto è stato elaborato in termini nominali, includendo cioè l'effetto dell'inflazione.

Il tasso di inflazione annuo adottato è pari al 2%, costante lungo l'orizzonte temporale di riferimento.

Tale valore coincide con il tasso d'inflazione a lungo termine obiettivo della Banca Centrale Europea e quindi può essere considerato un indicatore di buona approssimazione e attendibilità. Per gli anni fino al 2025, invece, si sono adottati tassi di inflazione più alti: 3,9% (2021), 11,6% (2022), 5,3% (2023), 2,9% (2024) e 2,1% (2025).

2.3 RICAVI DI VENDITA

Le variabili determinanti dei ricavi prese in considerazione nel PEF sono le seguenti:

- a) Prezzi di generazione dell'energia elettrica, espressi in €/MWh;
- b) Generazione di energia elettrica, espressa in MWh per anno;
- c) Premio o sconto sul prezzo NORD, in base alla modulabilità della produzione attorno alle fasce di produzione (F1, F2, F3);
- d) Modalità di cessione (i.e. tensione) dell'energia elettrica.

Vi sono poi alcune altre variabili di cui invece non si è tenuto conto nel PEF:

- e) Presenza di eventuali incentivi (es. ex-Certificati Verdi);
- f) Ricavi derivanti dalla partecipazione alla regolazione di frequenza nel sistema elettrico italiano.

2.3.1 PREZZI DI GENERAZIONE DELL'ENERGIA ELETTRICA

Per i prezzi prospettici dell'energia elettrica, si è ipotizzata la cessione dell'energia al prezzo zonale per l'Italia del Nord (c.d. prezzo NORD)⁹, rettificata per la rilevante tensione di consegna, ove rilevante.

Inoltre, sono stati determinati tre diversi scenari, a prezzi 2023:

⁹ Si è scelto il prezzo NORD come prezzo di riferimento più opportuno, per la prossimità della zona ai luoghi di produzione. Il prezzo NORD si riferisce a Val D'Aosta, Piemonte, Liguria, Lombardia, Trentino, Veneto, Friuli-Venezia Giulia, Emilia-Romagna.

- “Alto” – prezzo NORD pari a € 92,5/MWh,
- “Medio” (scenario di riferimento) – prezzo NORD pari a € 62,5/MWh,
- “Basso” – prezzo NORD pari a € 58/MWh¹⁰.

Nel PEF non sono state considerate la possibilità di concorrere per la **remunerazione di disponibilità di capacità produttiva** e la **gestione commerciale del portafoglio impianti** (trading e relative coperture), perché queste pratiche corrispondono alla personale e soggettiva capacità di gestione di ogni operatore e, pertanto, non sono generalizzabili.

2.3.2 GENERAZIONE DI ENERGIA ELETTRICA

La quantità di energia prodotta dalla concessione è stata riferita ad un ‘anno-tipo’, caratterizzante la produzione della concessione stessa. La produzione di un anno-tipo – espressa in MWh per anno – è stata calcolata come media delle produzioni degli anni 2010-2022¹¹, rilevate dal rapporto di fine concessione del concessionario e dai dati di fonte Terna. Questi dati sono stati considerati come esemplificativi dell’effettiva produzione della concessione; pertanto, la produzione di ogni anno-tipo è stata inserita come costante nell’orizzonte temporale di riferimento.

È concepibile che le produzioni effettive in alcuni di questi anni siano state inferiori all’energia producibile con l’acqua disponibile, perché le fermate per interventi di manutenzione straordinaria sugli impianti possono aver causato perdite di produzione. Si è ritenuto di non normalizzare in questo senso – e cioè in aumento – le produzioni storiche sia perché non si conoscono le grandezze delle riduzioni di produzione, sia per prudenza di redazione del PEF.

¹⁰ Dal mese di giugno 2021, il PUN ha iniziato una salita che segna una discontinuità rispetto al passato. Infatti, mentre la media del PUN tra il 2004 e il 2020 è stata di circa €60/MWh, il prezzo di dicembre 2022 è stato di €294,91/MWh. Nonostante la corrente discontinuità, si è ritenuto di mantenere gli scenari di prezzi a livelli non lontani dai prezzi del recente passato, per questi motivi:

- l’incremento di prezzi dell’energia è considerato essere permanente, ma il livello dell’autunno del 2021 e del 2022 è probabilmente una punta;
- il D.L. n. 4/2022, all’art. 15-bis, ha previsto che, a decorrere dalla data dell’1/2/2022 e fino alla data del 31/12/2022, sia applicato un meccanismo a due vie sul prezzo dell’energia immessa in rete da alcune categorie di impianti di energie rinnovabili. Il provvedimento si applica anche agli impianti idroelettrici, non incentivati, entrati in esercizio prima del 1/1/2010. Concretamente, per gli impianti idroelettrici del Nord Italia, il provvedimento mette in pratica un price cap a €58/MWh;
- è possibile che il Governo continui con la politica di separazione del prezzo delle energie rinnovabili dal costo dell’energia termoelettrica, tuttavia fissando un livello che sia remunerativo per le fonti rinnovabili;
- in questo caso, l’intorno di prezzi tra €60 e €65/MWh, considerato remunerativo per l’energia rinnovabile, potrebbe essere un valido riferimento per il futuro.

¹¹ Con esclusione dei valori massimo e minimo.

Inoltre, per prudenza, il PEF tiene conto di specifici giorni di fermo-impianto, per future manutenzioni straordinarie, quale ulteriore fattore di diminuzione della produzione di un anno-tipo.

Si evidenzia di seguito il valore di generazione di energia elettrica utilizzato per ognuno degli anni del PEF. Questo valore consiste, in particolare, nella media delle produzioni degli anni 2010-2022 rilevata dai dati di produzione storici di Terna per l'impianto in esame (UP_RESIO_1).

Codice UP	Centrale	MWh/a
UP_RESIO_1	Resio	29.121
TOTALE		29.121

Tabella 1 – Generazione di energia elettrica annua

Poiché il rapporto di fine concessione del concessionario Linea Green non indica la producibilità annua media dell'impianto, non è stato possibile confrontare tale valore con quello del PEF.

La producibilità per gli anni del PEF è stata ridotta, per tener conto dell'impatto del futuro deflusso ecologico. Una completa illustrazione dell'impatto si trova nell'Allegato 3 – Relazione tecnico-amministrativa, al capitolo "Produzione e producibilità".

La producibilità adottata nel PEF è **28.481.945,62 kWh/anno**.

Come indicato al punto 2.4.8, al fine del calcolo dei ricavi, si è tenuto conto di un'ulteriore minor produzione di 1.180.000 kWh/anno.

2.3.3 PREMIO O SCONTO SU PREZZO NORD

Ferma la possibilità dei produttori di vendere e acquistare energia elettrica al prezzo ritenuto più conveniente, il riferimento statistico utilizzato in questo studio è determinato dai prezzi orari, in termini sia di prezzo unico nazionale (PUN) sia di prezzo zonale NORD¹², rilevati dal Gestore dei mercati energetici (GME).

I prezzi sono variabili nel corso di una stessa giornata, tra giorni della settimana, nei mesi dell'anno e tra anno e anno. La loro variabilità dipende da un insieme di fattori: domanda di elettricità, disponibilità delle unità di produzione, condizioni di congestione del sistema, offerta

¹² **Prezzo unico nazionale (PUN) orario:** media dei prezzi zionali di MGP ponderata con gli acquisti totali, al netto degli acquisti dei pompaggi e delle zone estere.

Mercato del giorno prima (MGP): Sede di negoziazione delle offerte di acquisto e vendita di energia elettrica per ciascuna ora del giorno successivo.

Prezzo zonale (Pz): prezzo di equilibrio in ciascuna zona geografica e virtuale.

di capacità dall'estero, strategie di offerta degli operatori.

I produttori conoscono bene questa condizione di variabilità dei prezzi dell'energia elettrica e vi operano prudentemente. L'accorta conduzione degli impianti di produzione da parte di un operatore esperto apre l'opportunità di massimizzare il prezzo medio di vendita dell'energia prodotta dal proprio impianto. Infatti, un impianto che abbia la capacità di modulare nel tempo¹³ la produzione di energia potrà produrre prevalentemente nelle ore con prezzi più alti (nel gergo: "produrre nei picchi"). Questa manovra otterrà un prezzo medio di vendita dell'energia più elevato rispetto al prezzo medio di mercato. Può accadere anche il contrario: che la mancanza di modulabilità – si pensi ad un impianto ad acqua fluente – non porti ad un aumento del prezzo medio di vendita, ma ad una sua diminuzione rispetto al prezzo medio di mercato.

Si può stimare la misura in cui la conduzione degli impianti avrebbe ottenuto in passato un prezzo medio superiore ai prezzi di riferimento (oppure avrebbe subito un prezzo medio inferiore): il differenziale rispetto al prezzo medio di mercato.

Conoscendo le produzioni orarie¹⁴ e i prezzi orari¹⁵, si possono **stimare i ricavi** orari e, quindi, i ricavi complessivi di ogni anno di una data concessione, per una serie di anni. In particolare, la stima dei ricavi annui si ottiene moltiplicando la produzione registrata in ogni ora dell'anno per il prezzo zonale orario (in ipotesi: il prezzo NORD) rilevato in quell'ora dal GME. Dividendo i ricavi annui stimati così ottenuti per la produzione dell'anno, si ottiene la stima del prezzo medio dell'anno conseguibile dalla concessione (di seguito, "prezzo medio stimato"). Il confronto del prezzo medio stimato con il prezzo medio di mercato (in ipotesi: il prezzo medio NORD) darà un differenziale: un premio o uno sconto rispetto al prezzo medio di mercato, nel periodo in esame. Volendo rappresentare nel PEF le caratteristiche peculiari della concessione anche con prezzi medi specifici, si ritiene di adottare questo metodo:

- stimare il differenziale tra prezzo medio stimato e prezzo medio NORD, ossia il premio o lo sconto che gli impianti della concessione mediamente sono in grado di ottenere o subire;
- proiettarlo nel futuro, assumendo che questo vantaggio (o svantaggio) sia connaturato nella struttura degli impianti e dei flussi d'acqua della concessione. Insomma, ipotizzando che il differenziale sia sempre realizzabile nella stessa misura in cui lo è stato in passato¹⁶.

¹³ Nelle ore del giorno e nei giorni dell'anno, secondo la flessibilità dell'impianto.

¹⁴ Fonte Rapporti di fine concessione e Terna.

¹⁵ Fonte GME.

¹⁶ Ciò significa anche ipotizzare che ogni operatore abbia la stessa capacità tecnica – un'ipotesi ragionevole.

Si noti che, nella realtà, il gestore degli impianti potrebbe avere ottenuto un prezzo medio di vendita dell'energia superiore o inferiore rispetto al differenziale stimato; ciò in base alle proprie capacità e scelte di gestione. Tuttavia, il differenziale è ragionevolmente ottenibile e questa è l'ipotesi adottata nel PEF. Con riferimento alla concessione in oggetto, è stato quindi calcolato il differenziale (premio/sconto) del prezzo medio di vendita conseguibile rispetto al prezzo medio NORD attraverso il calcolo della media dei differenziali conseguiti negli anni 2010-2019.

La tabella seguente indica, per ciascun anno del decennio 2010-2019, la produzione effettiva e i ricavi annui stimati della concessione; il prezzo medio NORD e il prezzo medio stimato.

Dal confronto tra il prezzo medio stimato e il prezzo medio NORD dell'anno, si ottiene il premio (talvolta lo sconto) che la gestione della concessione è in grado di ottenere rispetto al prezzo medio di mercato, nel periodo in esame.

Il premio – il maggior prezzo – è indicato nella colonna 'Incrementi/decrementi su prezzo zonale' e, per la concessione di Resio, è stato mediamente **superiore dello 0,4%%** rispetto al prezzo medio NORD, nel decennio considerato.

Anno	Produzione dell'anno	Ricavi stimati dell'anno	Prezzo medio NORD	Prezzo medio stimato	Incrementi/decrementi su prezzo zonale	
	MWh	€	€/MWh		%	€
2010	38.324	2.469.834	61,98	64,45	1,04	2,46
2011	27.965	2.109.102	70,18	75,42	1,07	5,24
2012	29.367	2.267.467	74,05	77,21	1,04	3,16
2013	30.379	1.855.326	61,58	61,07	0,99	- 0,51
2014	52.270	2.623.680	50,35	50,19	1,00	- 0,16
2015	19.931	1.066.350	52,71	53,50	1,02	0,79
2016	27.896	1.186.738	42,67	42,54	1,00	- 0,13
2017	21.011	1.084.662	54,41	51,62	0,95	- 2,79
2018	33.568	1.953.625	60,71	58,20	0,96	- 2,51
2019	33.542	1.668.392	51,25	49,74	0,97	- 1,51
MEDIA	31.425				1,004	

Tabella 2 – Produzioni, ricavi, prezzi e premi/sconti sul prezzo zonale

Secondo l'ipotesi sopra descritta, per tener conto della modulabilità della produzione della concessione, i ricavi prospettici del PEF sono stati calcolati moltiplicando la producibilità – indicata al precedente punto 2.3.2 e rettificata di anno in anno per i giorni di fermo impianto ipotizzati dal piano degli investimenti – per il prezzo di riferimento (i.e. prezzo NORD elettricità

= 62,5 €/MWh), incrementato dello 0,4%.

2.3.4 MODALITÀ DI CESSIONE (I.E. TENSIONE) DELL'ENERGIA ELETTRICA

Sulla base sia delle analisi degli schemi d'impianto sia del Rapporto di fine concessione del produttore, sono stati identificati i livelli di tensione ai quali è immessa in rete l'energia prodotta dall'impianto di Resio.

La tensione di immissione in rete può essere alta, media o bassa. Se l'immissione avviene in bassa o media tensione, ai fini della remunerazione, la quantità di energia immessa in rete deve essere aumentata di una determinata percentuale per tenere conto delle minori perdite di energia elettrica indotte dalla generazione distribuita¹⁷. In particolare, in caso di bassa tensione l'energia immessa va aumentata del 5,2%, mentre, in caso di media tensione, l'energia immessa va aumentata del 2,3%.

