



Analisi costi-benefici di natura economica, sociale e ambientale connessi al settore idroelettrico italiano

- Studio Energy Strategy Group del Politecnico di Milano -

Assoidroelettrica, associazione più rappresentativa della categoria dei produttori idroelettrici in Italia (oltre 300 società associate e circa 4 TWh prodotti), vista la grave crisi che sta colpendo il settore idroelettrico, ha commissionato al **Politecnico di Milano - Energy & Strategy Group**, punto di riferimento a livello nazionale per la comprensione delle dinamiche competitive nella filiera delle energie rinnovabili in Italia, uno studio con l'obiettivo di quantificare l'incidenza sul settore del sistema di canoni/sovraccanoni per l'uso delle acque, nonché per individuare una tariffa incentivante opportuna a sostegno del settore.

Si ricorda che tra le fonti rinnovabili italiane, stando al rapporto statistico del GSE per l'anno 2016, l'idroelettrico è ancora la maggiore, sia per potenza che per produzione annua, e ha dei vantaggi specifici che lo rendono di particolare interesse pubblico e cioè:

- ❖ **PRODUCE DI PIÙ:** a parità di potenza installata e di incentivo erogato produce più energia rispetto ad altre fonti, perché la sua vita utile è molto più lunga.
- ❖ **È PIÙ EFFICIENTE:** il rapporto tra l'energia prodotta nel corso della vita utile e quella consumata per costruirlo, installarlo e dismetterlo a fine vita, è di un ordine di grandezza superiore a quello delle altre tipologie di fonte rinnovabile.
- ❖ **È UNA FONTE PROGRAMMABILE/PREVEDIBILE, GARANTISCE QUINDI LA SICUREZZA DELL'APPROVVIGIONAMENTO ENERGETICO:** l'idroelettrico è l'unica fonte rinnovabile programmabile. Gli impianti a serbatoio producono solo quando è necessario, rendono stabile la Rete di Trasporto Nazionale e consentono al sistema elettrico italiano di adattarsi ai nostri consumi ora per ora. Persino gli impianti ad acqua fluente hanno una produzione ottimamente prevedibile sul breve periodo e quindi una produzione qualitativamente migliore degli impianti eolici o fotovoltaici.

- ❖ **SI INTEGRA NEL PAESAGGIO:** gli impianti idroelettrici più moderni hanno un minimo impatto ambientale e paesaggistico, possono anche essere realizzati o spostati in sotterraneo, lasciano il nostro paesaggio inalterato.
- ❖ **È ITALIANO:** notoriamente i componenti delle turbine eoliche e dei pannelli fotovoltaici provengono in gran parte dall'estero e devono essere importati. Si veda all'occorrenza la recente decisione della Commissione di non estendere più le misure di anti-dumping e anti-sussidi contro i pannelli solari cinesi. Al contrario, gli impianti idroelettrici sono, per almeno il 90%, di costruzione nazionale: tecnologia, indotto industriale e valore aggiunto restano ad arricchire l'Italia. Inoltre, i cantieri idroelettrici (in gran parte composti da lavori civili) sono ad alta intensità di manodopera e perciò generano maggiore occupazione.
- ❖ **PREVIENE IL RISCHIO IDROGEOLOGICO,** intervenendo attivamente in un settore dove i fondi statali scarseggiano: l'idroelettrico dà luogo ad una costante, continua, manutenzione delle opere idrauliche site negli alvei attivi (briglie esistenti/difese spondali etc.), il cui ruolo di regimazione delle acque risulta preziosissimo ai fini della tutela dal rischio idrogeologico. Dove insistono le predette unità produttive viene inoltre garantita la regimazione delle acque piovane nei versanti spondali, in quanto negli stessi insistono solitamente condotte forzate e strade di accesso il cui buono stato, nell'interesse ed a carico dei produttori, deve essere garantito. Ciò contrasta in maniera determinante il rischio di frane e smottamenti diffusi, i cui effetti, in taluni casi, potrebbero avere conseguenza devastanti sia per l'uomo che per l'ambiente, causando vittime innocenti, spazzando via strade, ponti e intere porzioni di borgate.
- ❖ **SUPPORTA LA PROTEZIONE CIVILE:** Durante eventi di piena avviene frequentemente che le autorità di protezione civile chiedano agli operatori idroelettrici di utilizzare le loro opere per la laminazione delle piene o il bypass di aree in frana. Anche nei periodi di siccità il ruolo degli impianti idroelettrici rappresentano un'indispensabile strumento a servizio della Protezione Civile, a disposizione delle squadre antincendio aeree e di terra. È infatti sufficiente una vasca di carico di poche decine di metri cubi a garantire il prelievo di acqua dolce da parte di elicotteri piuttosto che di autobotti, andando peraltro ad evitare gli effetti della dispersione di acqua salata sul terreno. Diversamente reperire l'acqua sarebbe molto più difficoltoso, dispendioso in termini economici ed anche di tempo con negative ripercussioni sul progredire di incendi e sullo stato del soprassuolo eventualmente irrorato con acqua salata.

D'altro canto, l'operatore idroelettrico deve fronteggiare due aspetti che minano l'economicità di un nuovo investimento, criticità che non devono fronteggiare gli operatori di altre fonti rinnovabili, e precisamente:

- ❖ **PAGANO LA FONTE RINNOVABILE CHE UTILIZZANO:** per motivi sostanzialmente storici, l'acqua pubblica si paga, mentre sole e vento sono gratuiti. Se da un lato questo è un beneficio per i percettori dei canoni (Regioni, Consorzi B.I.M., Comuni rivieraschi), d'altro conto appesantisce i bilanci e i piani industriali degli operatori idroelettrici. Si consideri che per alcune categorie d'impianti, comprese le imposte, i 2/3 del fatturato (!) sono retrocessi alla comunità. Di questo duplice aspetto (maggior valore per la comunità / minore competitività) si deve ovviamente tenere conto quando si confrontano diverse fonti rinnovabili e le si mette in concorrenza.
- ❖ **NON GODONO DI ECONOMIE DI SCALA ED UTILIZZANO UNA TECNOLOGIA MATURA:** essendo realizzati su misura per i rispettivi siti, gli impianti idroelettrici non godono di economie di scala e, anche in considerazione della maturità della tecnologia, non ci si può attendere una riduzione del costo specifico di costruzione (e quindi di produzione). Al contrario, i crescenti vincoli ambientali che –

giustamente – richiedono realizzazioni sempre più sofisticate, rendono difficile persino mantenere stabili tali costi.

Stante gli innegabili vantaggi specifici del comparto idroelettrico dalla preliminare analisi delle bozze del decreto a sostegno delle fonti rinnovabili emerge una incomprensibile volontà del legislatore di ridimensionamento dell'intero settore. Allo stato attuale, senza una politica strategica mirata, e un quadro regolatorio idoneo, l'idroelettrico dopo essere stato uno degli elementi trainati e di vanto del paese, è destinato ad un inevitabile declino. Una grave crisi si sta infatti consumando ai danni della produzione di energia idroelettrica, nonostante la secolare esperienza e i notevoli investimenti in innovazione tecnologica che consentono di realizzare impianti sempre più rispettosi dell'ambiente.

Senza voler fare dell'inutile allarmismo è evidente a tutti gli operatori che l'intero settore sia in fortissima sofferenza e che non possa continuare a mantenersi attivo e competitivo con uno scenario di mercato profondamente modificato.

Se da una parte il prezzo dell'energia medio è in costante riduzione (circa -20% negli ultimi anni) dall'altra l'ammontare dei canoni/sovraccanoni di concessione continuano a salire con logiche talvolta vessatorie (in alcune regioni si è registrato un incremento delle richieste da parte degli Enti locali di quasi il +160%).

Di questo duplice aspetto (maggiore valore per la comunità / minore competitività) si deve ovviamente tenere conto quando si confrontano diverse fonti rinnovabili e le si mette in concorrenza, tanto più che per un operatore idroelettrico i canoni sono costi fissi non correlati né al valore economico della produzione, né all'effettiva disponibilità di acqua.

È evidente che per anni gli Enti locali hanno considerato il settore idroelettrico come "cassaforte", da cui attingere per pianare esigenze di bilancio. E' tuttavia arrivato il momento di lanciare un grido di allarme: questo non più possibile, pena la chiusura per "sfinimento fiscale" di tante realtà medio-piccole costituite da centinaia di imprese e migliaia di lavoratori e professionisti attraverso i quali il nostro paese è leader mondiale.

Lo studio condotto dal Politecnico, che trasmettiamo unitamente alla presente, conferma il grave stato di sofferenza per il settore. Sebbene sia difficile dare un valore univoco valido per tutto il territorio nazionale e caratterizzante altresì tutte le svariate realtà esistenti, prendendo come riferimento il rilevante pool di impianti rappresentato da questa Associazione, con un fattore di utilizzo medio di circa 4.500 ore equivalenti/anno e un valore di costo unitario medio d'installazione pari circa 5.000 €/kW si può concludere quanto segue:

- ❖ il settore è soggetto ad un sistema di canoni gravoso (Canoni di concessione, Sovraccanoni Enti Rivaschi, Sovraccanoni Bacino Imbrifero Montano, royalties varie, obblighi ittiogenici etc.) a cui nessuna altra fonte è assoggettata, che può arrivare ad incidere oltre il 30 % del fatturato;
- ❖ alle attuali condizioni di mercato e di canoni, senza un adeguato sistema incentivante, non è possibile garantire la remunerazione minima dell'investimento accettabile dagli istituti di credito che ne permettano il finanziamento: ciò implicherà la drastica riduzione di tutte le nuove iniziative;
- ❖ se si vuole garantire il mantenimento di nuovi investimenti nel settore idroelettrico per supportare oltre che l'ulteriore diffusione (e le associate ricadute positive su ambiente ed economia locale) che la stessa



sopravvivenza di un comparto strategico è evidente la necessità di un meccanismo incentivante in linea con i valori previsto dal decreto FER 23 giugno 2016;

- ❖ senza la garanzia di Prezzi Minimi di Ritiro i micro e mini impianti esistenti andranno progressivamente a chiusura non riuscendo a fronteggiare l'aumento dei canoni e dei costi di manutenzione. Si sottolinea che questi impianti, quasi sempre a gestione familiare, possono apparire economicamente marginali ma hanno in realtà un importante ruolo di presidio del territorio, supporto all'economia agricola montana e contrasto del dissesto idrogeologico;
- ❖ i costi sostenuti dal sistema paese per l'incentivazione al settore idroelettrico, così come auspicata da Assoidroelettrica (in linea con il DM FER 2016), rientrerebbero abbondantemente tramite ricadute di natura economica (tassazione, accise e canoni), occupazionale ed ambientale (mancate emissioni di CO₂, gestione degli alvei fluviali, stabilità della rete elettrica etc.), rendendo di fatto il disavanzo complessivo per la collettività positivo.

Il Presidente
(Paolo Pinamonti)

Il Direttore Generale
(Paolo Taglioli)



POLITECNICO
MILANO 1863



Analisi costi-benefici di natura economica, sociale e ambientale connessi al settore idroelettrico italiano



- **L'obiettivo del presente studio è analizzare la sostenibilità economica degli impianti idroelettrici di piccola taglia** (aventi una potenza di concessione fino a 1 MW) nell'attuale contesto normativo, al fine di fornire alla comunità delle rinnovabili ed al legislatore delle riflessioni utili alla transizione verso una nuova configurazione dei meccanismi incentivanti.
- Lo studio è articolato nelle seguenti 3 fasi:
 - **Fase 1: Analisi della sostenibilità economica** degli impianti idroelettrici di potenza di concessione fino a 1.000 kW in **assenza d'incentivi e accesso ai Prezzi Minimi Garantiti (PMG) per i primi 1.500.000 kWh prodotti**, nell'ipotesi di vendere l'energia eccedente la soglia del PMG al prezzo di mercato (valore medio degli ultimi 5 anni del PUN sul mercato del giorno prima). Particolare attenzione verrà posta all'incidenza degli oneri concessori sulla valutazione economica dell'investimento.
 - **Fase 2: Stima del valore dell'incentivo necessario per raggiungere la sostenibilità economica per gli impianti idroelettrici**, rispetto alle soglie di «accettabilità» e «bancabilità» dell'investimento tipiche per tali tipologie di impianti.
 - **Fase 3: Analisi costi-benefici** della diffusione degli **impianti idroelettrici** in Italia, con particolare riferimento alla **stima delle ricadute "sistemiche", di natura economica, ambientale e sociale**.