Sulla base delle visite effettuate agli impianti e dall'esame dello schema d'impianto da parte del team di consulenti della Regione, nonché del Rapporto di fine concessione, si evidenzia di seguito il livello di tensione attribuito nel PEF alla concessione.

Centrale	Livello di tensione	Multiplo energia
Resio	ALTA	100,0%

Tabella 3 – Livello di tensione e multiplo da applicare alla quantità di energia immessa in rete

2.3.5 PRESENZA DI EVENTUALI INCENTIVI (ES. EX-CERTIFICATI VERDI)

Nei PEF non sono stati presi in considerazione gli effetti, in termini di ricavi aggiuntivi rispetto alla vendita di energia, di alcuna forma di incentivazione eventualmente in essere.

2.3.6 PARTECIPAZIONE ALLA REGOLAZIONE DI FREQUENZA

Nel sistema elettrico italiano, le unità di produzione "idonee" contribuiscono alla regolazione di frequenza, necessaria a garantire la sicurezza del sistema elettrico nazionale. La partecipazione alla riserva primaria è obbligatoria per gli impianti superiori a 10 MVA (sempre che siano impianti a serbatoio e non abbiano turbine reversibili) ed è remunerata su base facoltativa (in presenza degli ulteriori requisiti tecnici richiesti dal Codice di rete).

¹⁷ Ai sensi dell'articolo 76, comma 76.1, lettera a), del TIS - Testo Integrato Settlement.

La partecipazione alla riserva secondaria e terziaria è invece facoltativa e si svolge per il tramite del mercato dei servizi di dispacciamento (MSD). Quest'attività può fruttare ricavi notevoli; tuttavia, si è scelto di non considerare questi ricavi nei PEF perché:

- i ricavi sono determinati da capacità e scelte operative degli operatori specifici, che dipendono anche dal portafoglio di impianti di generazione a disposizione degli operatori;
- quindi possono variare grandemente, a seconda di chi è il gestore;
- non si hanno le specifiche informazioni che permettono di valutare il fenomeno in relazione agli impianti delle concessioni oggetto di esame.

Questo tema è svolto anche al punto 2.4.9 – Corrispettivi per i servizi erogati da Terna.

2.4 COSTI OPERATIVI

Le componenti di costi operativi che sono state prese in considerazione nel PEF sono le seguenti:

- a) Organigramma e costo del personale;
- b) Canoni;
- c) Costi assicurativi;
- d) Contributo ARERA¹⁸;
- e) IMU;
- f) Costi di manutenzione ordinaria e altri costi di O&M¹⁹;
- g) Obbligo ittiogenico;
- h) Costi specifici di concessione.

Vi sono poi alcune altre componenti di cui invece non si è tenuto conto nel PEF:

- i) Corrispettivi per i servizi erogati da Terna;
- j) Contributo MIT;
- k) Costi di energia per pompaggio.

2.4.1 ORGANIGRAMMA E COSTO DEL PERSONALE

Tipicamente, per questa tipologia di concessioni, il fabbisogno di lavoro è determinato dalle esigenze di supervisione e controllo, manutenzione ordinaria, amministrazione e vendite,

¹⁸ Autorità di regolazione per energia reti e ambiente.

¹⁹ I costi O&M (Operation and Maintenance) includono componenti di costi correnti di esercizio e di manutenzione, riferibili sia all'esternalizzazione (*outsourcing*) di alcune tipologie di attività (ad esempio attività di manutenzione ordinaria) sia all'acquisto di beni (es. materie prime, di consumo, ricambi, etc.).

protezione ambientale e sicurezza, ingegneria e relazioni con le autorità.

In alcuni casi, i concessionari che gestiscono numerose concessioni in una medesima area geografica, scelgono di accentrare alcune funzioni in un unico centro di servizio.

A titolo di esempio, con la sala controllo di Venina, la società Edison gestisce gli impianti di Belviso Inferiore, Belviso Superiore, Caffaro I e II, Codera Ratti, Dongo, Esterle, Bertini, Semenza, Venina, Armisa e Publino; con la sala controllo di Cedegolo, gli impianti di Benedetto-Cividate, Cedegolo e Covi-Sonico.

Tuttavia, si è ritenuto di dover prescindere dalle strutture organizzative che effettivamente gestiscono nel momento attuale le concessioni e di ipotizzare una struttura tipica per la singola concessione.

Ciò comporta ipotizzare, da un lato, una sala controllo per ogni singola concessione, dall'altro la copertura di ogni posizione diversa da "supervisione, controllo e manutenzione" per mezzo di esternalizzazione o servizi da parte di terzi.

Si fa presente che queste ipotesi sovrastimano i costi di lavoro diretto delle singole concessioni e penalizzano la redditività delle concessioni più piccole.

Sulla base delle visite agli impianti, e dell'esperienza di simili concessioni, è stato elaborato, per ogni concessione (o raggruppamento di concessioni), un organigramma aziendale, che ha preso in considerazione le funzioni aziendali che seguono: "Direzione", "Amministrazione", "Ufficio Tecnico", "Protezione, Ambiente, Sicurezza del Lavoro", "Sorveglianza", "Interfaccia RID", "Regolamentazione", "Turnisti" e "Manutenzione".

Per gli organigrammi, le regole utilizzate nell'elaborazione dei PEF sono quelle che seguono:

Funzione aziendale	Regola
Direzione / Vendite	Una frazione di dipendente, funzione della potenza di concessione e della complessità della concessione.
Amministrazione / Controllo	Una frazione di dipendente, funzione della potenza di concessione e della complessità della concessione.
Ufficio Tecnico	Una frazione di dipendente, funzione della potenza di concessione e della complessità della concessione.
Protezione, Ambiente, Sicurezza del Lavoro	Una frazione di dipendente, funzione della potenza di concessione e della complessità della concessione.
Interfaccia RID	In caso di concessione con presenza di diga, una frazione di dipendente.
Regolamentazione	Una frazione di dipendente, funzione della potenza di concessione e della complessità della concessione.

Sorveglianza/Guardiania	In caso di concessione con presenza di diga, è stato incluso l'organico risultante dalle informazioni disponibili dei concessionari. Nei casi ove le informazioni non erano reperibili, si è ipotizzato un organico di sorveglianza simile a quello degli altri concessionari.
Turnisti	n. 1 operaio in turno 24h, equivalente al totale di n. 6 dipendenti (di cui un capo turnista).
Manutenzione	Struttura base di: <ul style="list-style-type: none"> – un meccanico e un elettricista, per gli impianti piccoli; – un capo manutentore, un meccanico e un elettricista per gli impianti grandi.

Tabella 4 – Regole utilizzate per gli organigrammi

Per la concessione di Resio, l'organigramma incluso nel PEF è evidenziato nella tabella che segue.

Funzione aziendale	Unità	Categoria/Inquadramento
Direzione / Vendite	0,33	D
Amministrazione / Controllo	0,20	Q
Ufficio Tecnico	0,25	Q
Protezione, Ambiente, Sicurezza del Lavoro	0,10	BS
Interfaccia RID	-	Q
Regolamentazione	0,10	BS
Interfaccia sistema elettrico	-	Q
Sorveglianza/Guardiania	-	B1
Turnisti	4,00	1 BS + 3 B1
Manutenzione	4,00	1 BS + 3 B1
TOTALE	8,98	

Tabella 5 – Organico della concessione

Per questa concessione – di potenza effettiva di 12,8 MW – si è ipotizzata una struttura ridotta rispetto alle altre concessioni.²⁰

Questi valori si confrontano con i seguenti organici medi, che si desumono dai rapporti di fine concessione e/o dai siti web dei concessionari:

- concessioni Edison, 0,11453 unità/MW di potenza effettiva;

²⁰ Il rapporto unità/MW di potenza installata è 0,70.

- concessioni A2A, 0,11847 unità/MW di potenza effettiva.

Per confronto, si vede che gli organici medi di Edison e A2A, in termini di unità/MW di potenza effettiva, sono notevolmente inferiori agli organici medi ipotizzati nel PEF. Infatti, la necessaria ipotesi che ogni concessione abbia una propria, autonoma struttura produce due differenze di organico, nel confronto:

- il PEF comprende le funzioni di vendita, amministrazione, regolamentazione, etc., mentre i dati dei concessionari, verosimilmente, comprendono solo il personale operativo;
- gli organici dei concessionari sono accorpati in poche sale operative che gestiscono più concessioni.

Non sono compresi costi relativi alla proprietà dell'impresa concessionaria, quali, per esempio: alta direzione, media, costi di holding, etc..

Per quanto riguarda i relativi costi del lavoro, sono state prese in considerazione tre categorie incluse nel Contratto Collettivo Nazionale del Lavoro delle imprese elettriche 2022-2024, ossia Q, BS e B1, che sono state assegnate alle funzioni aziendali di cui sopra, secondo il caso²¹.

Alle categorie appena indicate sono stati applicati i salari lordi che seguono²²:

Categoria	Salari lordi €/anno (base 2023)	Contributi €/anno (base 2023)	TFR €/anno (base 2023)	TOTALE €/anno (base 2023)
D	105.000	37.958	8.077	151.035
Q	70.136	27.037	3.463	100.636
BS	48.285	18.614	2.388	69.287
B1	43.943	17.915	2.174	64.032

Tabella 6 – Costo totale annuale per dipendente

Per il calcolo del costo totale annuale per dipendente, sono stati aggiunti, per ogni categoria, i relativi contributi e accantonamenti TFR.

Nell'elaborazione del PEF è stato assunto che il CCNL sia rinnovato su base triennale a partire da quello del 2022²³ (i.e. 2025, 2028, etc.), e con un adeguamento per inflazione pari al 100% del

²¹ Per quanto riguarda la funzione di direzione (categoria D), si è invece fatto riferimento al Contratto Collettivo Nazionale del Lavoro dei Dirigenti di Industria 2019-2023.

²² Tali costi unitari sono più alti dei costi rilevabili dal contratto collettivo. Infatti, tengono conto – empiricamente – di componenti come età del dipendente, turni/semi-turni, reperibilità, ore notturne, trasferte, ore viaggi, etc.

²³ Ossia l'ultima data di rinnovo del CCNL.

tasso di inflazione di riferimento previsto nel PEF.

2.4.2 CANONI

Nei PEF, per ogni concessione, sono stati considerati:

- il Canone Regionale²⁴;

²⁴ Per la struttura del canone a decorrere dal 2021, si veda il combinato disposto dell'art. 6, comma 3-ter-01, della L. R. 29 giugno 2009, n. 10, e dell'art. 20, commi 1-7, della L. R. Lombardia, n. 5/2020.

L. R. Lombardia n. 10/2009, art. 6, comma 3-ter-01:

*“A decorrere dall'annualità 2021, l'importo unitario del canone annuo dovuto alla Regione per le utenze di acqua pubblica ad uso idroelettrico con potenza nominale media annua eccedente il limite di 3.000 chilowatt (kW) è fissato in **35,00 euro per ogni kW di potenza nominale media annua**, fatta salva la disciplina di cui all'articolo 20 della legge regionale 8 aprile 2020, n. 5 (Disciplina delle modalità e delle procedure di assegnazione delle concessioni di grandi derivazioni idroelettriche in Lombardia e determinazione del canone in attuazione dell'articolo 12 del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79 “Attuazione della Direttiva 96/92/CE recante norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica”, come modificato dall'articolo 11 quater del decreto legge 14 dicembre 2018, n. 135 “Disposizioni urgenti in materia di sostegno e semplificazione per le imprese e per la pubblica amministrazione” convertito, con modificazioni, dalla legge 11 febbraio 2019, n. 12). La previsione di cui al presente comma si applica anche ai rapporti concessori in essere e alle utenze in atto alla data di entrata in vigore della legge regionale recante “Legge di stabilità 2021-2023”)”.*

L. R. Lombardia n. 5/2020, art. 20, commi 1-7:

“1. A decorrere dall'anno 2021, in applicazione dell'articolo 12, comma 1-quinquies, del d.lgs. 79/1999, come modificato dall'articolo 11 quater del decreto-legge 135/2018, convertito, con modificazioni, dalla legge 12/2019, i titolari di concessioni di grandi derivazioni a scopo idroelettrico, gli operatori autorizzati alla prosecuzione temporanea ai sensi dell'articolo 53 bis della l. r. 26/2003, nonché gli operatori che, al di fuori di tali casi, esercitano e conducono grandi derivazioni idroelettriche, corrispondono alla Regione un canone per l'utilizzo della forza motrice conseguibile con le acque oggetto della grande derivazione idroelettrica, articolato in una componente fissa e in una componente variabile, determinato ai sensi del presente articolo.

2. La componente fissa è quantificata, in coerenza con l'articolo 12, comma, 1-septies, del d.lgs. 79/1999, in un importo pari a 35,00 euro per ogni chilowatt di potenza nominale media annua di concessione. Tale componente è aggiornata dalla Giunta regionale, entro il 31 marzo di ogni anno, in ragione di variazioni non inferiori al 5 per cento dell'indice ISTAT relativo al prezzo industriale per la produzione, il trasporto e la distribuzione dell'energia elettrica. La variazione è calcolata rispetto al valore del canone riferito all'anno in cui è stato applicato l'ultimo aggiornamento della componente fissa del canone.

3. La componente variabile, aggiuntiva alla componente fissa, è calcolata come percentuale della somma dei prodotti, per ogni ora dell'anno solare, tra la produzione oraria dell'impianto immessa in rete, al netto dell'energia fornita gratuitamente alla Regione ai sensi dell'articolo 31 della legge regionale 30 dicembre 2019, n. 23 (Disposizioni per l'attuazione della programmazione economico - finanziaria regionale, ai sensi dell'art. 9-ter della L.R. 31 marzo 1978, n. 34 (Norme sulle procedure della programmazione, sul bilancio e sulla contabilità della Regione) - Collegato 2020), e il corrispondente prezzo zonale orario. La percentuale del ricavo, come sopra determinato e costituente la componente variabile, è determinata dalla Giunta regionale, sentita la competente commissione consiliare, come una percentuale, anche a scaglioni, non inferiore al 2,5 per cento del valore del ricavo espresso in euro, determinato a consuntivo su base annuale solare. Con la deliberazione di cui al precedente periodo la Giunta regionale definisce, altresì, la modalità di scorporo dell'energia fornita gratuitamente, ai sensi dell'articolo 31 della l. r. 23/2019, dalla quantificazione del ricavo che concorre alla determinazione della componente variabile del canone.

4. Nelle procedure per l'assegnazione delle concessioni da effettuarsi sulla base delle procedure disciplinate dalla presente legge, l'offerta economica sul canone di cui al comma 1 è riferita sia all'utilizzo della forza motrice sia all'utilizzo dei beni e delle opere passati in proprietà della Regione; la medesima offerta è riferita all'incremento sia

- i sovracanonni B.I.M.²⁵;
- i sovracanonni rivieraschi²⁶;
- la riserva di energia a favore della Regione²⁷,

come da schema che segue.

Tipologia	Importo per kW di potenza nominale media di concessione	Aggiornamento	Altre ipotesi di PEF
Canone Regionale (base 2021)	<ul style="list-style-type: none"> – Componente fissa: €35,00²⁸ (da versare in due rate semestrali) – Componente variabile: 2,5% dei ricavi annui (da versare annualmente a consuntivo) 	<p>Annuale, per la componente fissa, per variazioni non inferiori al 5% dell'indice ISTAT relativo al prezzo industriale per la produzione, il trasporto e la distribuzione dell'energia elettrica</p>	-
Sovracanone per i B.I.M.	€31,94 ²⁹	Biennale	-

della componente fissa del canone sia della percentuale dei ricavi relativa alla componente variabile del canone.

5. Per le finalità di cui al presente articolo, la Giunta regionale può stipulare intese o accordi con TERNIA S.p.A. per l'acquisizione dei dati di misura orari dell'energia elettrica immessa in rete dagli impianti. Ove necessario, la Giunta regionale può stipulare intese o accordi con il Gestore dei Servizi Energetici per l'acquisizione di ulteriori dati o elementi utili per l'attuazione della presente legge.

6. La componente fissa del canone di cui al comma 2 è corrisposta semestralmente entro il 30 giugno e il 31 dicembre di ogni anno.

7. La componente variabile del canone di cui al comma 3 è corrisposta annualmente a consuntivo entro il 31 marzo dell'anno successivo a quello cui si riferisce il canone".

²⁵ Consorzi compresi nel Bacino Imbrifero Montano, che riscuotono il sovracanone annuo previsto dall'art. 1, comma 8, della L. 27 dicembre 1953, n. 959 (come integrato dagli artt. art. 1 e 3 della L. 22 dicembre 1980, n. 925).

²⁶ Si tratta del sovracanone annuo previsto dall'art. 53 del R.D. 11 dicembre 1933, n. 1775 (come integrato dagli artt. art. 2 e 3 della L. 22 dicembre 1980, n. 925) a favore degli enti rivieraschi (Comuni e Province).

²⁷ Ai sensi del D.Lgs. 79/1999, art. 12, comma 1-quinquies, le Regioni hanno la facoltà di imporre ai concessionari di grandi derivazioni idroelettriche l'obbligo di fornire annualmente e gratuitamente alle Regioni stesse una determinata quantità di energia. Tale facoltà è stata esercitata con la L.R. Lombardia 30 dicembre 2019, n. 23 (v. art. 31).

²⁸ L'indice ISTAT di aggiornamento della componente fissa (codice ATECO 351) ha subito notevoli variazioni in aumento negli anni 2021 e 2022 – molto superiori all'andamento dell'indice per i prezzi al consumo. Nel 2023, si nota una riduzione di almeno il 30%. L'ipotesi adottata nel PEF è di graduale convergenza dell'indice ATECO 351 verso il livello di inflazione di lungo termine, entro il 2030. Dati gli aumenti degli ultimi anni, quest'ipotesi comporta una riduzione dell'indice fino all'anno 2030. Il valore del 2025 è € 57,96/kW.

²⁹ Per il biennio 1° gennaio 2022 - 31 dicembre 2023, la misura del sovracanone dovuto dai concessionari di grandi derivazioni idroelettriche è stata fissata in € 31,94 per ogni kW di potenza nominale media (v. Decreto Direttoriale del Ministero della Transizione Ecologica 25 febbraio 2022, art. 1).

Tipologia	Importo per kW di potenza nominale media di concessione	Aggiornamento	Altre ipotesi di PEF
(base 2022)			
Sovracanone per Enti Rivaschi (base 2022)	€7,98 ³⁰	Biennale	-
Riserva di energia a favore della Regione Lombardia	220 Kwh per ogni Kw di potenza nominale media, monetizzati al prezzo medio ponderato di vendita effettiva dell'energia immessa in rete ³¹	-	-

Tabella 7 – Canone Regionale, sovracani e riserva di energia

Ai fini della gara per la riassegnazione della concessione di Resio, la **potenza nominale media** è pari a **kW 4.064,20**.

2.4.3 COSTI ASSICURATIVI

Sulla base dell'esperienza per simili concessioni e di valutazioni di scelte di politiche di copertura assicurativa, è stato utilizzato nel PEF un calcolo dei costi assicurativi caratterizzato da criteri di prudenza, di bassa propensione al rischio/sovra-assicurazione.

Gli elementi che compongono la struttura dei costi assicurativi inclusi nel PEF sono evidenziati di seguito:

Tipologia di polizza	Coefficiente (incluse imposte)	"Base imponibile"
Guasti macchine (Danni materiali e diretti)	0,083905%	VCU ³² totale (BGD + BNGD)
Guasti macchine (Mancato MdC ³³ annuo)	0,521375%	Ricavi annui

³⁰ Per il biennio 1° gennaio 2022 - 31 dicembre 2023, la misura del sovracanone dovuto dai concessionari di grandi derivazioni idroelettriche è stata fissata in € 7,98 per ogni kW di potenza nominale media (v. Decreto Direttoriale dell'Agenzia del Demanio 7 dicembre 2021, art. 2).

³¹ La facoltà di monetizzazione è prevista dall'art. 31, comma 7, della L.R. Lombardia n.23/2019.

³² Valore Corrente di Utilizzo.

³³ Margine di Contribuzione.

Tipologia di polizza	Coefficiente (incluse imposte)	“Base imponibile”
All risks - Incendio	0,072372%	VCU totale (BGD + BNGD)
All risks - Sgombero	0,9575%	Kw di potenza installata
All risks - Ricorso Terzi	1,9380%	Kw di potenza installata
Altre assicurazioni - RCT	0,53%	Kw di potenza installata

Tabella 8 – Struttura dei costi assicurativi

Le componenti di costi assicurativi sopra menzionate sono inflazionate annualmente al tasso di riferimento previsto nel PEF.

2.4.4 CONTRIBUTO ARERA

Sulla base della Delibera 12 settembre 2023, n. 395/2023/A (Disposizioni sul contributo per il funzionamento dell’Autorità di regolazione per energia, reti e ambiente dovuto per l’anno 2023 dai soggetti operanti nei settori di competenza), il contributo dovuto all'ARERA dai soggetti operanti in Italia nei settori dell’energia elettrica è pari al 0,25 per mille dei ricavi.

2.4.5 IMU

Sulla base di documenti forniti dalla Regione Lombardia, è stata inclusa nel PEF la componente di costo relativa all’IMU.

Per la concessione di Resio, tale costo è pari a **€ 27.202** ed è inflazionato al tasso di riferimento.

2.4.6 COSTI DI MANUTENZIONE ORDINARIA E ALTRI COSTI DI O&M

Gli interventi di manutenzione ordinaria sono ipotizzati essere totalmente esternalizzati e sono previsti in PEF ammontare, per ogni anno, a € 6,5 per MWh di generazione annua³⁴.

Tali costi di manutenzione, unitamente agli altri costi di cui sotto, sono stati stimati sulla base di interviste ad aziende idroelettriche, esame dei relativi bilanci e di quelli di società comparabili, dati di letteratura (anche internazionale), dati di settore.

Di seguito sono evidenziati i dettagli di altri costi operativi contemplati nei PEF:

³⁴ Prezzi 2021.

COMPONENTE DI COSTO	IMPORTO PER ANNO
Manutenzione ordinaria (esternalizzata)	€ 6,5 per MWh di generazione di energia
Materie prime, sussidiarie e di consumo (ricambi, etc.)	€ 0,25 per MWh di generazione di energia
Consumi acqua / energia / RSU	€ 0,2 per MWh di generazione di energia
Segnali telecontrollo	€ 25.000 (base 2023)
Certificazioni ambientali	€ 20.000 (base 2023)
Altri costi generali ed amministrativi (G&A)	€ 0,5 per MWh di generazione di energia

Tabella 9 – Altri costi operativi

I costi O&M di cui sopra sono inflazionati annualmente al tasso di riferimento previsto nel PEF. Si è ritenuto utile confrontare i costi di gestione così stimati con dati effettivi di altre e diverse situazioni produttive. È stata pertanto eseguita una specifica ricerca su dati storici, disponibili in letteratura tecnica, relativi ai costi “O&M” di impianti idroelettrici in USA ed in Europa. Premesso che i costi di gestione di un impianto idroelettrico, se rapportati all’energia prodotta, variano grandemente e, più è grande l’impianto, minore è il costo di gestione per unità energetica prodotta, il confronto è risultato confortante in quanto i costi inclusi nei PEF sono in linea con la media dei costi rilevati in letteratura e sono – prudentemente – superiori ai costi rilevati dai bilanci delle società idroelettriche “pure” operanti in Italia.

Le fonti consultate ed i dati di costi O&M sono in Appendice 1.

Si tenga presente che i costi O&M rilevati dalla ricerca includono tutte le componenti di costi operativi (compresi i costi assicurativi), esclusi i canoni.

2.4.7 OBBLIGO ITTIOGENICO

Secondo il D.G.R. 23 dicembre 2019 - n. XI/2708, i concessionari sono tenuti a corrispondere un importo alla Regione – oppure, alternativamente, ad effettuare alcune prestazioni – al fine di salvaguardare il patrimonio ittico dei corpi idrici.

Per la concessione di Resio, tale importo è pari a **€ 210**.

2.4.8 COSTI SPECIFICI DI CONCESSIONE

A volte, i concessionari concordano alcune prestazioni compensative con soggetti terzi (ad es.:

enti locali, altri istituti). La descrizione delle prestazioni si rileva dai Rapporti di fine concessione. Ove opportuno, il PEF ne considera il relativo costo.

Il Rapporto di fine concessione di Resio ha evidenziato la sussistenza di particolari obblighi nei confronti del gestore di rete, in quanto *“sono imposti su necessità i vincoli di potenza che limitano la potenza immessa in rete per determinati periodi; l'impianto del Resio, nonostante immetta l'energia in una stazione entra-esce, è frequentemente soggetto a questi vincoli”*. Dallo stesso rapporto risultano anche prescrizioni sulla gestione della risorsa idrica, in quanto *“l'impianto deve sottostare al Disciplinare Rep. 2798 del 22 febbraio 1943 dove si obbliga ad effettuare lo scarico delle acque turbinate nel canale idroelettrico dell'impianto Paraviso di proprietà della società BKW Hydro Italia S.r.l.”*.

La Regione Lombardia prescrive al concessionario entrante l'obbligo di costruire:

- **un manufatto di prelievo che permetta lo spillamento di una determinata portata, dal canale di alimentazione della grande derivazione idroelettrica denominata “Impianto Paraviso” (utenza idrica MI021107822006 – codice BS D/519) presso il manufatto di attraversamento, in sifone, dell'alveo del torrente Resio;**
- **una nuova condotta per l'immissione della portata spillata nell'alveo del torrente Resio, a valle del manufatto di attraversamento,** al fine di ristabilire la continuità fluviale nell'ultimo tratto del torrente Resio (circa 1 km) fino alla confluenza con il fiume Oglio.

Il prelievo di questa quantità di acqua si inquadra in una sottensione ex art 45 del r.d. 1775/1933 e prevede l'obbligo di ristoro in favore del concessionario dell'impianto Paraviso, fino alla naturale scadenza della relativa concessione stabilita al 29/12/2045, con un equivalente quantità di acqua sottratta (stimata in 300 litri/secondo continuativi per tutto l'anno) oppure con una equivalente quantità di energia elettrica corrispondente a quella producibile con l'acqua sottratta (300 l/s su un salto di m 57,25 determina una potenza nominale media annua di 168.38 kW a cui corrisponde una producibilità media stimata in 1.180.000 kWh/anno).

Nel PEF si è tenuto conto di un investimento di 50.000 euro per la costruzione del manufatto, di € 1.000/anno per la manutenzione ordinaria dell'opera, e di minori ricavi equivalenti a minor produzione di circa 1.180.000 kWh/anno.

2.4.9 CORRISPETTIVI PER I SERVIZI EROGATI DA TERNA

Il rapporto tra il concessionario – nel caso specifico, l'utente del dispacciamento in immissione – e Terna, è caratterizzato da numerosi corrispettivi. Nella redazione del presente lavoro, si è

valutato di non considerare questi corrispettivi, in quanto:

- i corrispettivi “a due vie” (caratterizzati da componenti positivi o negativi di reddito a seconda del caso)³⁵ tendono a compensarsi nel lungo periodo³⁶;
- i corrispettivi “a una via” (che invece vengono sempre riconosciuti da Terna al concessionario o viceversa)³⁷ riguardano un soggetto economico che non si limita a produrre energia, ma arriva a partecipare ai servizi del mercato del dispacciamento – ipotesi che è stata esclusa.

2.4.10 CONTRIBUTO MIT

Poiché la concessione di Resio non è caratterizzata dalla presenza di una diga, il PEF non considera il contributo annuo per le attività di vigilanza e controllo svolte dal Ministero delle Infrastrutture e dei Trasporti (MIT)³⁸.