POLITECNICO
MILANO 1863



Analisi costi-benefici di natura economica, sociale e ambientale connessi al settore idroelettrico italiano

FASE 1

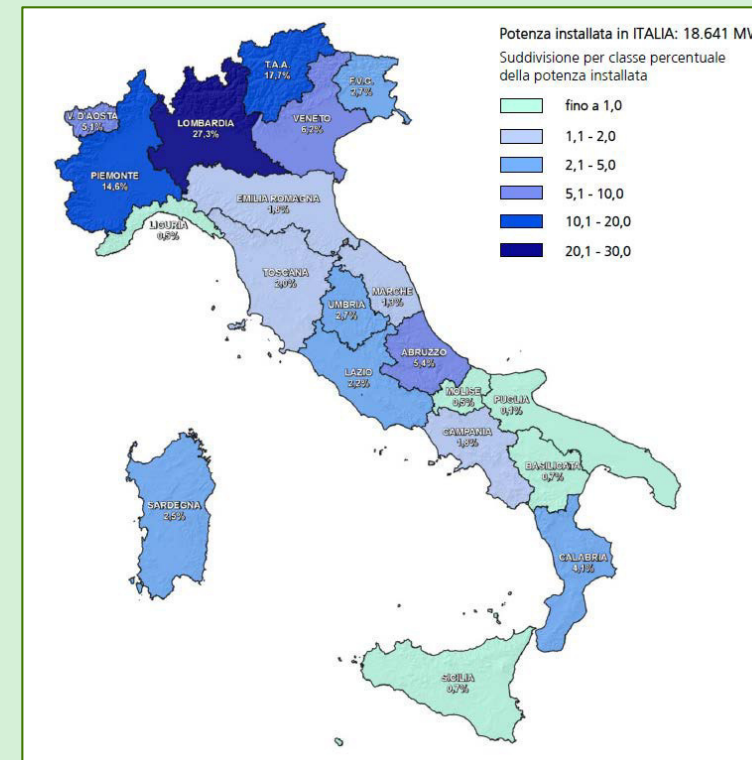
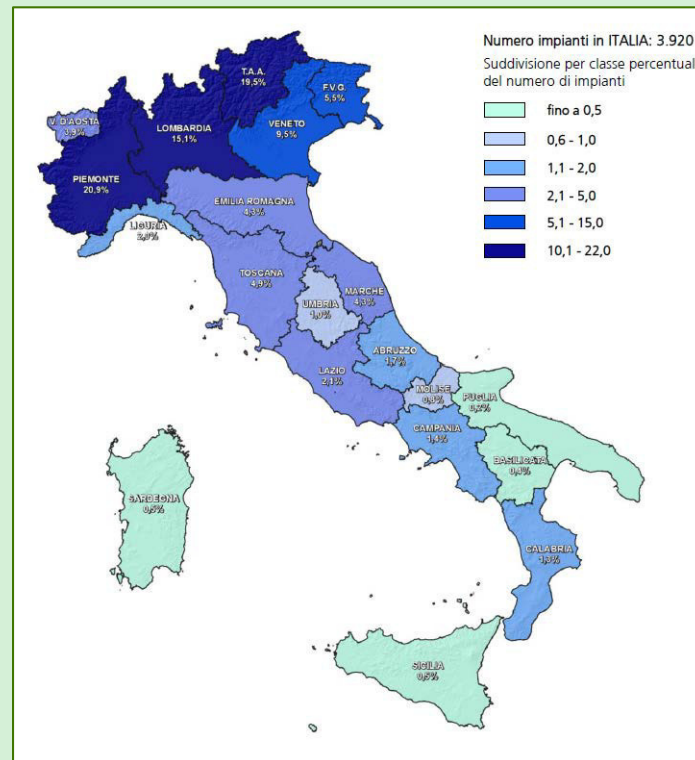


Fase 1: Assunzioni

- L'analisi è incentrata sugli impianti di piccola taglia (fino a 1 MW). Le «taglie tipo» utilizzate per la creazione dei business plan sono:
 - 100 kW
 - 250 kW
 - 500 kW
 - 1 MW.
- Per l'analisi ci si è focalizzati sul «caso» **Lombardia**, ed in seconda battuta sul «caso» **Piemonte**, data l'elevata presenza di impianti idroelettrici nelle due regioni. Inoltre, il «caso» **Lombardia mostra canoni «favorevoli» per impianti di piccola taglia**; è evidente che se i risultati non fossero favorevoli per questa tipologia di impianto non lo sarebbero neanche in altre regioni, dove i canoni complessivi sono più elevati.

Focus: distribuzione impianti idroelettrici in Italia

- La distribuzione degli impianti idroelettrici in Italia mostra che:
 - la distribuzione degli impianti idroelettrici in Italia è rimasta per lo più invariata negli anni;
 - in Piemonte, Trentino Alto Adige e Lombardia sono installati oltre il 55% degli impianti totali del Paese*;
 - il 36% degli impianti idroelettrici nazionali sono localizzati in Lombardia e Piemonte*;
 - il 41.9% della potenza idroelettrica installata nazionale è localizzata in Lombardia e Piemonte*.



* Fonte: Rapporto statistico GSE
– 2016 (ultima edizione)

Fase 1: Definizioni

- La tabella mostra il dettaglio delle variabili incluse all'interno del modello di simulazione predisposto per l'analisi economica.

	Definizione
Potenza concessione [kW]	La potenza di concessione è definita dalla seguente espressione: $P = QM * \text{salto utile} * 1000 / 102$, dove QM è la portata media
Ore medie annue di funzionamento [h/anno]	Le ore medie annue di funzionamento sono definite come il rapporto tra i kWh annui prodotti e la potenza installata (si veda l'approfondimento nell'Appendice)
CAPEX [€/kW]	Costo unitario di installazione
Contributo spese istruttoria [€]	Costi ascrivibili all'iter autorizzativo presso gli enti pubblici
OPEX annuo medio [€/kW annuo]	Costi variabili unitari di gestione annuali dell'impianto. È comprensivo di: O&M, gestione e conduzione dell'impianto, assicurazioni, oneri GSE, sbilanciamenti, licenze, materiali di consumo, costi utenze di centrale, IMU, smaltimento rifiuti e monitoraggi ambientali obbligatori del corpo idrico
Di cui canoni e royalties medi [€/kW annuo]	Canoni, sovracani e royalties unitari annuali (si veda «Focus» alla slide successiva)
Tasso di attualizzazione [%]	Tasso di interesse utilizzato per attualizzare i flussi di cassa futuri
Prezzo di vendita dell'energia prodotta [€/kWh]	Prezzo a cui viene venduta l'energia sul mercato, calcolato come media del PUN degli ultimi 5 anni
Leva finanziaria [%]	Percentuale dell'investimento ottenuta tramite ricorso a capitale esterno
Vita utile [anni]	Anni in cui si ipotizza l'impianto sia operativo
Tasse (IRES/IRAP) [%]	Ammontare del reddito ante imposta dovuto allo Stato
Ammortamento medio opere civili [%]	Ripartizione del costo relativo alle opere civili necessarie all'impianto
Ammortamento medio macchinari [%]	Ripartizione del costo relativo ai macchinari necessari all'impianto
Inflazione media [%]	Rincaro medio annuale delle voci di spesa

Focus: Canoni idrici di concessione nel 2018

Il «caso» Lombardia e Piemonte

REGIONE	IMPORTO	NORMATIVA DI RIFERIMENTO
LOMBARDIA	16,00 €/kW (P<3000 kW) 32,22 €/kW (P>3000 kW)	D.d.s. 27 novembre 2017 - n. 14902
PIEMONTE	29,54 €/kW (P<20 kW) 34,20 €/kW (20 kW ≤ P<220 kW) 37,31 €/kW (220 kW ≤ P<1000 kW) 39,39 €/kW (1000 kW ≤ P<3000 kW) 43,53 €/kW (P ≥ 3000 kW)	D.G.R. n. 42-5986 del 24 novembre 2017

In riferimento al canone idrico di concessione attuale (2018) al fini della nostra analisi, si sono individuate le seguenti regioni.

Il caso «Lombardia», che per i piccoli impianti risulta essere particolarmente conveniente:

16,00 €/kW (P<3.000 kW)
32,22 €/ kW (P>3.000 kW)

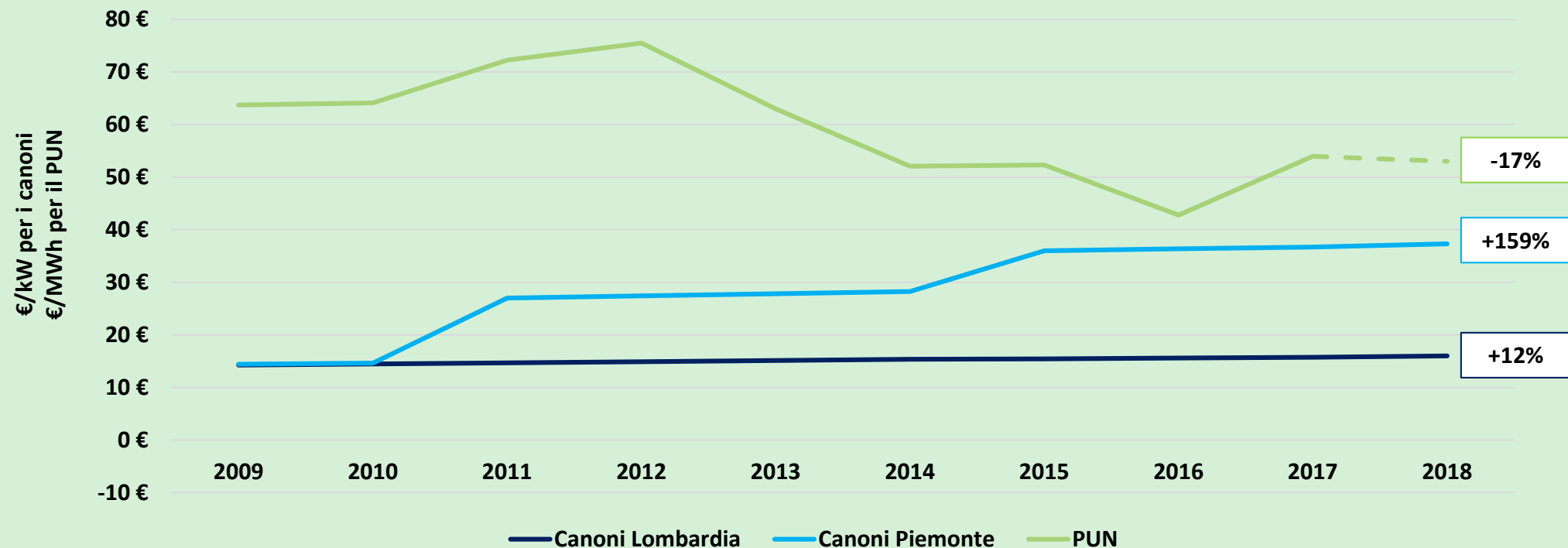
Il caso «Piemonte» per essere uno dei più «stringenti» rispetto alle piccole taglie:

37,31 €/kW
(220 kW<P<1.000 kW)

Focus: Canoni idrici di concessione nel periodo 2009-2018

Il «caso» Lombardia e Piemonte

- Il grafico seguente mostra l'andamento crescente dei canoni di concessione negli ultimi anni per le due regioni «agli estremi» per quanto riguarda i valori per i piccoli impianti in confronto al PUN.
- Si può vedere che mentre il PUN dopo il picco del 2012 è andato calando (-17% complessivamente dal 2009 al 2018; - 30% dal 2012 al 2018), i canoni di concessione, soprattutto del Piemonte, sono aumentati in modo consistente (+159% dal 2009 al 2018). Meno marcato e più graduale l'aumento in Lombardia (+12% nel periodo considerato).



Focus: canoni, Sovracanoni e royalties

Il «caso» Lombardia

- Il **Sovracanone per Bacini Imbriferi Montani** e il **Sovracanone Enti Rivieraeschi** sono definiti da una norma nazionale e si applicano a **impianti di taglia superiore ai 220 kW**, mentre il **canone idrico di concessione** varia in base alla Regione (in questo caso è stato utilizzato quello della regione Lombardia).