2.4.11 CONSUMI DI ENERGIA PER IL POMPAGGIO

Poiché la concessione di Resio non è caratterizzata dalla presenza di un impianto di pompaggio, il PEF non stima i consumi di energia necessari per alimentare le pompe di ripristino del livello dei serbatoi a monte delle centrali.

2.5 IMPOSTE E TASSE

³⁵ Si tratta, in particolare: dei corrispettivi di sbilanciamento a programma (delibera AEEG n. 111/06, art. 39bis); dei corrispettivi di sbilanciamento effettivo (TIS - Testo Integrato Settlement, art. 23); del corrispettivo di non arbitraggio macrozonale (delibera AEEG n. 111/06, art. 41bis).

³⁶ Per la stessa ragione, non sono stati considerati i corrispettivi per l'assegnazione dei diritti di utilizzo della capacità di trasporto (Delibera AEEG n. 111/06, art. 43), che l'operatore di mercato (i.e. il concessionario) paga al GME se negativi, ovvero riceve dal GME se positivi.

³⁷ Si tratta, in particolare: del corrispettivo per la remunerazione del contributo alla regolazione primaria (in attuazione delle delibere AEEG n. 231/2013/R/eel, n. 483/2013/R/eel, e n. 66/2014/R/eel); del corrispettivo per la remunerazione del margine residuo a salire disponibile ai fini del PESSE in condizioni di inadeguatezza del sistema (di cui all'art. 39ter della delibera AEEG n. 111/06); del corrispettivo per la remunerazione della disponibilità di capacità produttiva (c.d. capacity payment) di cui al D.M. 28 giugno 2019; e, infine, del corrispettivo per mancato rispetto degli ordini di dispacciamento (delibera AEEG n. 111/06, art. 42).

³⁸ Ai sensi dell'art. 6 della L. 1° agosto 2002, n. 166, i concessionari delle dighe di cui all'art. 1 del D.L. 8 agosto 1994, n. 507, convertito dalla L. 21 ottobre 1994, n. 584, erano tenuti ad iscriversi al Registro Italiano Dighe (RID) e a corrispondere al medesimo un contributo annuo per le attività di vigilanza e controllo svolte dallo stesso. Successivamente, l'art. 2, commi 170 e 171, del D.L. 3 ottobre 2006, n. 262, convertito dalla L. 24 novembre 2006, n. 286, ha disposto la soppressione del RID e il trasferimento dei relativi compiti e delle relative attribuzioni al Ministero delle Infrastrutture e dei Trasporti (MIT).

Le principali ipotesi relative di tassazione incluse nel PEF sono quelle che seguono:

TASSA / IMPOSTA	IPOTESI NEL BUSINESS PLAN
IRES	Pari al 24% (costante nell'orizzonte temporale di riferimento), del reddito ante-imposte.
IRAP	Pari al 5,57% ³⁹ (costante nell'orizzonte temporale di riferimento), della base imponibile IRAP.
IMU	Vedi IMU, punto 2.4.5 precedente.
IVA	L'IVA non viene considerata, perché neutrale per il conto economico, in condizioni operative normali. Si ipotizza che il credito IVA da flussi di investimenti sia rimborsato in tempi brevi.

Tabella 10 – Ipotesi di tassazione

Si è deciso di non considerare la c.d. tassa sugli extra profitti delle società energetiche in quanto tale misura è ritenuta contingente e non strutturale⁴⁰.

2.6 INVESTIMENTI IN MANUTENZIONE STRAORDINARIA E POLITICHE DI AMMORTAMENTO

Nell'elaborazione del PEF sono stati inclusi gli investimenti in manutenzione straordinaria⁴¹, dei BGD e dei BNGD, nell'orizzonte temporale di riferimento (2025-2054).

Gli investimenti sono ipotizzati sempre a carico del concessionario.

Per i BGD, la Regione Lombardia prescrive che i seguenti investimenti, per la sicurezza e per il mantenimento in buon stato di funzionamento ed efficienza delle opere, siano effettuati non

³⁹ Si è deciso di applicare l'aliquota IRAP del 5,57% - anziché del 3,9% - per i seguenti motivi:

- la legge della Regione Lombardia n. 27 del 18/12/2001 stabilisce una maggiorazione dell'aliquota riguardante i codici di attività economiche ATECO 2007 relative ai settori 64 (Intermediazione monetaria, incluse holding e fondi), 65 (Assicurazione e fondi pensione) e 66 (Attività ausiliarie di servizi finanziari e assicurativi), qualora l'attività sia svolta da soggetti di cui agli artt. 6 (banche e altri enti e società finanziarie) e 7 (imprese di assicurazione) del D. Lgs. n. 446/97;
- il sito web del Ministero dell'Economia e Finanze indica l'aliquota del 5,57% per il caso di cui sopra;
- l'aliquota applicata da A2A è del 5,57% (fonte: bilanci A2A s.p.a. 2018, 2019).

Poiché non si può escludere che i nuovi concessionari siano – come A2A – nella condizione di dover anch'essi corrispondere un'aliquota maggiorata, si è considerato prudente applicare l'aliquota maggiorata.

⁴⁰ Si tratta infatti di una delle misure urgenti introdotte dal Governo al fine di contrastare gli effetti economici e umanitari della crisi ucraina; per la disciplina, v. i decreti-legge 21 marzo 2022, n. 21 (convertito con modificazioni dalla L. 20 maggio 2022, n. 51) e 17 maggio 2022, n. 50 (convertito con modificazioni dalla L. 15 luglio 2022, n. 91).

⁴¹ Importi in termini reali 2023.

oltre determinate date, come di seguito indicato:

- entro l'anno 2030, un intervento di sostituzione condotta forzata e valvola farfalla c/o camera a valvole;
- entro l'anno 2035, un intervento di sostituzione della condotta sifone dell'opera di presa T. Cul (l'intervento potrà essere svolto anche per tratte annuali, entro la data prescritta);
- entro l'anno 2040, un intervento di sostituzione della condotta forzata principale da camera a valvole a centrale (l'intervento potrà essere svolto anche per tratte annuali, entro la data prescritta).

Nella tabella che segue, i dati sono presentati in forma aggregata per categoria di bene e per periodo di concessione. Le tabelle di dettaglio, che evidenziano l'ammontare degli investimenti previsti, per singola voce di investimento e per anno di investimento, sia per i BGD sia per i BNGD, sono riportate in Allegato 2.

In entrambi i casi, le tabelle comprendono i giorni di fermo-impianto – di cui si è tenuto conto nei conti economici prospettici – stimati come necessari per realizzare gli investimenti. Questa variabile impatta in modo diretto nel PEF, in quanto diminuisce la produzione di energia, nell'anno di riferimento.

	30 anni (2025-2054)
€ (prezzi 2023)	
TOTALE BGD	4.531.351
TOTALE BNGD	4.637.114
TOTALE BGD+BNGD	9.168.465

Tabella 11 – Tabella degli investimenti, per categoria

Inoltre, sono stati inclusi nel PEF anche investimenti ricorrenti in: software e macchine informatiche, automezzi e autocarri.

Di seguito, l'importo totale di questo tipo di investimenti e il periodo di ricorrenza stimato:

Importo totale dell'investimento	Periodo di "ricorrenza"
€ 150.000	Ogni 3 anni, a partire dal 2025

Tabella 12 – Investimenti in software e macchine informatiche, automezzi e autocarri

Con riferimento alle politiche di ammortamento seguite, sono utilizzati in PEF due criteri differenti, uno per i costi di impianto e di ampliamento (capitalizzabili) sui BGD e uno per i BNGD

e gli altri investimenti.

– **BGD**

Per quanto attiene ai costi di impianto, di ampliamento e manutenzione straordinaria sui BGD, la cui proprietà passa in tutti i casi considerati alla Regione Lombardia alla fine della concessione, sono state determinate quote di ammortamento dividendo il valore totale dell'intervento per gli anni residui di durata della concessione.

Ai fini di determinazione delle imposte sul reddito, in base all'art. 104 del TUIR, si è applicato il criterio di ammortamento finanziario, determinato dividendo il costo dei beni per il numero di anni di durata della concessione.

– **BNGD e altri investimenti**

Per quanto attiene ai BNGD e agli altri investimenti, sono state considerate, per le singole categorie di beni, le seguenti aliquote ordinarie di ammortamento:

TIPOLOGIA DI BENE	ALIQUOTA DI AMMORTAMENTO ORDINARIA
Terreni e fabbricati	3%
Costruzione leggera e tettoie	10%
Impianti e macchinari	7%
Sottostazioni di trasformazione	7%
Rete di distribuzione B.T.	8%
Attrezzatura varia e minuta - Strumenti di misura e controllo	10%
Officina meccanica e laboratorio	10%
Impianti destinati al trattamento ed al depurazione delle acque, fumi nocivi, ecc. mediante impiego di reagenti chimici	15%
Mobili e macchine ordinarie d'ufficio	12%
Macchine d'ufficio elettromeccaniche ed elettroniche compresi i computers e i sistemi telefonici elettronici	20%
Automezzi e autocarri	20%
Autovetture, motoveicoli e simili	25%

Tabella 13 – Quote ordinarie di ammortamento

2.7 STRUTTURA FINANZIARIA

Di seguito le principali ipotesi attinenti alla struttura finanziaria.

2.7.1 PATRIMONIO NETTO

Il patrimonio netto è strutturato nel PEF come di seguito indicato.

CAPITALE SOCIALE

Le ipotesi di Capitale Sociale iniziale sono state assunte in modo da permettere alla singola concessione una struttura finanziaria equilibrata, con un adeguato rapporto Indebitamento Finanziario Netto / Patrimonio Netto, tenendo anche in considerazione la politica di dividendi di PEF.

La struttura finanziaria del PEF prudentemente prevede il ricorso all'indebitamento per il 50% del fabbisogno, derivante dal prezzo d'acquisto dei BNGD, dagli indennizzi (per interventi non ancora ammortizzati sui BGD) al concessionario uscente e dagli investimenti in manutenzione straordinaria. Il grado di leva finanziaria è stato rilevato empiricamente dal campione di società elettriche quotate, da cui è stato estratto il β .

Tuttavia, la dinamica dei flussi finanziari permette anche il ricorso all'indebitamento per il 70% del fabbisogno.

In particolare, si evidenziano di seguito le voci che compongono il Capitale Sociale iniziale.

IPOTESI	CAPITALE SOCIALE INIZIALE (2025) – COMPONENTI
Nuova concessione per 30 anni e prezzo per i BNGD / indennizzo per i BGD al concessionario uscente	<ul style="list-style-type: none">– Importo pari al 50% (quota di Equity, mentre il rimanente 50% è raccolto attraverso l'indebitamento bancario) del prezzo dei BNGD e dell'indennizzo per i BGD al concessionario uscente– Importo pari al 50% (quota di Equity, mentre il rimanente 50% è raccolto attraverso l'indebitamento bancario) del primo – in ordine di tempo – flusso di investimenti da manutenzione straordinaria

Tabella 14 – Componenti del capitale sociale iniziale

Gli investimenti in manutenzione straordinaria negli anni successivi al primo flusso d'investimenti sono finanziati anch'essi per il 50% con debito e per il resto con aumenti di capitale.

RISERVA LEGALE

Si ipotizza di accantonare ogni anno a riserva legale il 5% degli utili netti di esercizio, fino al raggiungimento del 20% del capitale sociale.

DIVIDENDI

La politica di dividendi inserita nel PEF è di totale distribuzione degli utili netti di esercizio, posto il vincolo dell'accantonamento a riserva legale di cui sopra.

Nel caso di risultato netto d'esercizio negativo, si ipotizza di ripianare le perdite pregresse con utili degli esercizi successivi, prima di riprendere la distribuzione dei dividendi.

La tassazione dei flussi di dividendi non è contemplata nel PEF in quanto è in capo ai percettori.

LIQUIDAZIONE DI FINE PERIODO

Si ipotizza un flusso di fine concessione pari alla liquidazione del patrimonio netto. Non sono considerati costi di decommissioning degli impianti, poiché si presume la continuazione dell'attività idroelettrica anche dopo la fine del periodo di concessione.

2.7.2 TASSI DI INTERESSE ATTIVI E PASSIVI

Si evidenziano di seguito i tassi (attivi e passivi) utilizzati nel PEF, ai fini del calcolo degli "oneri finanziari netti".

Tale componente è calcolata in funzione della posizione di indebitamento finanziario (al netto delle disponibilità liquide) media riscontrata nell'anno di riferimento dell'orizzonte temporale.

Tasso di interesse passivo	IRS 1 anno ⁴² + spread 2,0% = 2,50%
Tasso di interesse attivo	0,0%

Tabella 15 – Tassi di interesse attivi e passivi

Si è ipotizzato il costo di 1,50% annuo per la fidejussione sostitutiva della cauzione di importo almeno pari a tre annualità della componente fissa del Canone Regionale.

2.7.3 ALTRE IPOTESI DI STATO PATRIMONIALE

Le altre ipotesi sulle voci di stato patrimoniale incluse nel PEF sono quelle che seguono.

⁴² Interest Rate Swap, un anno: 0,50%

Crediti commerciali: sono stati ipotizzati nel PEF 45 giorni di crediti commerciali, connessi alla cessione di energia al mercato.

3 INDICI CARATTERISTICI

L'applicazione delle ipotesi elencate ai PEF delle singole concessioni ha determinato i seguenti indici caratteristici, utili per valutare sia la corrispondenza con la realtà sia la prudenza di redazione del PEF.

I **costi di O&M** (anno 2025) sono mediamente:

- **€ 33,5/MWh**, incluso il personale diretto;
- **€ 10,8/MWh**, escluso il personale diretto.

Questi valori si possono confrontare con:

- un benchmark⁴³ rispettivamente di € 12,16/MWh (incluso personale) e € 7,61/MWh (escluso personale);
- un valore di € 20,69/MWh, da Bano-Lorenzoni (Università di Padova, 2007), per impianti a basso salto, con potenza maggiore di 10MW;
- un valore di € 22/MWh, da Politecnico di Milano, Dipartimento di Energia, 2013.

I **costi assicurativi** sono mediamente **€ 0,86/MWh**.