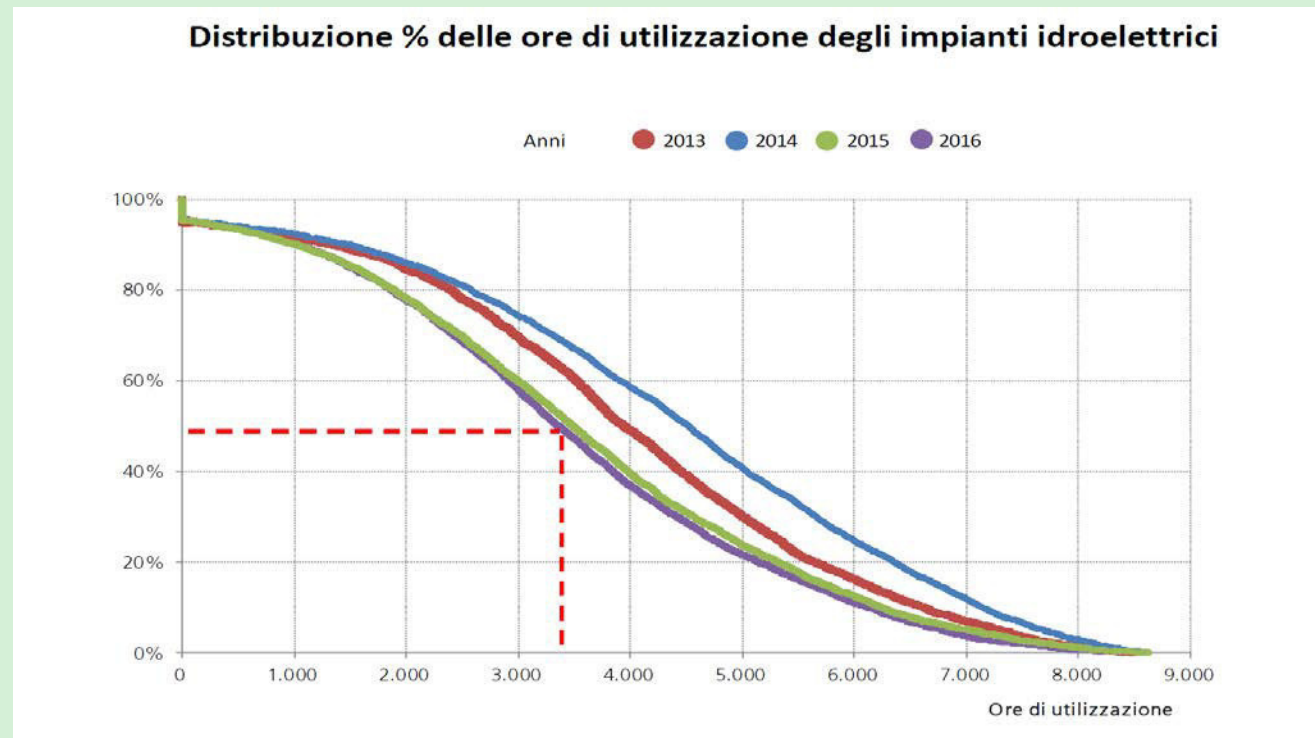
Canoni idrici annuali in Lombardia (P<3000 kW)		
Canone idrico di concessione	16,00	€/kW
Sovracanone per Bacini Imbriferi Montani	30,67	€/kW
Sovracanone Enti Rivieraeschi	5,78	€/kW
Canone ittiogenico medio*	0,85	€/MWh
Royalties (medie)**	3%	Sui ricavi

*Canoni ittiogenici introdotti con DGR 2004 n. 7/16065: a fronte della mera sottrazione d'acqua in regione Lombardia è previsto il pagamento di un ulteriore canone a compensazione di eventuali impatti residui della derivazione sull'ittiofauna.

** Risulta attualmente una prassi la richiesta di pagamento da parte di comuni, parchi, Comunità montane etc. di royalties annuali pari al 3% dei ricavi a titolo di «compensazioni ambientali». L'ammontare delle royalties può tuttavia arrivare anche a valori dell'8%-10%.

Focus: Andamento della produzione idroelettrica - impatto delle condizioni metereologiche

- La produzione di energia elettrica da impianti idroelettrici negli ultimi anni è stata caratterizzata da condizioni climatiche meno favorevoli rispetto al 2014, dove le particolari condizioni climatiche avevano permesso di raggiungere il record di produzione (oltre **58 TWh**, nel 2016 solamente **37,5 TWh**) da questa tipologia di fonte.
- Le **ore di funzionamento** pertanto sono passate da circa **4.500** ore annue nel 2014, a **3.370** nel 2016. Nel 2017 ci si aspetta un'ulteriore riduzione, coerentemente con la riduzione della produzione idroelettrica registrata a fine 2017 (-14% rispetto al 2016).



Fase 1: Assunzioni

Impianto da 100 kW

- Nelle tabelle sottostanti sono contenute le informazioni e i dati, definiti a partire da una base significativa di impianti idroelettrici esistenti, utilizzati per le **valutazioni economiche sugli impianti idroelettrici analizzati**.

Ipotesi del modello		
	Valore	Unità
Potenza concessione	100	kW
Ore medie annue di funzionamento	4.000 - 5.000	h/anno
CAPEX	4.000 - 7.000	€/kW
Contributo spese istruttoria	14.000	€
OPEX annuo medio	215	€/kW
Di cui canoni e royalties medi	40	€/kW
Tasso di attualizzazione	7	%
Prezzo di vendita dell'energia prodotta (prezzo medio ultimi 5 anni)	0,05	€/kWh
Leva finanziaria	0	%
Vita utile	30	anni
Tasse (IRES/IRAP)	27,5	%
Ammortamento medio opere civili (60% del CAPEX)	5	%
Ammortamento medio macchinari (40% del CAPEX)	9	%
Inflazione media	1	%

Prezzi Minimi Garantiti (€/MWh) 2018	
Fino a 250.000 kWh	154,7
Oltre 250.000 kWh ed entro 500.000 kWh	106,3
Oltre 500.000 kWh ed entro 1.000.000 kWh	67,1
Oltre 1.000.000 kWh ed entro 1.500.000 kWh	58,1

Fase 1: Assunzioni

Impianto da 250 kW

- Nelle tabelle sottostanti sono contenute le informazioni e i dati, definiti a partire da una base significativa di impianti idroelettrici esistenti, utilizzati per le **valutazioni economiche sugli impianti idroelettrici analizzati**.

Ipotesi del modello		
	Valore	Unità
Potenza concessione	250	kW
Ore medie annue di funzionamento	4.000 - 5.000	h/anno
CAPEX	4.000 - 7.000	€/kW
Contributo spese istruttoria	14.000	€
OPEX annuo medio	185	€/kW
Di cui canoni, Sovracanoni e royalties medi	70	€/kW
Tasso di attualizzazione	7	%
Prezzo di vendita dell'energia prodotta (prezzo medio ultimi 5 anni)	0,05	€/kWh
Leva finanziaria	0	%
Vita utile	30	anni
Tasse (IRES/IRAP)	27,5	%
Ammortamento medio opere civili (60% del CAPEX)	5	%
Ammortamento medio macchinari (40% del CAPEX)	9	%
Inflazione media	1	%

Prezzi Minimi Garantiti (€/MWh) 2018	
Fino a 250.000 kWh	154,7
Oltre 250.000 kWh ed entro 500.000 kWh	106,3
Oltre 500.000 kWh ed entro 1.000.000 kWh	67,1
Oltre 1.000.000 kWh ed entro 1.500.000 kWh	58,1

Fase 1: Assunzioni

Impianto da 500 kW

- Nelle tabelle sottostanti sono contenute le informazioni e i dati, definiti a partire da una base significativa di impianti idroelettrici esistenti, utilizzati per le **valutazioni economiche sugli impianti idroelettrici analizzati**.

Ipotesi del modello		
	Valore	Unità
Potenza concessione	500	kW
Ore medie annue di funzionamento	4.000 - 5.000	h/anno
CAPEX	4.000 - 7.000	€/kW
Contributo spese istruttoria	14.000	€
OPEX annuo medio	170	€/kW
Di cui canoni, Sovracanoni e royalties medi	65	€/kW
Tasso di attualizzazione	7	%
Prezzo di vendita dell'energia prodotta (prezzo medio ultimi 5 anni)	0,05	€/kWh
Leva finanziaria	0	%
Vita utile	30	anni
Tasse (IRES/IRAP)	27,5	%
Ammortamento medio opere civili (60% del CAPEX)	5	%
Ammortamento medio macchinari (40% del CAPEX)	9	%
Inflazione media	1	%

Prezzi Minimi Garantiti (€/MWh) 2018	
Fino a 250.000 kWh	154,7
Oltre 250.000 kWh ed entro 500.000 kWh	106,3
Oltre 500.000 kWh ed entro 1.000.000 kWh	67,1
Oltre 1.000.000 kWh ed entro 1.500.000 kWh	58,1

Fase 1: Assunzioni Impianto da 1 MW



- Nelle tabelle sottostanti sono contenute le informazioni e i dati, definiti a partire da una base significativa di impianti idroelettrici esistenti, utilizzati per le **valutazioni economiche sugli impianti idroelettrici analizzati**.

Ipotesi del modello		
	Valore	Unità
Potenza concessione	1.000	kW
Ore medie annue di funzionamento	4.000 - 5.000	h/anno
CAPEX	3.000 - 6.000	€/kW
Contributo spese istruttoria	14.000	€
OPEX annuo medio	150	€/kW
Di cui canoni, Sovracanoni e royalties medi	65	€/kW
Tasso di attualizzazione	7	%
Prezzo di vendita dell'energia prodotta (prezzo medio ultimi 5 anni)	0,05	€/kWh
Leva finanziaria	0	%
Vita utile	30	anni
Tasse (IRES/IRAP)	27,5	%
Ammortamento medio opere civili (60% del CAPEX)	5	%
Ammortamento medio macchinari (40% del CAPEX)	9	%
Inflazione media	1	%

Prezzi Minimi Garantiti (€/MWh) 2018	
Fino a 250.000 kWh	154,7
Oltre 250.000 kWh ed entro 500.000 kWh	106,3
Oltre 500.000 kWh ed entro 1.000.000 kWh	67,1
Oltre 1.000.000 kWh ed entro 1.500.000 kWh	58,1

Fase 1: metodologia di lettura dei grafici

- I grafici nelle slide seguenti mostrano l'andamento dell'IRR al variare delle ore medie annuali di funzionamento, comprese tra **3.000 e 6.000**, e del CAPEX, compreso tra i **4.000 e i 7.000 €/kW** per gli impianti fino a **500 kW** e tra **3.000 e 6.000 €/kW** per quelli da **1 MW**.
- In ogni grafico sono state evidenziate due «aree»:

- Area di **accettabilità dell'investimento**: $7\% < IRR < 9\%$, evidenziata in arancione; 
- Area di **convenienza dell'investimento**: $IRR > 9\%$, evidenziata in verde. 

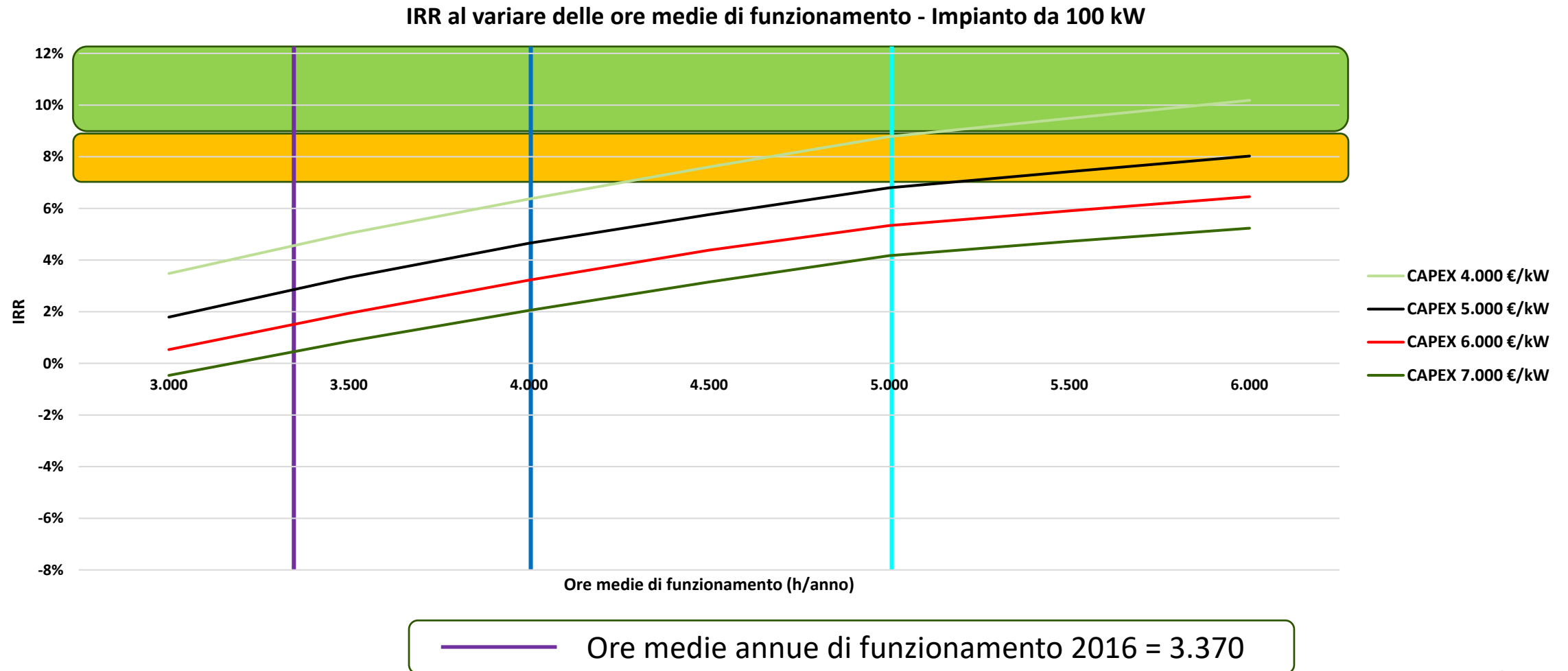
La soglia del 9% è stata evidenziata in quanto mediamente reputata accettabile dagli istituti di credito per garantire la bancabilità di un progetto idroelettrico, mentre il 7% rappresenta una soglia di redditività tipicamente ritenuta accettabile dal soggetto che promuove l'investimento.

- È inoltre presente una riga verticale che indica il **funzionamento medio dell'intero parco idroelettrico nazionale**, (compresi gli impianti a bacino), pari a **3.370 h/anno**. Tuttavia, gli impianti analizzati sono caratterizzati generalmente da un numero di **ore di funzionamento maggiore**. Pertanto nel grafico sono stati riportati due ulteriori righe verticali (**azzurra** e **blu**) a **4.000 e 5.000 h/annue**, rappresentative del **parco installato italiano per i piccoli impianti ad acqua fluente**.
- I grafici presentati sono divisi per potenza di concessione, sulla base della distinzione evidenziata in precedenza: **100 kW, 250 kW, 500 kW e 1 MW**.

Fase 1: Risultati - Caso «Lombardia»

Impianto da 100 kW

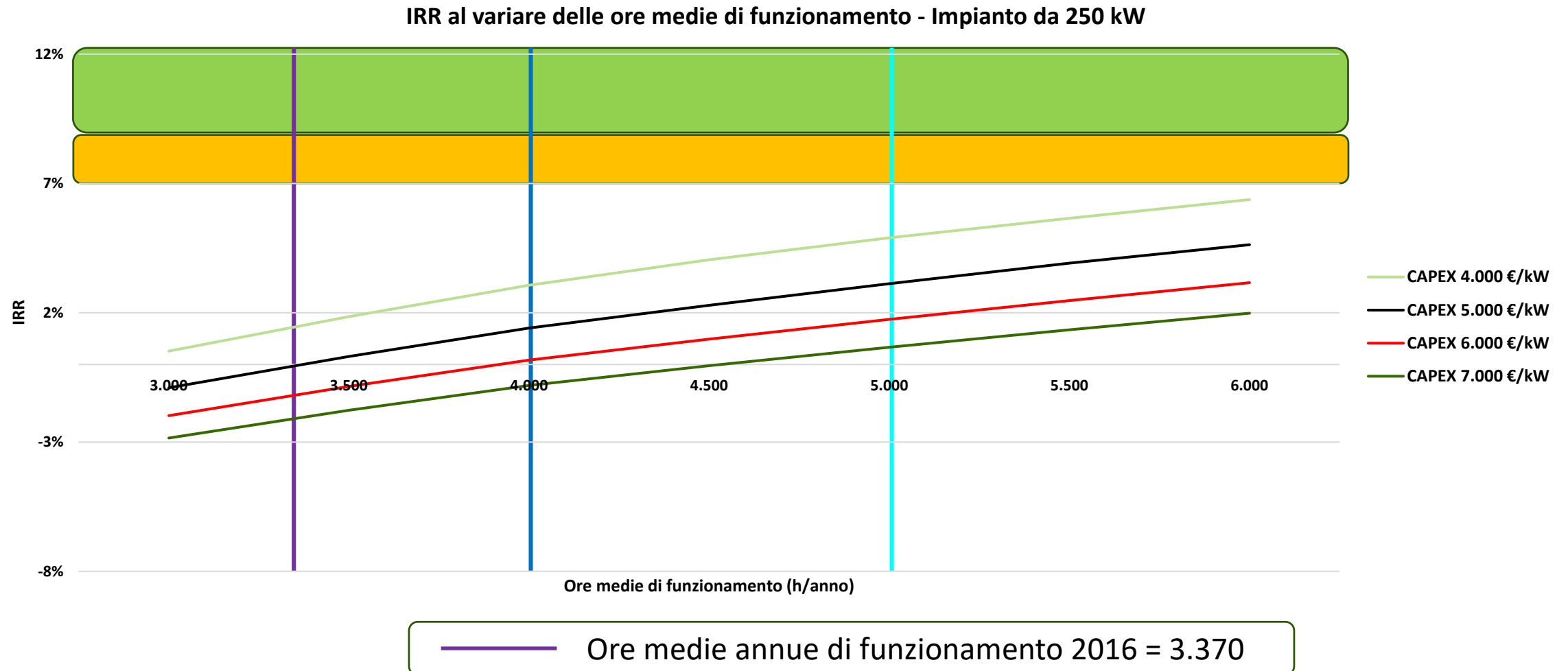
- Di seguito vengono riportati i **risultati dell'analisi economica** effettuata su impianti idroelettrici di taglia media di **100 kW**.



Fase 1: Risultati - Caso «Lombardia»

Impianto da 250 kW

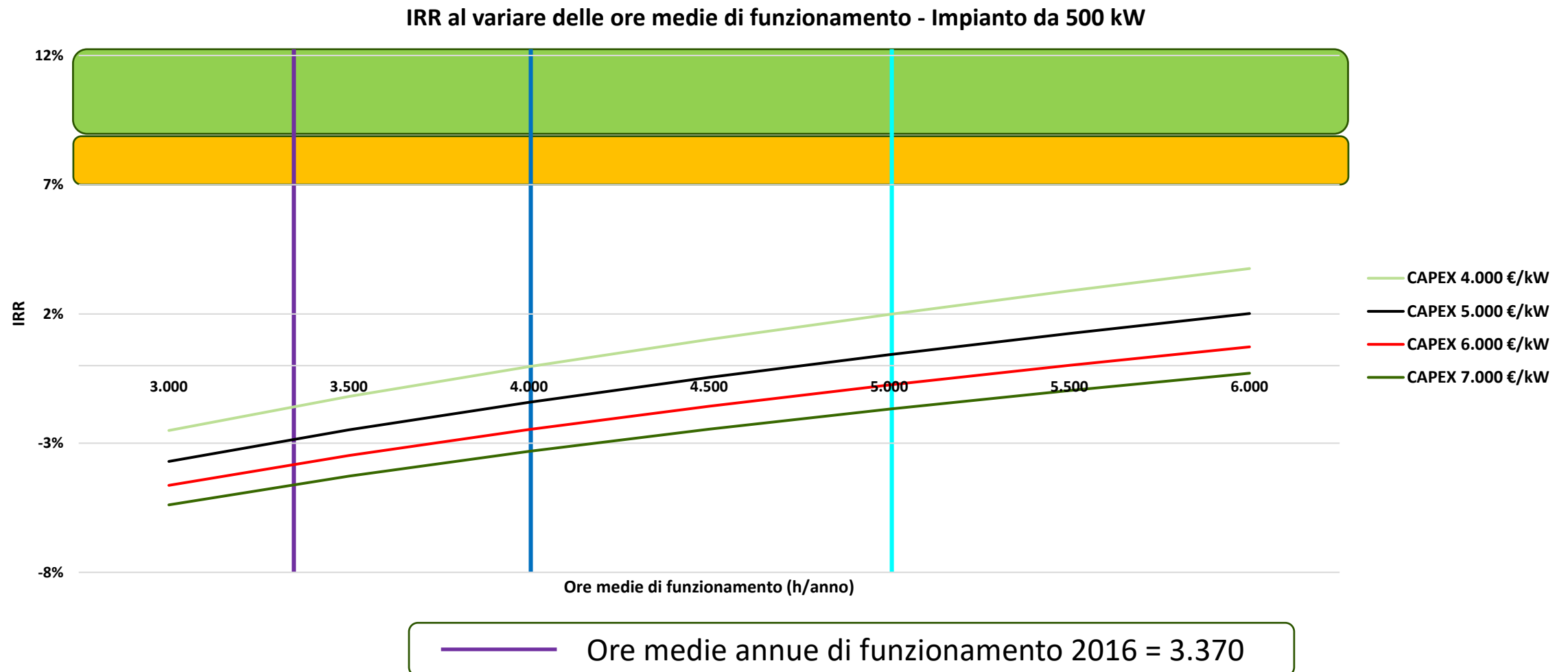
- Di seguito vengono riportati i **risultati dell'analisi economica** effettuata su impianti idroelettrici di taglia media di **250 kW**.



Fase 1: Risultati - Caso «Lombardia»

Impianto da 500 kW

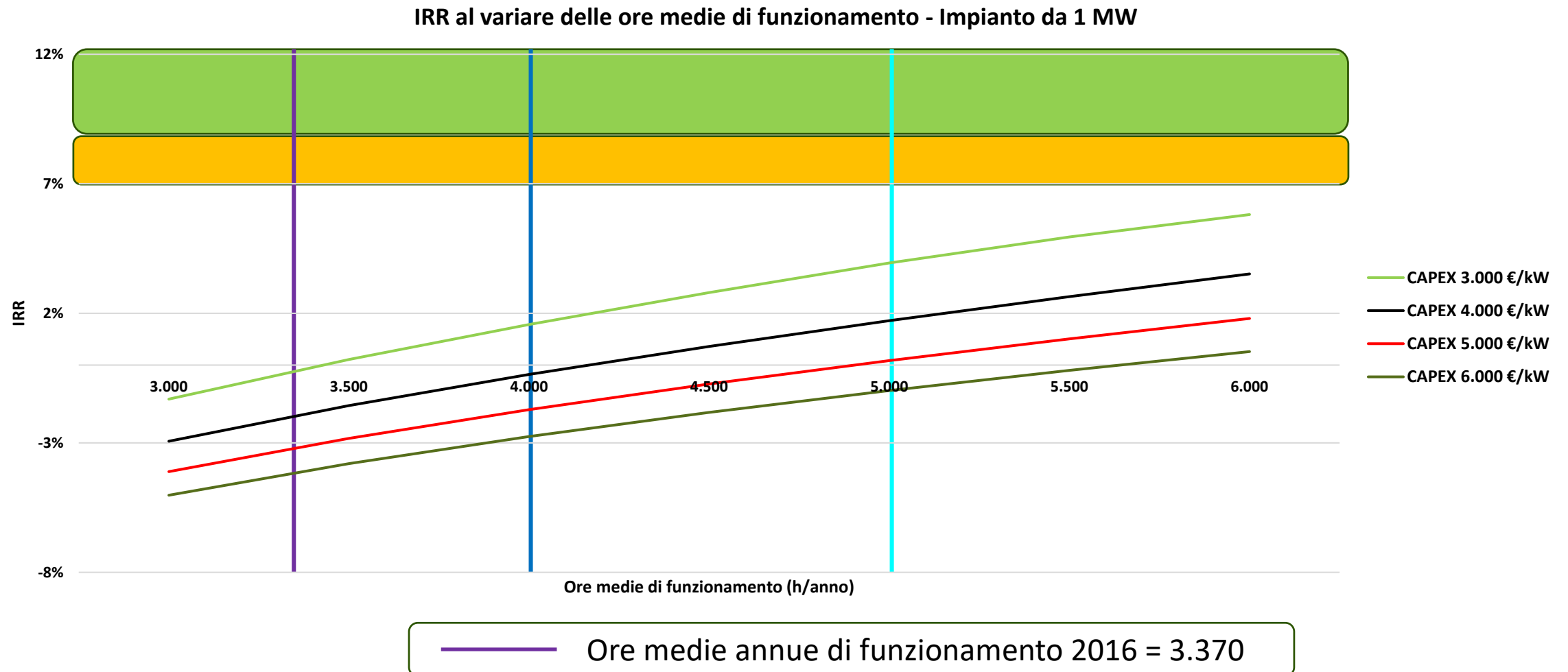
- Di seguito vengono riportati i **risultati dell'analisi economica** effettuata su impianti idroelettrici di taglia media di 500 kW.