Questi valori si possono confrontare con:

- un benchmark di € 0,82/MWh;
- il valore di € 1,25/MWh desunto dal Rapporto “Costi di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili”, commissionato da AEEG al Politecnico di Milano - Dipartimento di Energia (luglio 2013).

Il **marginale operativo lordo** (“MOL”) in percentuale su ricavi, per i primi 30 anni di concessione, è mediamente **25,5%**.

Questo valore si può confrontare con il MOL%, medio 2011-2020, delle seguenti società:

- Hydro Dolomiti Energia – 44,65%;
- Dolomiti Edison Energia – 36,92%;
- Alperia Greenpower – 38,82%.

⁴³ Il benchmark è derivato dalla media dei costi O&M e dalla media dei costi assicurativi delle società idroelettriche “pure” Hydro Dolomiti Energia, Dolomiti Edison Energia e Primiero Energia, degli anni 2012-2019, indicizzati al 2025.

4 SOSTENIBILITA' ECONOMICA DEL PIANO

Si ritiene che il piano sia economicamente sostenibile quando la simulazione economico-finanziaria dimostri che sia possibile remunerare adeguatamente il capitale investito, dopo aver sostenuto il piano d'investimenti e aver corrisposto i canoni relativi all'amministrazione pubblica. In particolare, per valutare la possibilità di remunerare il capitale investito, si farà riferimento al TIR (o IRR), tasso che indica la redditività dello specifico investimento (o attività) e che può essere confrontato a tassi di rendimenti di altri e diversi investimenti. Il TIR è misurato sull'investimento in fondi propri dell'operatore e i relativi flussi di cassa di rendimento.

Si fa notare che i canoni regionali, stimati inizialmente per il 2025, negli anni successivi sono indicizzati all'inflazione.

Per la concessione di Resio, il PEF dimostra che:

- con scenario di prezzi di riferimento (€ 62,5 / MWh)
- corrispondendo alla Regione un **Canone Regionale annuo incrementato di € 60.000**
- il TIR dell'investimento dell'operatore è circa il 10,5%.

Con lo scenario di prezzi ALTO, il Canone Regionale può essere incrementato a oltre € 885.000, a parità di TIR.

APPENDICE 1 - COSTI O&M

I costi di gestione di un impianto idroelettrico, se espressi in unità di costo per energia prodotta, tendono a diminuire in proporzione alle dimensioni dell'impianto e alla produttività dell'impianto.

Pertanto, i costi espressi dagli studi pubblicamente disponibili variano grandemente, a seconda del campione di impianti a disposizione del ricercatore e della qualità dei dati fornitigli.

Per la validazione delle ipotesi dei PEF, si è ritenuto utile affiancare a questi studi anche i costi operativi storici di società idroelettriche “pure” operanti in Italia.

Il grafico seguente confronta i costi operativi medi adottati nei PEF con i costi acquisiti da bilanci di società idroelettriche “pure” e da altre fonti.

Si vede che i costi adottati nei PEF sono – prudentemente – maggiori dei costi rilevati dai bilanci. Si nota anche che i costi operativi di alcuni studi sono notevolmente superiori ai costi dei PEF.

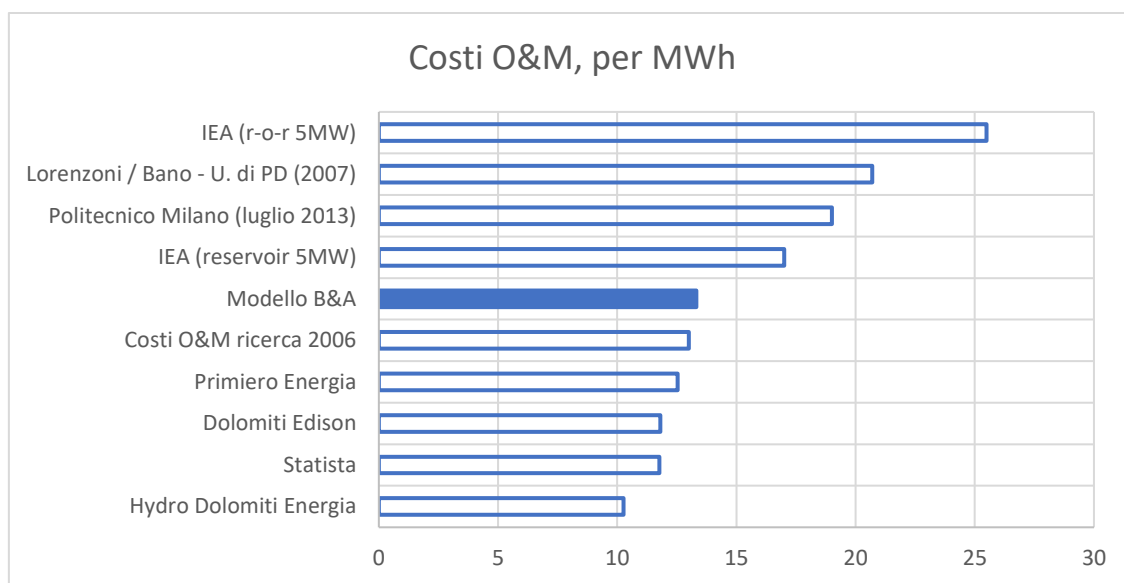


Figura 1 – Confronto costi O&M (1)

Si è ritenuto utile anche utilizzare una precedente ricerca su dati storici e disponibili in letteratura tecnica, relativi ai costi di O&M di impianti idroelettrici in USA ed in Europa, ai fini del controllo della validità delle ipotesi di costi nei PEF.

Le fonti di dati rilevate indicano, per impianti di dimensioni inferiori a 30MW di potenza, che i costi “O&M” variano tra € 0,0041/kWh e € 0,0144/kWh.

Poiché la mediana della potenza degli impianti relativi alle concessioni oggetto dello studio è di circa 37 MW, si è ritenuto di adottare come controllo un costo O&M per kWh di € 0,013-0,014.

La tabella ed il grafico che seguono indicano le fonti consultate e i valori espressi dalle ricerche⁴⁴.

- (1) Energy Information Administration statunitense, *Annual Energy Outlook 2006*: assunzione di costo per impianti idroelettrici convenzionali di potenza superiore a 500 MW.
- (2) Idaho National Engineering and Environmental Laboratory, *Estimation of Economic Parameters of U.S. Hydropower Resources*, giugno 2003: costo medio impianti da 5 a 20 MW.
- (3) City and Borough of Sitka Electric Dept, *Blue Lake Hydroelectric Project - Final Application for License / Exhibit A*, marzo 2006: costi annui minimo (a) e massimo (b) previsti.
- (4) Southwestern Power Administration Assessment, 2002.
- (5) California Energy Commission, *"California Hydropower System: Energy and Environment"*, Jim McKinney 15 Novembre 2004: costi minimi (a,c) e massimi (b,d) potenza superiore (>) e inferiore (<) a 30 MW.
- (6) European Small Hydropower Association, 2004: costi medi O&M per impianti idroelettrici per Austria (1), Spagna (2) e Svezia (3).
- (7) Workshop *"Small Hydropower"* in Bolzano, 18 Settembre 2003, presentazione dell'Università di Kassel: *"Development of Market and Cost of Small Hydropower Plants in Germany (up to 5 MW)"*.

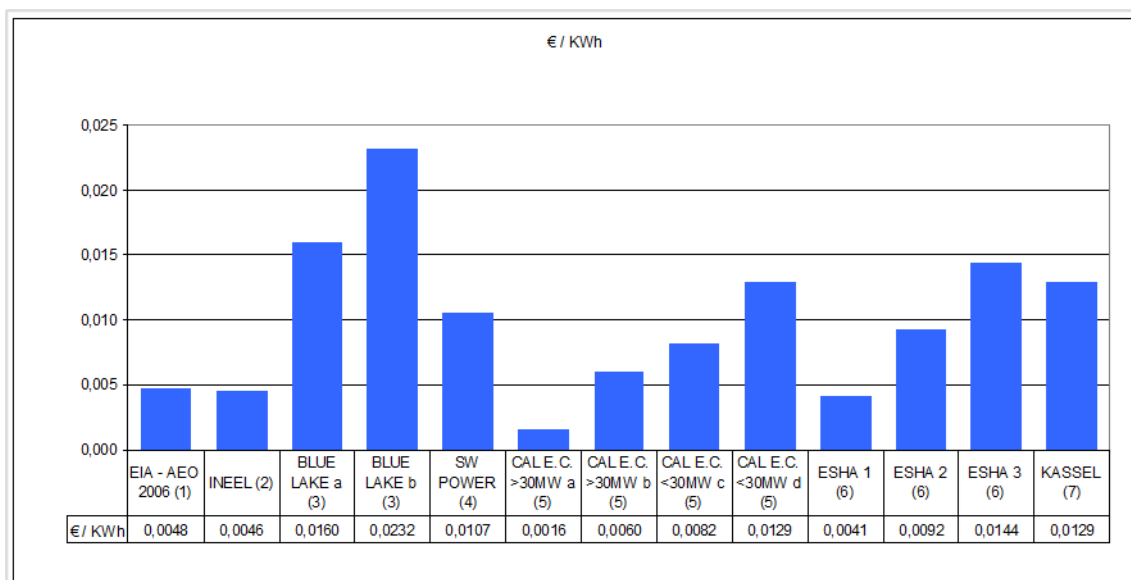


Figura 2 – Confronto costi O&M (2)

⁴⁴ I dati espressi in dollari USA sono stati trasformati in Euro al cambio di USD 1,20/€ 1,00.

APPENDICE 2 – QUADRO NORMATIVO

NORME NAZIONALI

- Regio decreto 14 agosto 1920 n. 1285 (*Regolamento per le derivazioni e le utilizzazioni delle acque pubbliche*)
- Regio decreto 11 dicembre 1933, n. 1775 (*Approvazione del testo unico delle disposizioni di legge sulle acque e sugli impianti elettrici*)
- Legge 27 dicembre 1953, n. 959 (*Norme modificative al testo unico delle leggi sulle acque e sugli impianti elettrici, approvato con regio decreto 11 dicembre 1933, n. 1775, riguardanti l'economia montana*)
- Decreto del Presidente della Repubblica 1° novembre 1959 n. 1363 (*Approvazione del regolamento per la compilazione dei progetti, la costruzione e l'esercizio delle dighe di ritenuta*)
- Legge 22 dicembre 1980, n. 925 (*Nuove norme relative ai sovracanon in tema di concessioni di derivazioni d'acqua per produzione di forza motrice*)
- Decreto-legge 8 agosto 1994, n. 507 (*Misure urgenti in materia di dighe*), convertito, con modificazioni, dalla legge 21 ottobre 1994, n. 584
- Decreto legislativo 31 marzo 1998, n. 112 (*Conferimento di funzioni e compiti amministrativi dello Stato alle regioni ed agli enti locali, in attuazione del capo I della legge 15 marzo 1997, n. 59*)
- Decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79 (*Attuazione della Direttiva 96/92/CE recante norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica*)
- Legge 30 aprile 1999, n. 136 (*Norme per il sostegno ed il rilancio dell'edilizia residenziale pubblica e per interventi in materia di opere a carattere ambientale*)
- Legge 23 dicembre 2000, n. 388 (*Disposizioni per la formazione del bilancio annuale e pluriennale dello Stato (legge finanziaria 2001)*)
- Decreto del Ministero dell'Industria, del Commercio e dell'Artigianato 9 maggio 2001 (*Approvazione della disciplina del mercato elettrico di cui all'art. 5, comma 1, del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79*)
- Legge 1° agosto 2002, n. 166 (*Disposizioni in materia di infrastrutture e trasporti*)
- Decreto-legge 29 agosto 2003, n. 239 (*Disposizioni urgenti per la sicurezza e lo sviluppo del sistema elettrico nazionale e per il recupero di potenza di energia elettrica*), convertito con modificazioni dalla legge 27 ottobre 2003, n. 290
- Decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387 (*Attuazione della direttiva 2001/77/CE relativa alla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell'elettricità*)
- Legge 23 agosto 2004, n. 239 (*Riordino del settore energetico, nonché delega al Governo per il riassetto delle disposizioni vigenti in materia di energia*)
- Decreto del Ministero delle Attività Produttive 20 aprile 2005 (*Fissazione, ai soli fini del decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387, della data di entrata a regime del mercato elettrico di cui all'art. 5 del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79*)

- Legge 23 dicembre 2005, n. 266 (*Disposizioni per la formazione del bilancio annuale e pluriennale dello Stato (legge finanziaria 2006)*)
- Decreto-legge 3 ottobre 2006, n. 262 (*Disposizioni urgenti in materia tributaria e finanziaria*), convertito dalla legge 24 novembre 2006, n. 286
- Decreto del Presidente della Repubblica 3 dicembre 2008, n. 211 (*Regolamento recante riorganizzazione del Ministero delle infrastrutture e dei trasporti*)
- Decreto del Ministero delle Infrastrutture e dei Trasporti 4 giugno 2009 (*Disciplina dei criteri di determinazione del contributo annuo da parte dei concessionari di dighe per le attività di vigilanza e controllo svolte dal Ministero delle infrastrutture e dei trasporti*)
- Decreto-legge 14 dicembre 2018, n. 135 (*Disposizioni urgenti in materia di sostegno e semplificazione per le imprese e per la pubblica amministrazione*) convertito, con modificazioni, dalla legge 11 febbraio 2019, n. 12
- Decreto del Ministero dello Sviluppo Economico 28 giugno 2019 (*Capacity Market*)
- Legge 27 dicembre 2019, n. 160 (*Bilancio di previsione dello Stato per l'anno finanziario 2020 e bilancio pluriennale per il triennio 2020-2022*)
- Decreto dell'Agenzia del Demanio 7 dicembre 2021 (*Revisione della misura del sovracanone rivierasco per derivazioni idroelettriche*)
- Decreto del Ministero della Transizione Ecologica 25 febbraio 2022 (*Determinazione della misura del sovra canone BIM dovuto dai concessionari di derivazione d'acqua per produzione di forza motrice, per il periodo 1° gennaio 2022 - 31 dicembre 2023*)
- Decreto-legge 27 gennaio 2022, n. 4 (*Misure urgenti in materia di sostegno alle imprese e agli operatori economici, di lavoro, salute e servizi territoriali, connesse all'emergenza da COVID-19, nonché per il contenimento degli effetti degli aumenti dei prezzi nel settore elettrico*), convertito, con modificazioni, dalla L. 28 marzo 2022, n. 25
- Decreto-legge 21 marzo 2022, n. 21 (*Misure urgenti per contrastare gli effetti economici e umanitari della crisi ucraina*), convertito, con modificazioni, dalla L. 20 maggio 2022, n. 51
- Decreto-legge 17 maggio 2022, n. 50 (*Misure urgenti in materia di politiche energetiche nazionali, produttività delle imprese e attrazione degli investimenti, nonché in materia di politiche sociali e di crisi ucraina*), convertito, con modificazioni, dalla L. 15 luglio 2022, n. 91
- Decreto legislativo 31 marzo 2023, n. 36 (*Codice dei contratti pubblici in attuazione dell'articolo 1 della legge 21 giugno 2022, n. 78, recante delega al Governo in materia di contratti pubblici*)