Fase 1: Risultati - Caso «Lombardia»

Impianto da 1 MW

- Di seguito vengono riportati i **risultati dell'analisi economica** effettuata su impianti idroelettrici di taglia media di **1.000 kW**.



Fase 1: Risultati - Caso «Lombardia»

- **I risultati presentati sono fortemente negativi in tutte le configurazioni analizzate** (l'IRR dell'investimento è inferiore al 7% per la quasi totalità dei casi analizzati).
- Si può notare un **peggioramento all'aumentare della taglia, dovuto ad un minore impatto dei Prezzi Minimi Garantiti**: questi sono infatti previsti per impianti con potenza di concessione inferiore a 1 MW e **per i primi 1.500.000 kWh prodotti**, per cui solamente gli impianti di taglia minore possono valorizzare tutta l'energia prodotta secondo quanto previsto, mentre quelli di taglia maggiore devono prevalentemente valorizzarla al prezzo di mercato (il valore medio degli ultimi 4 anni del PUN sul mercato del giorno prima è pari a 50 €/MWh).
- È da sottolineare il **forte impatto che i canoni** (in cui vengono considerati anche le royalties) **hanno sulla redditività dell'impianto**: questi rappresentano un **costo annuale medio pari a circa il 6% dei ricavi** per quanto riguarda un impianto da **100 kW** (che è esente dal pagamento dei Sovracanoni BIM ed Enti Rivieraeschi), **tra il 14% e il 20% per un impianto da 250 kW**, tra il **17% e il 24% per quello da 500 kW** e tra il **19% e il 30% per uno da 1 MW** nell'intervallo considerato.
- Si ricorda inoltre che i **risultati sono relativi al «caso Lombardia», ovvero con dei canoni «favorevoli» ad impianti di piccola taglia**. Se l'analisi fosse effettuata in altre regioni (es. Piemonte), si avrebbe un ulteriore peggioramento dei risultati ottenuti.

Focus: L'importanza dei Prezzi Minimi Garantiti

- Si è visto dai risultati precedenti che impianti di nuova costruzione a cui vengano applicati i **PMG (secondo le attuali soglie) non risultano economicamente sostenibili**.
- Si è provato quindi ad «**estendere**» questi fino ai **2.000.000 kWh**, simulando lo scenario in vigore fino al 2013; tuttavia, visto il basso prezzo garantito per l'ultimo scaglione (tra i 1.000.000 kWh e i 1.500.000 kWh), invece di portare questo a 2.000.000 kWh si è ipotizzato di **ripartire i 500.000 kWh aggiuntivi in pari misura i due scaglioni centrali**.
- Si presentano qui i PMG relativi al 2013, quelli in vigore attualmente e quelli «proposti»: con questi ultimi è stato poi **valutato l'effetto di «estensione» dei PMG a 2.000.000 kWh su un nuovo impianto da 500 kW**, ovvero quello per cui l'aumento **dei PMG** è maggiormente significativo, mantenendo le altre ipotesi fatte in precedenza.
- Viene inoltre presentato il caso di **intervento straordinario su un impianto esistente, con e senza i PMG attualmente in vigore**, con lo scopo di evidenziare l'importanza dei PMG ai fini del mantenimento della redditività minima dell'impianto. L'analisi si focalizza sull'impianto di taglia pari a 500 kW.

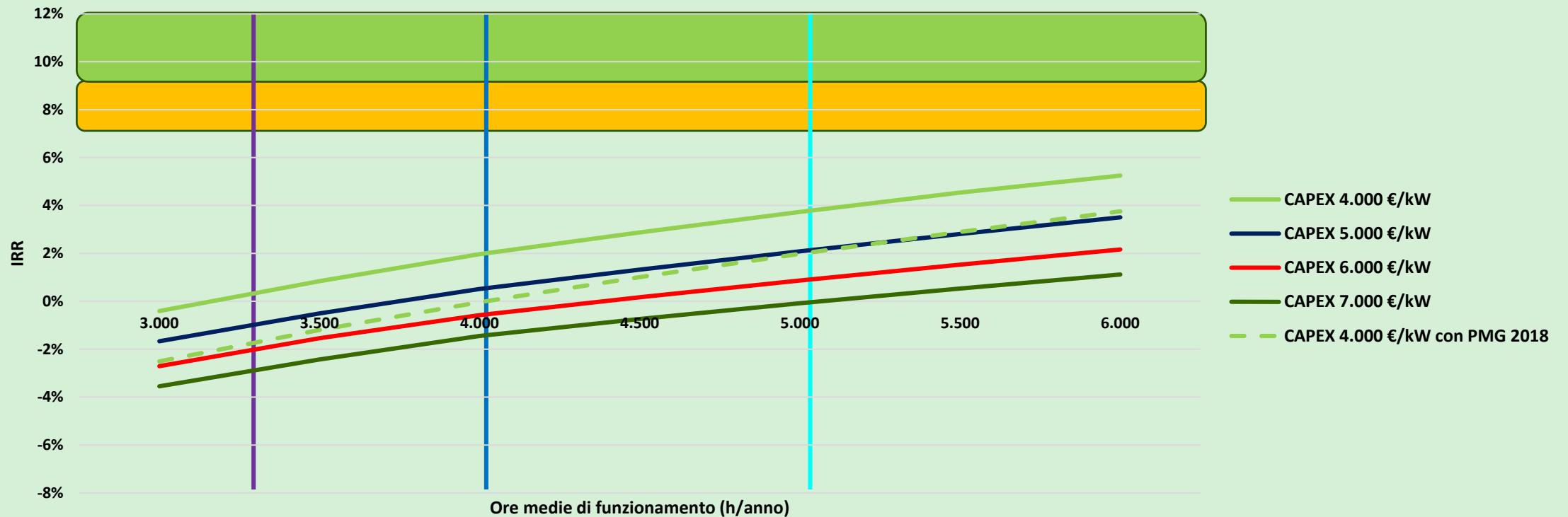
Prezzi Minimi Garantiti (€/MWh) 2013	
Fino a 250.000 kWh	158,7
Oltre 250.000 kWh ed entro 500.000 kWh	100,5
Oltre 500.000 kWh ed entro 1.000.000 kWh	86,7
Oltre 1.000.000 kWh ed entro 2.000.000 kWh	80,6

Prezzi Minimi Garantiti (€/MWh) 2018	
Fino a 250.000 kWh	154,7
Oltre 250.000 kWh ed entro 500.000 kWh	106,3
Oltre 500.000 kWh ed entro 1.000.000 kWh	67,1
Oltre 1.000.000 kWh ed entro 1.500.000 kWh	58,1

Prezzi Minimi Garantiti (€/MWh) – ipotesi di lavoro	
Fino a 250.000 kWh	154,7
Oltre 250.000 kWh ed entro 750.000 kWh	106,3
Oltre 750.000 kWh ed entro 1.500.000 kWh	67,1
Oltre 1.500.000 kWh ed entro 2.000.000 kWh	58,1

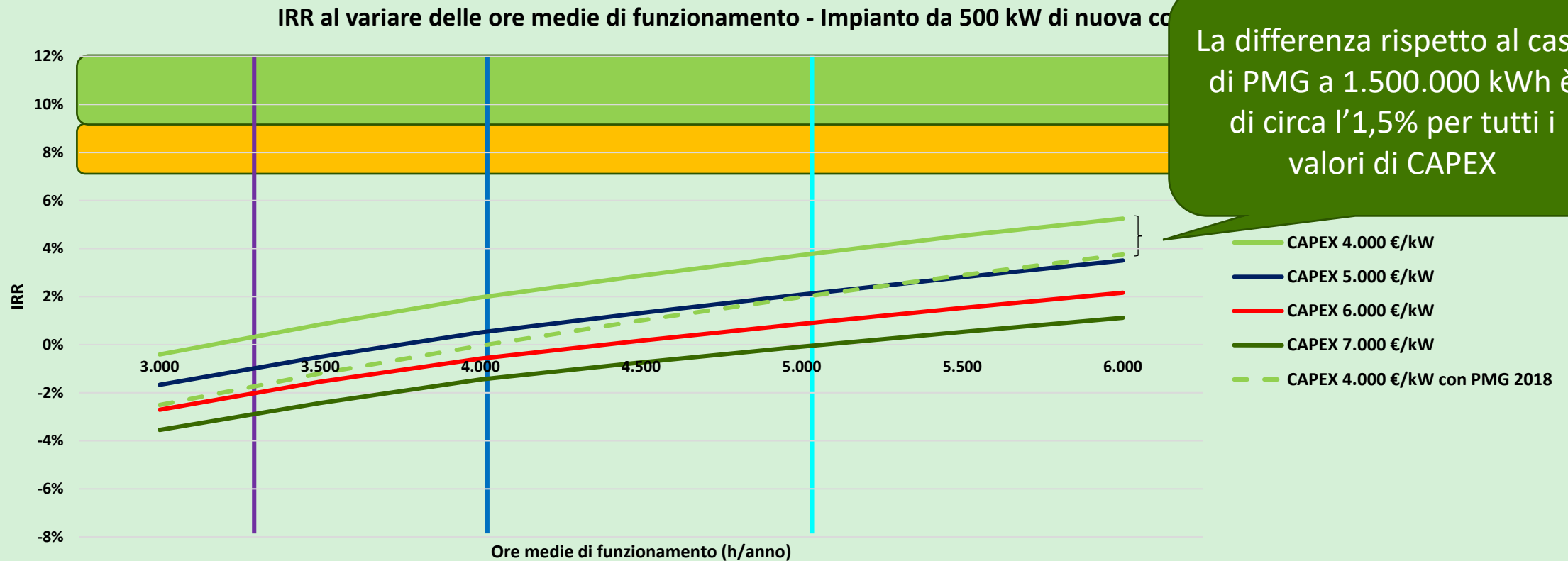
Focus: L'importanza dei Prezzi Minimi Garantiti – impianto di nuova costruzione

IRR al variare delle ore medie di funzionamento - Impianto da 500 kW di nuova costruzione



Ore medie annue di funzionamento 2016 = 3.370

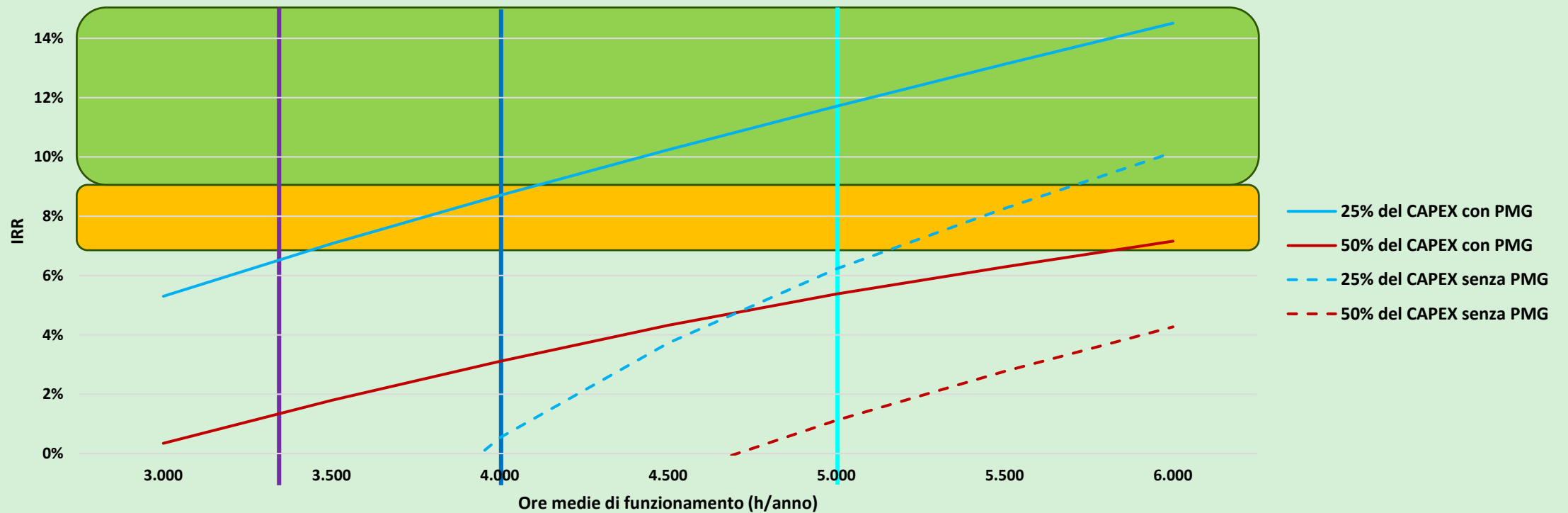
Focus: L'importanza dei Prezzi Minimi Garantiti – impianto di nuova costruzione



Focus: L'importanza dei Prezzi Minimi Garantiti – impianto esistente

- In questo caso è stato ipotizzato che sia necessario un intervento di manutenzione straordinaria pari al 25% o 50% del CAPEX iniziale dopo i primi 20 anni di vita dell'impianto, con e senza i PMG.

IRR al variare delle ore medie di funzionamento - Impianto esistente



Ore medie annue di funzionamento 2016 = 3.370

Focus: L'importanza dei Prezzi Minimi Garantiti

- I risultati presentati mostrano come i **PMG da soli non siano sufficienti a garantire la sostenibilità di un impianto di nuova costruzione, anche se «estesi» a 2.000.000 kWh**, e quindi tali impianti necessitano di uno strumento di supporto appropriato per garantirne la redditività minima.
- In secondo luogo, i PMG rappresentano un utile strumento per **garantire la redditività minima degli impianti «storici» di piccola taglia, i cui costi di esercizio e manutenzione non sono compensati dalla vendita dell'energia prodotta a prezzi di mercato**. Si nota infatti che i PMG permettono di raggiungere la sostenibilità economica ad impianti che necessitino di opere di manutenzione straordinaria fino al 25% del costo di investimento iniziale, cosa che invece non sarebbe garantita senza di essi.
- Da qui si comprende come il **mantenimento in sicurezza ed efficienza del parco installato idroelettrico non possa prescindere dai prezzi minimi garantiti**.



POLITECNICO
MILANO 1863



Analisi costi-benefici di natura economica, sociale e ambientale connessi al settore idroelettrico italiano

FASE 2



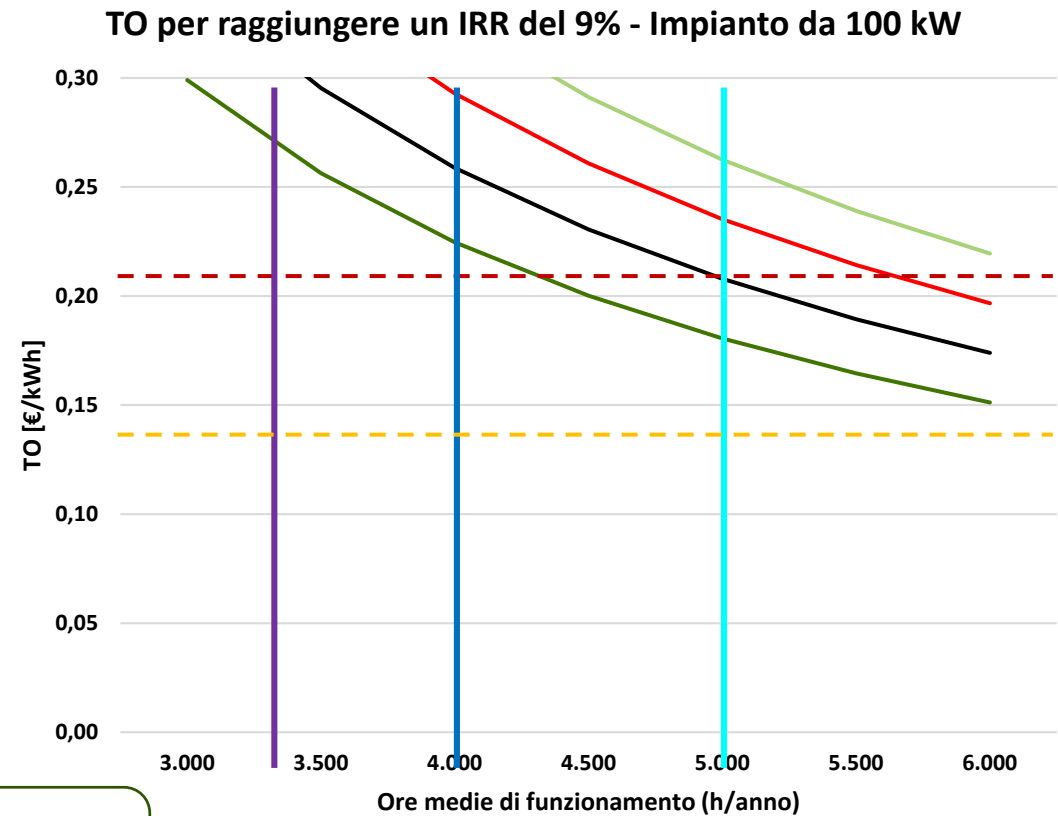
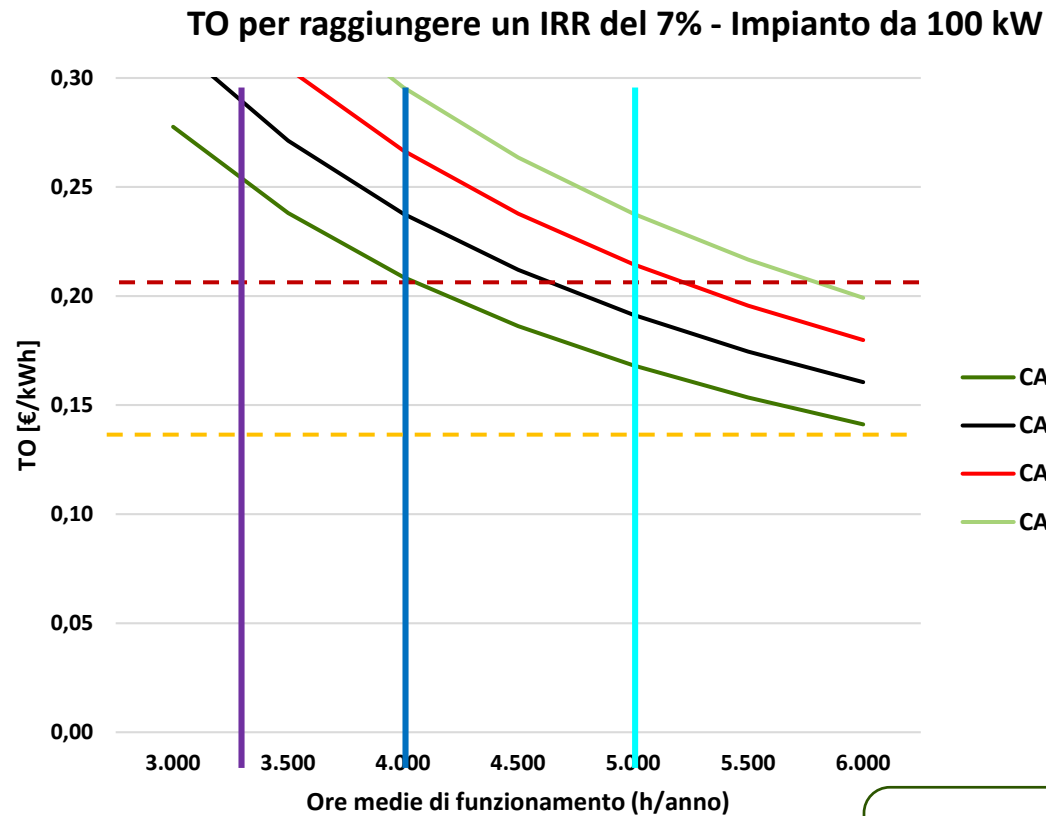
Fase 2: Rimodellizzazione dei Business Plan

- Al fine di **stimare** il valore dell'**incentivo** necessario per raggiungere la **sostenibilità economica** per gli impianti idroelettrici analizzati nella Fase 1, sono stati analizzati due casi:
 1. Valore «soglia» di accettabilità dell'investimento: **IRR del 7%**;
 2. Valore «soglia» di bancabilità dell'investimento: **IRR del 9%** (soglia mediamente reputata accettabile dagli istituti di credito per garantire la bancabilità di un progetto idroelettrico e conseguentemente la sua realizzazione).
- **La durata dell'incentivo per l'energia prodotta** è fissata pari a **20 anni**, dopodiché l'energia prodotta viene venduta al PUN.
- È inoltre presente una riga verticale che indica il **funzionamento medio dell'intero parco idroelettrico nazionale** (pari a **3.370 h/anno**). Tuttavia questi impianti hanno generalmente **ore di funzionamento maggiori**; pertanto nel grafico sono stati posti due indicatori (**azzurro** e **blu**) a **4.000** e **5.000 h/annue**, **soglie rappresentative del parco installato italiano per i piccoli impianti ad acqua fluente**.
- I grafici successivi mostrano, al variare delle **ore di funzionamento** e del **CAPEX** di un impianto, il **valore dell'incentivo (espresso come Tariffa Omnicomprensiva)** che permette di raggiungere un **IRR rispettivamente pari al 7% e al 9%**.

Fase 2: Caso «Lombardia»

Impianto da 100 kW

- Valore dell'incentivo (Tariffa Omnicomprensiva) necessario per raggiungere un IRR rispettivamente pari al 7% e al 9% su impianti idroelettrici di taglia media di 100 kW.

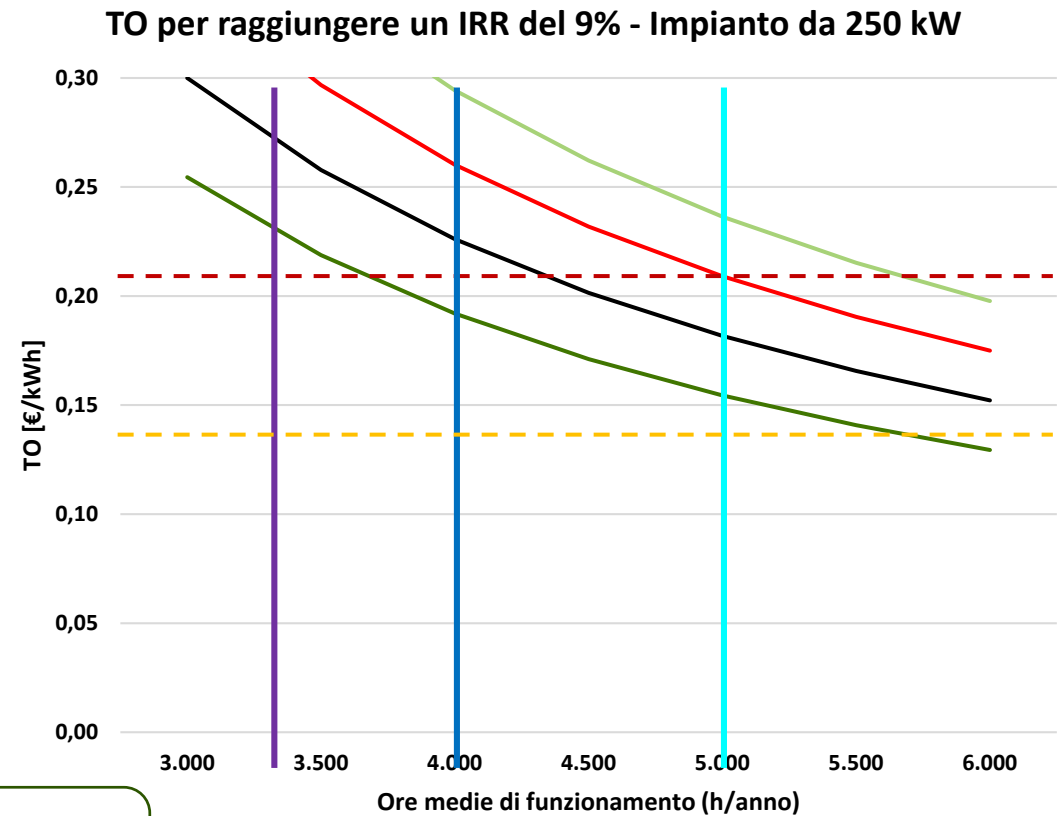
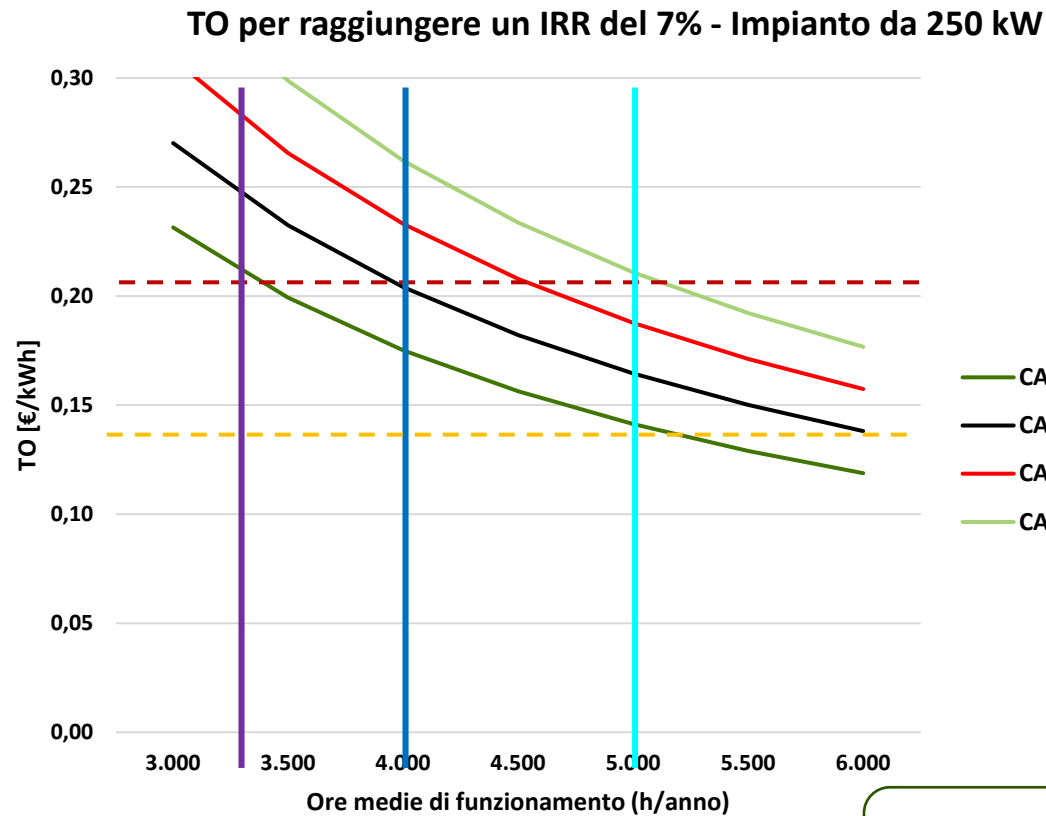