NORME REGIONALI (LOMBARDIA)

- Legge regionale 31 marzo 1978, n. 34 (*Norme sulle procedure della programmazione, sul bilancio e sulla contabilità della Regione*)
- Legge regionale 12 dicembre 2003, n. 26 (*Disciplina dei servizi locali di interesse economico generale. Norme in materia di gestione dei rifiuti, di energia, di utilizzo del sottosuolo e di risorse idriche*)
- Legge regionale 29 giugno 2009, n. 10 (*Disposizioni in materia di ambiente e servizi di interesse economico generale - Collegato ordinamentale*)

- Legge regionale 30 dicembre 2019, n. 23 (*Disposizioni per l'attuazione della programmazione economico - finanziaria regionale, ai sensi dell'art. 9-ter della L.R. 31 marzo 1978, n. 34 "Norme sulle procedure della programmazione, sul bilancio e sulla contabilità della Regione" – Collegato 2020*)
- Legge regionale 8 aprile 2020, n. 5 (*Disciplina delle modalità e delle procedure di assegnazione delle concessioni di grandi derivazioni idroelettriche in Lombardia e determinazione del canone in attuazione dell'articolo 12 del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79 "Attuazione della Direttiva 96/92/CE recante norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica"*)
- Decreto del Dirigente della Struttura "Gestione invasi idroelettrici, utenze idriche e reti energetiche" 26 novembre 2020, n. 14675 (*Aggiornamento e pubblicazione degli importi dovuti alla regione Lombardia per l'anno 2021 a titolo di canoni di utenza di acqua pubblica in applicazione dell'articolo 6 della L.R. 29 giugno 2009, n. 10*)
- Decreto del Dirigente della Struttura "Gestione invasi idroelettrici, utenze idriche e reti energetiche" 29 novembre 2021, n. 16416 (*Aggiornamento e pubblicazione degli importi dovuti alla Regione Lombardia per l'anno 2022 a titolo di canoni di utenza di acqua pubblica in applicazione dell'articolo 6 della L.R. 29 giugno 2009, n. 10*)
- Legge regionale 28 dicembre 2020, n. 26 (*Legge di stabilità 2021-2023*)

PRINCIPALI DELIBERAZIONI APPLICABILI ADOTTATE DALL'AUTORITÀ DI REGOLAZIONE PER ENERGIA RETI E AMBIENTE (ARERA)

- Deliberazione AEEG 27 marzo 2004, n. 48/04 (*Avvio del dispacciamento di merito economico per l'anno 2004 e connesse disposizioni in materia di adeguatezza della capacità produttiva del sistema elettrico nazionale e di attuazione della deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 30 gennaio 2004, n. 5/04*)
- Allegato A alla deliberazione 27 marzo 2004, n. 48/04 (*Avvio del dispacciamento di merito economico per l'anno 2004 e connesse disposizioni in materia di adeguatezza della capacità produttiva del sistema elettrico nazionale e di attuazione della deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 30 gennaio 2004, n. 5/04*)
- Deliberazione AEEG 23 febbraio 2005, n. 34/05 (*Modalità e condizioni economiche per il ritiro dell'energia elettrica di cui all'articolo 13, commi 3 e 4, del decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387, e al comma 41 della legge 23 agosto 2004, n. 239*)
- Deliberazione AEEG 9 giugno 2006, n. 111/06 (*Condizioni per l'erogazione del pubblico servizio di dispacciamento dell'energia elettrica sul territorio nazionale e per l'approvvigionamento delle relative risorse su base di merito economico, ai sensi degli articoli 3 e 5 del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79*)
- Allegato A alla deliberazione AEEG 9 giugno 2006, n. 111/06 (*Condizioni per l'erogazione del pubblico servizio di dispacciamento dell'energia elettrica sul territorio nazionale e per l'approvvigionamento delle relative risorse su base di merito economico, ai sensi degli articoli 3 e 5 del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79*) – testo in vigore dal 1° aprile 2022
- Deliberazione AEEG 2 agosto 2006, n. 181/06 (*Aggiornamento delle fasce orarie con*

decorrenza 1° gennaio 2007)

- Deliberazione 30 luglio 2009, n. ARG/elt 107/09 (*Approvazione del Testo Integrato delle disposizioni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas in ordine alla regolazione delle partite fisiche ed economiche del servizio di dispacciamento (settlement) (TIS) comprensivo di modalità per la determinazione delle partite economiche insorgenti dalle rettifiche ai dati di misura con modifiche alla deliberazione n. 111/06*)
- Allegato A alla deliberazione 30 luglio 2009, n. ARG/elt 107/09 (*Testo integrato delle disposizioni dell'autorità per l'energia elettrica e il gas in ordine alla regolazione delle partite fisiche ed economiche del servizio di dispacciamento (settlement)*) – testo in vigore dal 1° gennaio 2022
- Deliberazione 25 gennaio 2010, n. ARG/elt 5/10 (*Condizioni per il dispacciamento dell'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili non programmabili*)
- Allegato A alla deliberazione 25 gennaio 2010, n. ARG/elt 5/10 (*Condizioni per il dispacciamento dell'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili non programmabili*)
- Deliberazione AEEG 30 maggio 2013, n. 231/2013/r/eel (*Trattamento economico dell'energia erogata dalle unità di produzione per la regolazione primaria di frequenza*)
- Deliberazione AEEG 31 ottobre 2013, n. 483/2013/r/eel (*Verifica di conformità di proposte di modifica del codice di trasmissione, dispacciamento, sviluppo e sicurezza della rete*)
- Deliberazione AEEG 20 febbraio 2014, n. 66/2014/r/eel (*Regime transitorio per il trattamento economico dell'energia erogata dalle unità di produzione per la regolazione primaria di frequenza*)
- Deliberazione ARERA 27 dicembre 2019, n. 568/2019/r/eel (*Aggiornamento della regolazione tariffaria dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica per il semiperiodo di regolazione 2020-2023*)
- Allegato A alla deliberazione ARERA 27 dicembre 2019, n. 568/2019/r/eel (*Testo integrato delle disposizioni per l'erogazione dei servizi di trasmissione e distribuzione dell'energia elettrica (TIT) (2020-2023)*) – testo in vigore dal 1° luglio 2021
- Deliberazione ARERA 28 dicembre 2021, n. 629/2021/R/eel (*Aggiornamento dei corrispettivi di dispacciamento dal 1° gennaio 2022*)
- Deliberazione ARERA 12 settembre 2023, n. 395/2023/A (*Disposizioni sul contributo per il funzionamento dell'autorità di regolazione per energia reti e ambiente dovuto per l'anno 2023 dai soggetti operanti nei settori di competenza*)

ALLEGATO 1

Piano economico-finanziario - Prospetti pro-forma

Concessione di Resio

CONCESSIONE DI RESIO

Caso A) Nuova concessione 30 anni e prezzo BNGD / indennizzo BGD al concessionario uscente

Canone incrementale

Scenario prezzi BASE

PROSPETTO DI CONTO ECONOMICO PRO-FORMA 2025-2054

(ANNI 2025-2039)

(valori in €)	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039
Ricavi da vendita e.e.	1.894.480	1.881.271	1.972.950	2.012.409	2.052.657	2.093.710	2.077.075	2.178.296	2.221.862	2.204.208	2.184.960	2.357.857	2.405.014	2.453.115	2.502.177
Totale Ricavi	1.894.480	1.881.271	1.972.950	2.012.409	2.052.657	2.093.710	2.077.075	2.178.296	2.221.862	2.204.208	2.184.960	2.357.857	2.405.014	2.453.115	2.502.177
Canone Regionale	(279.165)	(255.859)	(258.073)	(238.040)	(238.975)	(221.011)	(220.578)	(222.977)	(223.989)	(223.530)	(223.032)	(235.862)	(236.958)	(238.076)	(250.079)
Altri canoni (BIM, rивieraschi) e riserva energia	(237.590)	(246.266)	(247.533)	(256.142)	(257.460)	(266.414)	(267.786)	(277.098)	(278.525)	(288.211)	(289.695)	(299.769)	(301.313)	(311.790)	(313.397)
BGD - Canone incrementale	(60.000)	(61.740)	(63.037)	(64.360)	(65.648)	(66.960)	(68.300)	(69.666)	(71.059)	(72.480)	(73.930)	(75.408)	(76.917)	(78.455)	(80.024)
Costo del personale	(618.752)	(618.752)	(618.752)	(663.718)	(663.718)	(663.718)	(704.343)	(704.343)	(704.343)	(747.454)	(747.454)	(747.454)	(793.204)	(793.204)	(793.204)
Costi assicurativi	(23.583)	(23.802)	(24.560)	(25.051)	(25.552)	(26.064)	(26.280)	(27.117)	(27.659)	(27.888)	(28.116)	(29.352)	(29.939)	(30.538)	(31.148)
Manutenzione ordinaria	(186.444)	(185.144)	(194.166)	(198.050)	(202.011)	(206.051)	(204.414)	(214.375)	(218.663)	(216.926)	(215.031)	(232.047)	(236.688)	(241.421)	(246.250)
Materie prime, sussidiarie e di consumo	(7.171)	(7.121)	(7.468)	(7.617)	(7.770)	(7.925)	(7.862)	(8.245)	(8.410)	(8.343)	(8.270)	(8.925)	(9.103)	(9.285)	(9.471)
Contributo MIT	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Contributo ARERA	(474)	(470)	(493)	(503)	(513)	(523)	(519)	(545)	(555)	(551)	(546)	(589)	(601)	(613)	(626)
IMU	(28.579)	(29.179)	(29.762)	(30.358)	(30.965)	(31.584)	(32.216)	(32.860)	(33.517)	(34.188)	(34.871)	(35.569)	(36.280)	(37.006)	(37.746)
Consumi acqua / energia / RSU	(5.737)	(5.697)	(5.974)	(6.094)	(6.216)	(6.340)	(6.290)	(6.596)	(6.728)	(6.675)	(6.616)	(7.140)	(7.283)	(7.428)	(7.577)
Certificazioni ambientali	(21.012)	(21.453)	(21.883)	(22.320)	(22.767)	(23.222)	(23.686)	(24.160)	(24.643)	(25.136)	(25.639)	(26.152)	(26.675)	(27.208)	(27.752)
Segnali telecontrollo	(26.265)	(26.817)	(27.353)	(27.900)	(28.458)	(29.027)	(29.608)	(30.200)	(30.804)	(31.420)	(32.049)	(32.690)	(33.343)	(34.010)	(34.690)
Altri costi G&A	(15.392)	(15.315)	(16.030)	(16.351)	(16.678)	(17.011)	(16.908)	(17.698)	(18.052)	(17.943)	(17.823)	(19.157)	(19.540)	(19.931)	(20.330)
Cauzione	(9.901)	(9.237)	(8.922)	(8.323)	(8.039)	(7.756)	(7.756)	(7.756)	(7.756)	(7.886)	(8.017)	(8.148)	(8.311)	(8.474)	(8.637)
Obblighi ittogenici	(221)	(225)	(230)	(234)	(239)	(244)	(249)	(254)	(259)	(264)	(269)	(275)	(280)	(286)	(291)
Consumi pompaggio	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Margine Operativo Lordo (EBITDA)	374.193	374.193	448.713	447.347	477.649	519.859	460.281	534.406	566.899	495.313	473.601	599.322	588.580	615.389	640.954
Margine Operativo Lordo come % dei Ricavi	19,8%	19,9%	22,7%	22,2%	23,3%	24,8%	22,2%	24,5%	25,5%	22,5%	21,7%	25,4%	24,5%	25,1%	25,6%
Ammortamenti e svalutazioni	(60.041)	(61.226)	(61.226)	(91.226)	(91.226)	(69.719)	(102.099)	(103.336)	(78.089)	(238.742)	(462.350)	(432.350)	(462.350)	(462.350)	(413.732)
Reddito Operativo (EBIT)	314.153	312.967	387.487	356.121	386.422	450.141	358.182	431.070	488.810	256.571	11.252	166.972	126.230	153.039	227.222
Reddito Operativo come % dei ricavi	16,6%	16,6%	19,6%	17,7%	18,8%	21,5%	17,2%	19,8%	22,0%	11,6%	0,5%	7,1%	5,2%	6,2%	9,1%
Oneri finanziari netti	(15.342)	(19.807)	(15.178)	(13.763)	(12.219)	(11.404)	(17.915)	(19.367)	(16.509)	(65.558)	(177.235)	(183.109)	(118.804)	(98.603)	(73.495)
Risultato Ante-Imposte (EBT)	298.811	293.159	372.309	342.358	374.204	438.736	340.267	411.703	472.301	191.013	(165.984)	(16.137)	7.426	54.436	153.727
Imposte dell'esercizio	(101.110)	(99.865)	(123.184)	(114.675)	(124.186)	(143.406)	(115.064)	(136.459)	(154.413)	(74.407)	(6.732)	(15.445)	(13.470)	(20.636)	(65.130)
Risultato Netto	197.701	193.294	249.125	227.682	250.018	295.331	225.203	275.244	317.888	116.606	(172.716)	(31.582)	(6.044)	33.800	88.597
Risultato Netto come % dei Ricavi	10,4%	10,3%	12,6%	11,3%	12,2%	14,1%	10,8%	12,6%	14,3%	5,3%	-7,9%	-1,3%	-0,3%	1,4%	3,5%