DM 23/06/16 - - - - -
Bozza 2018 - - - - -

Fase 2: Caso «Lombardia»

Impianto da 250 kW

- Valore dell'incentivo (Tariffa Omnicomprensiva) necessario per raggiungere un IRR rispettivamente pari al 7% e al 9% su impianti idroelettrici di taglia media di 250 kW.

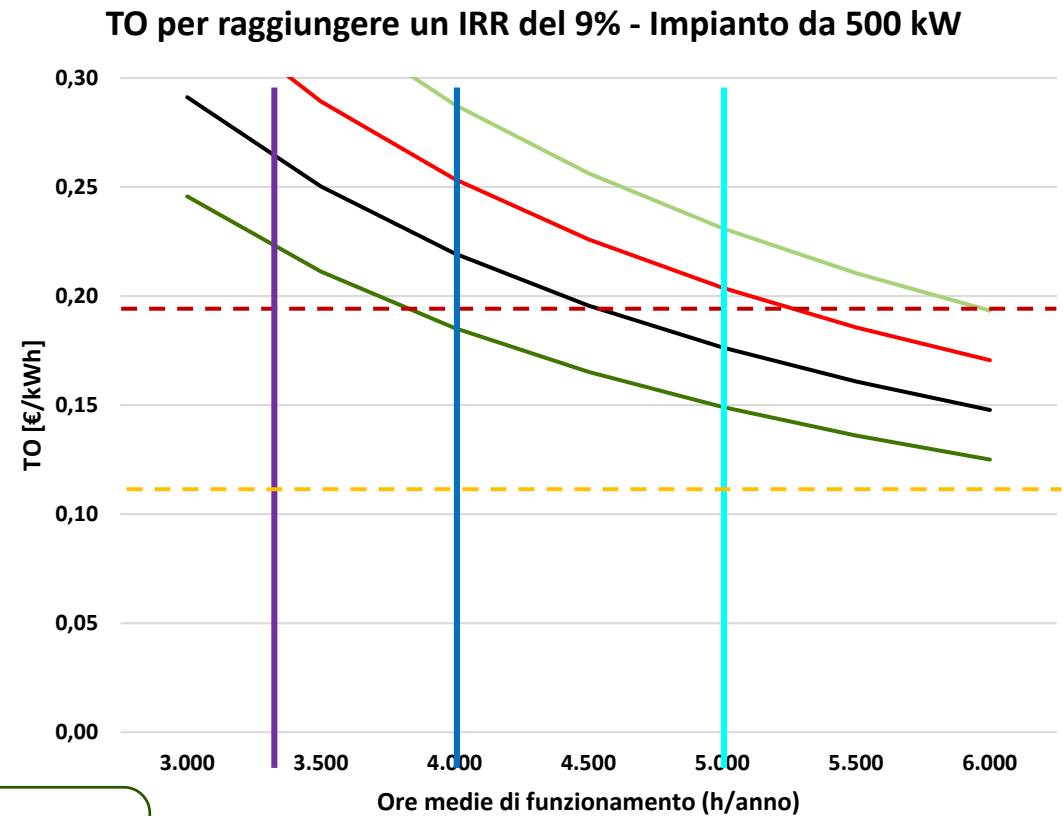
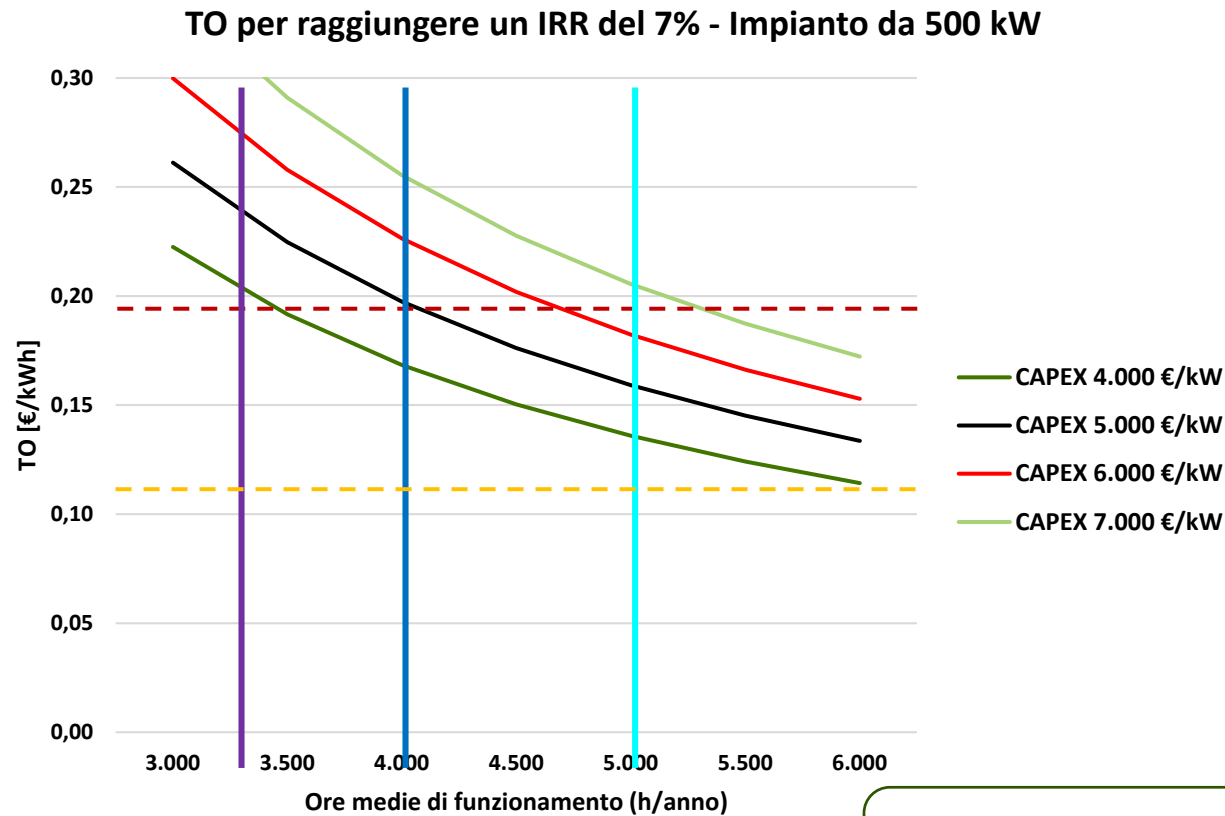


DM 23/06/16 ————
 Bozza 2018 ————

Fase 2: Caso «Lombardia»

Impianto da 500 kW

- Valore dell'incentivo (Tariffa Omnicomprensiva) necessario per raggiungere un IRR rispettivamente pari al 7% e al 9% su impianti idroelettrici di taglia media di 500 kW.

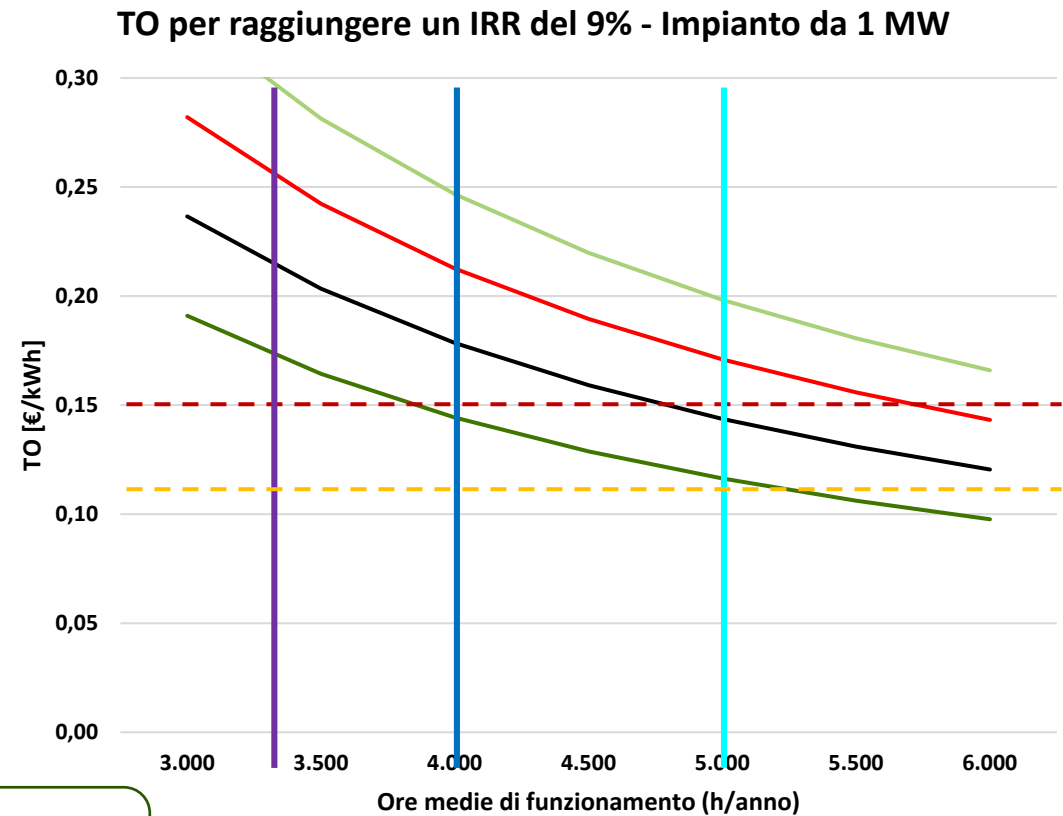
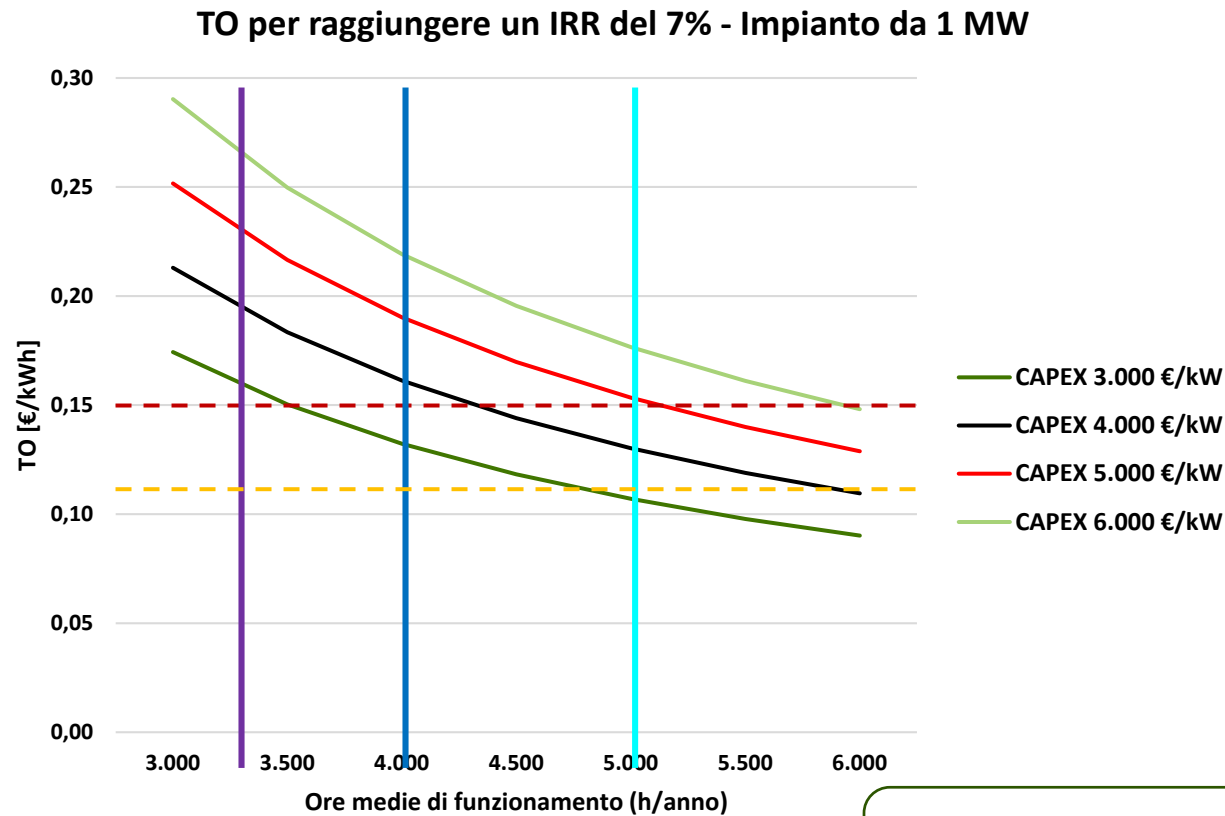