CONCESSIONE DI RESIO

Caso A) Nuova concessione 30 anni e prezzo BNGD / indennizzo BGD al concessionario uscente

Canone incrementale

Scenario prezzi BASE

PROSPETTO DI CONTO ECONOMICO PRO-FORMA 2025-2054
(ANNI 2040-2054)

(valori in €)	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050	2051	2052	2053	2054
Ricavi da vendita e.e.	2.307.487	2.531.943	2.655.330	2.708.437	2.762.606	2.740.656	2.756.097	2.931.699	2.990.333	3.050.140	3.111.143	3.086.424	3.236.833	3.301.570	3.367.601
Totale Ricavi	2.307.487	2.531.943	2.655.330	2.708.437	2.762.606	2.740.656	2.756.097	2.931.699	2.990.333	3.050.140	3.111.143	3.086.424	3.236.833	3.301.570	3.367.601
Canone Regionale	(245.362)	(250.715)	(265.154)	(266.389)	(267.648)	(279.283)	(279.610)	(283.784)	(298.086)	(299.476)	(300.894)	(313.966)	(317.530)	(319.035)	(335.107)
Altri canoni (BIM, rivieraschi) e riserva energia	(324.294)	(325.966)	(337.299)	(339.039)	(350.826)	(352.636)	(364.895)	(366.778)	(379.529)	(381.487)	(394.749)	(396.787)	(410.580)	(412.700)	(427.045)
BGD - Canone incrementale	(81.624)	(83.257)	(84.922)	(86.620)	(88.353)	(90.120)	(91.922)	(93.761)	(95.636)	(97.549)	(99.500)	(101.490)	(103.520)	(105.590)	(107.702)
Costo del personale	(841.755)	(841.755)	(841.755)	(841.755)	(841.755)	(841.755)	(841.755)	(841.755)	(841.755)	(841.755)	(841.755)	(841.755)	(841.755)	(841.755)	(841.755)
Costi assicurativi	(30.495)	(32.035)	(33.055)	(33.716)	(34.390)	(34.676)	(35.164)	(36.495)	(37.225)	(37.970)	(38.729)	(39.050)	(40.294)	(41.100)	(41.922)
Manutenzione ordinaria	(227.090)	(249.179)	(261.322)	(266.549)	(271.880)	(269.720)	(271.239)	(288.521)	(294.291)	(300.177)	(306.181)	(303.748)	(318.550)	(324.922)	(331.420)
Materie prime, sussidiarie e di consumo	(8.734)	(9.584)	(10.051)	(10.252)	(10.457)	(10.374)	(10.432)	(11.097)	(11.319)	(11.545)	(11.776)	(11.683)	(12.252)	(12.497)	(12.747)
Contributo MIT	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Contributo ARERA	(577)	(633)	(664)	(677)	(691)	(685)	(689)	(733)	(748)	(763)	(778)	(772)	(809)	(825)	(842)
IMU	(38.501)	(39.271)	(40.056)	(40.857)	(41.675)	(42.508)	(43.358)	(44.225)	(45.110)	(46.012)	(46.932)	(47.871)	(48.828)	(49.805)	(50.801)
Consumi acqua / energia / RSU	(6.987)	(7.667)	(8.041)	(8.202)	(8.366)	(8.299)	(8.346)	(8.878)	(9.055)	(9.236)	(9.421)	(9.346)	(9.802)	(9.998)	(10.198)
Certificazioni ambientali	(28.307)	(28.873)	(29.451)	(30.040)	(30.641)	(31.254)	(31.879)	(32.516)	(33.167)	(33.830)	(34.507)	(35.197)	(35.901)	(36.619)	(37.351)
Segnali telecontrollo	(35.384)	(36.092)	(36.814)	(37.550)	(38.301)	(39.067)	(39.848)	(40.645)	(41.458)	(42.287)	(43.133)	(43.996)	(44.876)	(45.773)	(46.689)
Altri costi G&A	(18.884)	(20.611)	(21.574)	(22.006)	(22.446)	(22.310)	(22.458)	(23.820)	(24.296)	(24.782)	(25.278)	(25.125)	(26.299)	(26.825)	(27.361)
Cauzione	(8.809)	(8.982)	(9.155)	(9.338)	(9.521)	(9.704)	(9.898)	(10.092)	(10.286)	(10.492)	(10.698)	(10.903)	(11.122)	(11.340)	(11.558)
Obblighi ittogenici	(297)	(303)	(309)	(315)	(322)	(328)	(335)	(341)	(348)	(355)	(362)	(370)	(377)	(384)	(392)
Consumi pompaggio	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Margine Operativo Lordo (EBITDA)	410.386	597.019	675.708	715.133	745.336	707.938	704.267	848.257	868.024	912.424	946.451	904.367	1.014.340	1.062.404	1.084.712
<i>Margine Operativo Lordo come % dei Ricavi</i>	17,8%	23,6%	25,4%	26,4%	27,0%	25,8%	25,6%	28,9%	29,0%	29,9%	30,4%	29,3%	31,3%	32,2%	32,2%
Ammortamenti e svalutazioni	(664.955)	(762.810)	(734.318)	(772.598)	(772.598)	(764.886)	(844.091)	(844.091)	(720.767)	(610.166)	(607.012)	(598.236)	(630.074)	(690.632)	(660.632)
Reddito Operativo (EBIT)	(254.569)	(165.791)	(58.610)	(57.465)	(27.262)	(56.948)	(139.824)	4.166	147.257	302.258	339.439	306.131	384.266	371.772	424.080
<i>Reddito Operativo come % dei ricavi</i>	-11,0%	-6,5%	-2,2%	-2,1%	-1,0%	-2,1%	-5,1%	0,1%	4,9%	9,9%	10,9%	9,9%	11,9%	11,3%	12,6%
Oneri finanziari netti	(142.656)	(227.066)	(201.407)	(165.647)	(143.179)	(118.827)	(115.867)	(104.165)	(66.345)	(28.843)	-	-	-	-	-
Risultato Ante-Imposte (EBT)	(397.225)	(392.856)	(260.017)	(223.113)	(170.441)	(175.776)	(255.691)	(99.998)	80.912	273.414	339.439	306.131	384.266	371.772	424.080
Imposte dell'esercizio	7.346	2.359	(3.655)	(3.764)	(5.491)	(3.884)	685	(7.384)	(15.403)	(24.087)	(26.209)	(24.406)	(28.812)	(123.169)	(145.111)
Risultato Netto	(389.879)	(390.498)	(263.672)	(226.876)	(175.933)	(179.660)	(255.006)	(107.382)	65.509	249.327	313.230	281.725	355.454	248.603	278.969
<i>Risultato Netto come % dei Ricavi</i>	-16,9%	-15,4%	-9,9%	-8,4%	-6,4%	-6,6%	-9,3%	-3,7%	2,2%	8,2%	10,1%	9,1%	11,0%	7,5%	8,3%

CONCESSIONE DI RESIO

Caso A) Nuova concessione 30 anni e prezzo BNGD / indennizzo BGD al concessionario uscente

Canone incrementale

Scenario prezzi BASE

PROSPETTO DI STATO PATRIMONIALE PRO-FORMA 2025-2054

(ANNI 2025-2039)

(valori in €)	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039
ATTIVO																
BNGD	319.824	346.290	320.225	294.160	268.095	242.030	215.966	189.901	203.834	210.416	1.917.883	3.679.743	3.376.160	3.072.576	2.768.992	2.484.026
BGD - Costi di impianto e di ampliamento	52.340	115.298	144.523	139.362	134.200	129.039	327.691	368.789	352.754	414.523	394.784	1.876.555	1.777.789	1.679.023	1.580.257	1.481.491
Altre immobilizzazioni materiali	-	120.000	90.000	60.000	150.000	90.000	60.000	150.000	90.000	60.000	150.000	90.000	60.000	150.000	90.000	60.000
Totale Immobilizzazioni	372.164	581.588	554.748	493.522	552.296	461.069	603.656	708.689	646.588	684.939	2.462.666	5.646.299	5.213.949	4.901.599	4.439.249	4.025.517
Crediti commerciali	-	236.810	235.159	246.619	251.551	256.582	261.714	259.634	272.287	277.733	275.526	273.120	294.732	300.627	306.639	312.772
Magazzino	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
TOTALE ATTIVO	372.164	818.398	789.907	740.141	803.847	717.651	865.370	968.324	918.875	962.671	2.738.192	5.919.419	5.508.681	5.202.226	4.745.888	4.338.289
PASSIVO E PATRIMONIO NETTO																
Capitale Sociale	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Aumenti di capitale per acquisto BNGD	186.082	186.082	186.082	186.082	186.082	186.082	186.082	186.082	186.082	186.082	186.082	186.082	186.082	186.082	186.082	186.082
Aumenti di capitale per investimenti	-	-	21.907	21.907	21.907	21.907	21.907	21.907	21.907	21.907	21.907	985.700	2.861.396	2.861.396	2.861.396	2.861.396
Riserva legale	-	-	9.885	19.550	32.006	43.390	43.390	43.390	43.390	43.390	43.390	43.390	43.390	43.390	43.390	43.390
Risultato d'esercizio anno corrente	-	197.701	193.294	249.125	227.682	250.018	295.331	225.203	275.244	317.888	116.606	(172.716)	(204.298)	(210.342)	(176.542)	(87.945)
Totale Patrimonio Netto	186.082	383.783	411.168	476.663	467.677	501.397	546.709	476.582	526.623	569.266	367.985	1.042.456	2.886.570	2.880.526	2.914.326	3.002.923
Fondo imposte differite	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Fondo TFR	-	7.019	14.039	21.058	28.077	35.607	43.136	50.666	58.656	66.646	74.636	83.116	91.595	100.075	109.073	118.071
Debiti commerciali	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Posizione Finanziaria Netta (Cassa)	186.082	427.596	364.701	242.420	308.092	180.648	275.525	441.077	333.597	326.759	2.295.571	4.793.847	2.530.516	2.221.625	1.722.489	1.217.295
TOTALE PASSIVO E PATRIMONIO NETTO	372.164	818.398	789.907	740.141	803.847	717.651	865.370	968.324	918.875	962.671	2.738.192	5.919.419	5.508.681	5.202.226	4.745.888	4.338.289

CONCESSIONE DI RESIO

Caso A) Nuova concessione 30 anni e prezzo BNGD / indennizzo BGD al concessionario uscente

Canone incrementale

Scenario prezzi BASE

PROSPETTO DI STATO PATRIMONIALE PRO-FORMA 2025-2054
(ANNI 2040-2054)

(valori in €)	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050	2051	2052	2053	2054
ATTIVO															
BNGD	2.206.507	3.162.968	2.841.326	2.469.419	2.097.512	1.725.605	2.007.418	1.586.306	1.258.517	1.071.331	925.453	779.575	693.131	545.415	397.699
BGD - Costi di impianto e di ampliamento	4.584.107	4.321.340	3.988.930	3.747.596	3.406.906	3.266.811	2.903.832	2.540.853	2.177.874	1.814.895	1.604.535	1.267.073	844.715	482.916	-
Altre immobilizzazioni materiali	150.000	90.000	60.000	150.000	90.000	60.000	150.000	90.000	60.000	150.000	90.000	60.000	150.000	90.000	60.000
Totale Immobilizzazioni	6.940.614	7.574.309	6.890.256	6.367.016	5.594.418	5.052.416	5.061.250	4.217.159	3.496.392	3.036.226	2.619.988	2.106.648	1.687.847	1.118.331	457.699
Crediti commerciali	288.436	316.493	331.916	338.555	345.326	342.582	344.512	366.462	373.792	381.267	388.893	385.803	404.604	412.696	420.950
Magazzino	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
TOTALE ATTIVO	7.229.050	7.890.802	7.222.172	6.705.570	5.939.744	5.394.998	5.405.762	4.583.622	3.870.183	3.417.493	3.008.881	2.492.451	2.092.451	1.531.027	878.649
PASSIVO E PATRIMONIO NETTO															
Capitale Sociale	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Aumenti di capitale per acquisto BNGD	186.082	186.082	186.082	186.082	186.082	186.082	186.082	186.082	186.082	186.082	186.082	186.082	186.082	186.082	186.082
Aumenti di capitale per investimenti	2.861.396	3.799.342	4.515.941	4.515.941	4.515.941	4.515.941	4.515.941	4.515.941	4.515.941	4.515.941	4.515.941	4.515.941	4.515.941	4.515.941	4.515.941
Riserva legale	43.390	43.390	43.390	43.390	43.390	43.390	43.390	43.390	43.390	43.390	43.390	43.390	43.390	43.390	43.390
Risultato d'esercizio anno corrente	(477.824)	(868.322)	(1.131.994)	(1.358.870)	(1.534.802)	(1.714.462)	(1.969.468)	(2.076.851)	(2.011.342)	(1.762.015)	(1.448.785)	(1.167.061)	(811.607)	(563.004)	(284.035)
Totale Patrimonio Netto	2.613.044	3.160.492	3.613.419	3.386.543	3.210.611	3.030.951	2.775.945	2.668.562	2.734.071	2.983.398	3.296.628	3.578.352	3.933.806	4.182.409	4.461.378
Fondo imposte differite	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Fondo TFR	127.070	136.619	146.168	155.717	165.266	174.815	184.364	193.914	203.463	213.012	222.561	232.110	241.659	251.208	260.758
Debiti commerciali	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Posizione Finanziaria Netta (Cassa)	4.488.937	4.593.691	3.462.585	3.163.310	2.563.867	2.189.232	2.445.453	1.721.146	932.650	221.083	(510.308)	(1.318.012)	(2.083.015)	(2.902.590)	(3.843.487)
TOTALE PASSIVO E PATRIMONIO NETTO	7.229.050	7.890.802	7.222.172	6.705.570	5.939.744	5.394.998	5.405.762	4.583.622	3.870.183	3.417.493	3.008.881	2.492.451	2.092.451	1.531.027	878.649

CONCESSIONE DI RESIO

Caso A) Nuova concessione 30 anni e prezzo BNGD / indennizzo BGD al concessionario uscente

Canone incrementale

Scenario prezzi BASE

PROSPETTO DI RENDICONTO FINANZIARIO PRO-FORMA 2025-2054

(ANNI 2025-2039)

(valori in €)	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039
POSIZIONE FINANZIARIA NETTA (CASSA) INIZIALE		186.082	427.596	364.701	242.420	308.092	180.648	275.525	441.077	333.597	326.759	2.295.571	4.793.847	2.530.516	2.221.625	1.722.489
Ricavi totali		1.894.480	1.881.271	1.972.950	2.012.409	2.052.657	2.093.710	2.077.075	2.178.296	2.221.862	2.204.208	2.184.960	2.357.857	2.405.014	2.453.115	2.502.177
Canone Regionale		(279.165)	(255.859)	(258.073)	(238.040)	(238.975)	(221.011)	(220.578)	(222.977)	(223.989)	(223.530)	(223.032)	(235.862)	(236.958)	(238.076)	(250.079)
Altri canoni (BIM, riviervaschi) e riserva energia		(237.590)	(246.266)	(247.533)	(256.142)	(257.460)	(266.414)	(267.786)	(277.098)	(278.525)	(288.211)	(289.695)	(299.769)	(301.313)	(311.790)	(313.397)
BGD - Canone incrementale		(60.000)	(61.740)	(63.037)	(64.360)	(65.648)	(66.960)	(68.300)	(69.666)	(71.059)	(72.480)	(73.930)	(75.408)	(76.917)	(78.455)	(80.024)
Costo del personale		(618.752)	(618.752)	(618.752)	(663.718)	(663.718)	(663.718)	(704.343)	(704.343)	(704.343)	(747.454)	(747.454)	(747.454)	(793.204)	(793.204)	(793.204)
Altri costi operativi		(324.779)	(324.460)	(336.842)	(342.802)	(349.207)	(355.747)	(355.787)	(369.806)	(377.047)	(377.220)	(377.248)	(400.042)	(408.043)	(416.201)	(424.518)
Imposte dell'esercizio		(101.110)	(99.865)	(123.184)	(114.675)	(124.186)	(143.406)	(115.064)	(136.459)	(154.413)	(74.407)	(6.732)	(15.445)	(13.470)	(20.636)	(65.130)
Accantonamento imposte differite		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Accantonamento TFR		7.019	7.019	7.019	7.019	7.529	7.529	7.529	7.990	7.990	7.990	8.479	8.479	8.479	8.998	8.998
Flussi di cassa operativi		280.103	281.347	332.548	339.691	360.992	383.983	352.746	405.937	420.476	428.896	475.348	592.357	583.589	603.751	584.822
BGD - Costi di impianto e di ampliamento	(52.340)	(66.934)	(34.387)	-	-	-	(212.306)	(57.132)	-	(81.508)	-	(1.580.538)	-	-	-	-
BNGD	(319.824)	(52.530)	-	-	-	-	-	-	(41.235)	(34.932)	(1.866.470)	(2.065.444)	-	-	-	-
Altri investimenti		(150.000)	-	-	(150.000)	-	-	(150.000)	-	-	(150.000)	-	-	(150.000)	-	-
Δ Capitale Circolante	-	(236.810)	1.651	(11.460)	(4.932)	(5.031)	(5.132)	2.079	(12.653)	(5.446)	2.207	2.406	(21.612)	(5.895)	(6.013)	(6.133)
Capitale sociale	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Aumento Capitale (acquisto BNGD-BGD)	186.082	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Aumento Capitale (investimenti)	-	-	21.907	-	-	-	-	-	-	-	-	963.793	1.875.696	-	-	-
Flussi di cassa a servizio del debito	(186.082)	(226.172)	270.518	321.088	184.758	355.961	166.545	147.694	352.050	298.591	(1.585.367)	(2.204.435)	2.446.440	427.694	597.739	578.689
Oneri Finanziari Netti		(15.342)	(19.807)	(15.178)	(13.763)	(12.219)	(11.404)	(17.915)	(19.367)	(16.509)	(65.558)	(177.235)	(183.109)	(118.804)	(98.603)	(73.495)
Flusso di dividendi rilevanti per la valutazione		-	(187.816)	(183.629)	(236.668)	(216.298)	(250.018)	(295.331)	(225.203)	(275.244)	(317.888)	(116.606)	-	-	-	-
POSIZIONE FINANZIARIA NETTA (CASSA) FINALE	186.082	427.596	364.701	242.420	308.092	180.648	275.525	441.077	333.597	326.759	2.295.571	4.793.847	2.530.516	2.221.625	1.722.489	1.217.295

CONCESSIONE DI RESIO

Caso A) Nuova concessione 30 anni e prezzo BNGD / indennizzo BGD al concessionario uscente

Canone incrementale

Scenario prezzi BASE

PROSPETTO DI RENDICONTO FINANZIARIO PRO-FORMA 2025-2054

(ANNI 2040-2054)

(valori in €)	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050	2051	2052	2053	2054
POSIZIONE FINANZIARIA NETTA (CASSA) INIZIALE	1.217.295	4.488.937	4.593.691	3.462.585	3.163.310	2.563.867	2.189.232	2.445.453	1.721.146	932.650	221.083	(510.308)	(1.318.012)	(2.083.015)	(2.902.590)
Ricavi totali	2.307.487	2.531.943	2.655.330	2.708.437	2.762.606	2.740.656	2.756.097	2.931.699	2.990.333	3.050.140	3.111.143	3.086.424	3.236.833	3.301.570	3.367.601
Canone Regionale	(245.362)	(250.715)	(265.154)	(266.389)	(267.648)	(279.283)	(279.610)	(283.784)	(298.086)	(299.476)	(300.894)	(313.966)	(317.530)	(319.035)	(335.107)
Altri canoni (BIM, rivaschi) e riserva energia	(324.294)	(325.966)	(337.299)	(339.039)	(350.826)	(352.636)	(364.895)	(366.778)	(379.529)	(381.487)	(394.749)	(396.787)	(410.580)	(412.700)	(427.045)
BGD - Canone incrementale	(81.624)	(83.257)	(84.922)	(86.620)	(88.353)	(90.120)	(91.922)	(93.761)	(95.636)	(97.549)	(99.500)	(101.490)	(103.520)	(105.590)	(107.702)
Costo del personale	(841.755)	(841.755)	(841.755)	(841.755)	(841.755)	(841.755)	(841.755)	(841.755)	(841.755)	(841.755)	(841.755)	(841.755)	(841.755)	(841.755)	(841.755)
Altri costi operativi	(404.066)	(433.231)	(450.492)	(459.502)	(468.688)	(468.924)	(473.647)	(497.364)	(507.303)	(517.450)	(527.794)	(528.060)	(549.109)	(560.087)	(571.280)
Imposte dell'esercizio	7.346	2.359	(3.655)	(3.764)	(5.491)	(3.884)	685	(7.384)	(15.403)	(24.087)	(26.209)	(24.406)	(28.812)	(123.169)	(145.111)
Accantonamento imposte differite	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Accantonamento TFR	8.998	9.549	9.549	9.549	9.549	9.549	9.549	9.549	9.549	9.549	9.549	9.549	9.549	9.549	9.549
Flussi di cassa operativi	426.731	608.927	681.602	720.918	749.394	713.603	714.501	850.423	862.170	897.885	929.791	889.509	995.077	948.784	949.150
BGD - Costi di impianto e di ampliamento	(3.430.053)	(69.644)	-	(99.357)	-	(222.885)	-	-	-	-	(190.774)	(84.895)	-	(121.116)	-
BNGD	-	(1.326.861)	(50.265)	-	-	-	(702.925)	-	-	-	-	-	(61.273)	-	-
Altri investimenti	(150.000)	-	-	(150.000)	-	-	(150.000)	-	-	(150.000)	-	-	(150.000)	-	-
A Capitale Circolante	24.336	(28.057)	(15.423)	(6.638)	(6.771)	2.744	(1.930)	(21.950)	(7.329)	(7.476)	(7.625)	3.090	(18.801)	(8.092)	(8.254)
Capitale sociale	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Aumento Capitale (acquisto BNGD-BGD)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Aumento Capitale (investimenti)	-	937.946	716.599	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Flussi di cassa a servizio del debito	(3.128.986)	122.312	1.332.512	464.923	742.623	493.462	(140.354)	828.472	854.841	740.410	731.391	807.704	765.003	819.576	940.896
Oneri Finanziari Netti	(142.656)	(227.066)	(201.407)	(165.647)	(143.179)	(118.827)	(115.867)	(104.165)	(66.345)	(28.843)	-	-	-	-	-
Flusso di dividendi rilevanti per la valutazione	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
POSIZIONE FINANZIARIA NETTA (CASSA) FINALE	4.488.937	4.593.691	3.462.585	3.163.310	2.563.867	2.189.232	2.445.453	1.721.146	932.650	221.083	(510.308)	(1.318.012)	(2.083.015)	(2.902.590)	(3.843.487)

ALLEGATO 2

Investimenti di piano – Tabelle di dettaglio

Concessione di Resio

BENI GRATUITAMENTE DEVOLVIBILI (BGD)	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
€ (prezzi 2023)										
Espropri										
Opera di presa Torrente Resio						26.172				
Opera di presa Torrente Cul	13.710					13.710				
Condotta forzata da opera presa Torrente Cul						22.506				
Galleria di derivazione		32.057								
Bacino di carico							48.241			
Condotta forzata da vasca di carico a centrale						120.462				
Canale di scarico della centrale nel fiume Caffaro										
Quota parte sistema piano inclinato	50.000								66.150	
TOTALE BGD	63.710	32.057				182.850	48.241		66.150	
Stima giorni fermo impianto per lavori		10					10			

BENI NON GRATUITAMENTE DEVOLVIBILI (BNGD)	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
€ (prezzi 2023)										
Espropri										
Edificio centrale di Resio								29.135		
Casa del guardiano al bacino di carico								5.000		
Turbine Pelton G1, G2 (cassa)										
Turbine Pelton (macchinario) G1										900.054
Turbine Pelton (macchinario) G2										
Valvola rotativa G1										585.035
Valvola rotativa G2										
Altri impianti (Carroponte sala macchine)										
Alternatori										
Quadri MT e ausiliari di centrale										
Sottostazione elettrica AT - trasformatori elevatori										
Sottostazione elettrica AT altre componenti										
Quota parte sistema piano inclinato									28.350	
Manufatto di prelievo dal canale BKW Italia	50.000									
TOTALE BNGD	50.000							34.135	28.350	1.485.090
Stima giorni fermo impianto per lavori										10

BENI GRATUITAMENTE DEVOLVIBILI (BGD)	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044
€ (prezzi 2023)										
Espropri										
Opera di presa Torrente Resio	26.172					26.172				
Opera di presa Torrente Cul	13.710					13.710				
Condotta forzata da opera presa Torrente Cul	1.102.801					22.506				
Galleria di derivazione	32.057									
Bacino di carico							48.241			
Condotta forzata da vasca di carico a centrale	48.185					2.361.048				
Canale di scarico della centrale nel fiume Caffaro	10.000									
Quota parte sistema piano inclinato									66.150	
TOTALE BGD	1.232.924					2.423.436	48.241		66.150	
Stima giorni fermo impianto per lavori	20					35	10			

BENI NON GRATUITAMENTE DEVOLVIBILI (BNGD)	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044
€ (prezzi 2023)										
Espropri										
Edificio centrale di Resio								29.135		
Casa del guardiano al bacino di carico								5.000		
Turbine Pelton G1, G2 (cassa)										
Turbine Pelton (macchinario) G1										
Turbine Pelton (macchinario) G2	900.054									
Valvola rotativa G1										
Valvola rotativa G2	585.035									
Altri impianti (Carroponte sala macchine)	126.094									
Alternatori										
Quadri MT e ausiliari di centrale							919.086			
Sottostazione elettrica AT - trasformatori elevatori										
Sottostazione elettrica AT altre componenti										
Quota parte sistema piano inclinato										
Manufatto di prelievo dal canale BKW Italia										
TOTALE BNGD	1.611.184						919.086	34.135		
Stima giorni fermo impianto per lavori	13						10			

BENI GRATUITAMENTE DEVOLVIBILI (BGD)	2045	2046	2047	2048	2049	2050	2051	2052	2053	2054
€ (prezzi 2023)										
Espropri										
Opera di presa Torrente Resio	26.172					26.172				
Opera di presa Torrente Cul	13.710					13.710				
Condotta forzata da opera presa Torrente Cul	22.506					22.506				
Galleria di derivazione	32.057									
Bacino di carico							48.241			
Condotta forzata da vasca di carico a centrale	48.185					48.185				
Canale di scarico della centrale nel fiume Caffaro										
Quota parte sistema piano inclinato									66.150	
TOTALE BGD	142.630					110.573	48.241		66.150	
Stima giorni fermo impianto per lavori	10						10			

BENI NON GRATUITAMENTE DEVOLVIBILI (BNGD)	2045	2046	2047	2048	2049	2050	2051	2052	2053	2054
€ (prezzi 2023)										
Espropri										
Edificio centrale di Resio								29.135		
Casa del guardiano al bacino di carico								5.000		
Turbine Pelton G1, G2 (cassa)										
Turbine Pelton (macchinario) G1										
Turbine Pelton (macchinario) G2										
Valvola rotativa G1										
Valvola rotativa G2										
Altri impianti (Carroponte sala macchine)										
Alternatori										
Quadri MT e ausiliari di centrale										
Sottostazione elettrica AT - trasformatori elevatori		210.000								
Sottostazione elettrica AT altre componenti		231.000								
Quota parte sistema piano inclinato										
Manufatto di prelievo dal canale BKW Italia										
TOTALE BNGD		441.000						34.135		
Stima giorni fermo impianto per lavori		15								