DM 23/06/16 ———
Bozza 2018 ———

Fase 2: Caso «Lombardia»

Impianto da 1 MW

- Valore dell'incentivo (Tariffa Omnicomprensiva) necessario per raggiungere un IRR rispettivamente pari al 7% e al 9% su impianti idroelettrici di taglia media di 1 MW.



DM 23/06/16 - - - - -
 Bozza 2018 - - - - -

Fase 2: Caso «Lombardia»

Differenze DM 23/06/2016 e Bozza 2018

- L'ultima informazione presentata nei grafici precedenti riguarda le **tariffe (TO) garantite ai nuovi impianti da DM 2016 e da Bozza 2018**. Nella tabella sottostante sono presentati i valori che fanno riferimento ai casi di interesse (impianti sotto 1 MW di potenza e solamente ad acqua fluente).

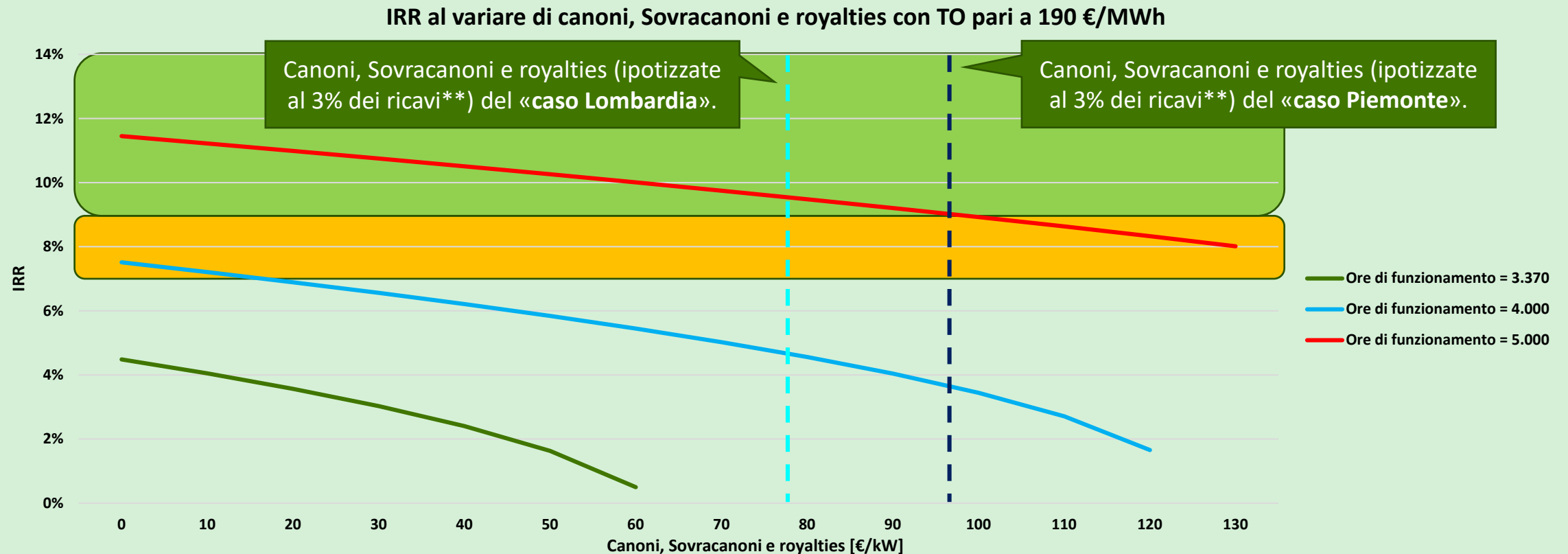
DM 23/06/2016			Bozza 2018		
Taglia (kW)	Durata (anni)	Tariffa (€/MWh)	Taglia	Durata (anni)	Tariffa (€/MWh)
$1 < P \leq 250$	20	210	$1 < P \leq 400$	20	140
$250 < P \leq 500$	20	195	$400 < P \leq 1000$	25	110
$500 < P \leq 1000$	20	150			

- L'analisi mostra che, se ai valori garantiti nel 2016 (DM 23/06/16) la quasi totalità degli impianti avrebbe raggiunto rendimenti accettabili, questo non è più vero se si considera l'ultima bozza di nuovo decreto FER circolata nel primo semestre 2018.

Focus - Fase 2: Impianto tipo da 250 kW

Analisi di sensitività sui canoni idrici annuali

- Il grafico sottostante mostra l'analisi della sostenibilità economica per un impianto da 250 kW al variare dei canoni idrici annuali* (in cui sono state incluse le royalties) e delle ore di funzionamento, ipotizzando una TO pari a 190 €/MWh (-10% rispetto al valore presente nel Decreto 2016). I calcoli sono stati effettuati ipotizzando un CAPEX pari a 5.000 €/kW; le altre ipotesi rimangono le medesime presentate in precedenza:



*Ovvero la somma dei tre canoni di concessione, imbrifero montano ed ente rivierasco.

**Il valore delle royalties può arrivare anche a valori dell'8%-10%, «spostando» su valori ancor più elevati il totale considerato e quindi peggiorando i risultati in termini di IRR.

Focus - Fase 2: Impianto tipo da 250 kW

Analisi di sensitività su canoni, Sovracanoni e royalties

- Complessivamente **canoni, sovracanoni e royalties hanno un impatto compreso tra il 15,5% e il 18,7% in Lombardia e tra il 20,2% e il 24,7% in Piemonte**: la differenza è data dal **canone idrico di concessione, pari a 16,00 €/kW in Lombardia e a 37,31 €/kW in Piemonte** per questa tipologia di impianto.
- **Il range è dovuto alle royalties, che non sono state calcolate** sulla capacità ma sui ricavi finali (in funzione pertanto della **produzione**), e quindi variano con le ore di funzionamento dell'impianto.

Impianto da 250 kW		
Impatto di canoni, sovracanoni e royalties sul fatturato annuale complessivo (% dei ricavi)	Minimo	Massimo*
Lombardia	15,5%	18,7%
Piemonte	20,2%	24,7%

*Il D.M. 10 settembre 2010, Allegato 2 comma 2h, consente la richiesta da parte di comuni, parchi, Comunità montane etc. di royalties annuali pari al 3% dei ricavi a titolo di «compensazioni ambientali». L'ammontare delle royalties può tuttavia arrivare anche a valori dell'8%-10%; Impianti di taglia 1 MW possono arrivare ad un livello di incidenza di canoni, Sovracanoni e royalties pari al 30% dei ricavi.



POLITECNICO
MILANO 1863



Analisi costi-benefici di natura economica, sociale e ambientale connessi al settore idroelettrico italiano

FASE 3



Fase 3: Assunzioni del modello

- In questa parte dello studio è stata condotta **un'analisi dei costi-benefici al 2025 ed al 2030 della diffusione degli impianti idroelettrici di piccola taglia in Italia**, considerando 3 macro-tipologie di ricadute:
 - Ricadute di natura economica;
 - Ricadute di natura ambientale.
- **Gli impatti economici analizzati** sono di due diversi tipi:
 - Da una parte **il costo che la collettività deve sostenere per ripagare gli incentivi erogati** (ipotizzando quindi la presenza di un regime incentivante *ad hoc*);
 - Dall'altra i **ritorni che si avrebbero sulle casse statali per le imposte aggiuntive e nelle casse della PA locale per via della presenza di canoni, sovracanoni e royalties.**
- **Gli impatti ambientali fanno riferimento alle emissioni evitate di CO₂, valorizzate sulla base delle quote di emissione relative al meccanismo ETS.**

Fase 3: Assunzioni del modello

- Al fine di stimare gli impatti economici ed ambientali, è stato definito uno scenario di sviluppo del comparto degli impianti idroelettrici di piccola taglia in Italia (in termini di nuove installazioni annue), basato sull'ultima versione circolante della bozza del decreto sulle rinnovabili (Settembre 2018).
- Tale bozza prevede di allocare al «gruppo B», ovvero quello a cui afferisce la fonte idroelettrica (insieme a geotermoelettrico ed impianti alimentati a gas residuati dei processi di depurazione e gas da discarica), **70 MW nell'arco del prossimo biennio per gli impianti che si iscrivono al registro** (con taglia fino ad 1 MW). In questo contesto, si ipotizza che l'idroelettrico possa assorbire una quota parte preponderante di tale contingente, pari a **30 MW all'anno** (e quindi 60 MW sul biennio).
- L'ulteriore ipotesi, per abbracciare l'intero arco temporale preso in considerazione (fino al 2030), è che **questo valore di installazioni si ripeta poi uguale nel corso degli anni a venire**, ipotizzando un prolungamento fino a tale data del meccanismo incentivante previsto dalla bozza del decreto sulle rinnovabili.
- Questo porta la **potenza installata aggiuntiva cumulata a 210 MW nel 2025 e a 360 MW nel 2030**; su questi valori è stato costruito il modello.

Fase 3: Impatti economici

- Il primo fattore preso in considerazione per quanto riguarda gli **impatti economici** è la **spesa che la collettività dovrebbe sostenere per incentivare le nuove installazioni.**

Bozza 2018	
Potenza [kW]	Tariffa [€/MWh]
1 < P ≤ 400	140
400 < P ≤ 1000	110

- Ipotizzando nuove installazioni per 30 MW all'anno, la **spesa complessiva per incentivare i nuovi impianti** sarebbe pari a circa **25 milioni di €/anno al 2020**, a **86 milioni di €/anno al 2025** e a **quasi 150 milioni di €/anno al 2030.**

Spesa per incentivi												
Anno	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Annuale [mln €/anno]	12,3	24,6	36,9	49,2	61,5	73,8	86,1	98,4	110,7	123,0	135,3	147,6
Cumulato [mln €]	12,2	36,3	72,1	119,4	177,9	247,4	327,7	418,6	519,8	631,1	752,4	883,4

- Tali incentivi genererebbero un indotto economico (ossia un volume d'affari associato alle tecnologie idroelettriche) **volume di affari di oltre 1 miliardo di € al 2025** e di **circa 1,8 miliardi di € al 2030.**

Fase 3: Impatti economici

- Le nuove installazioni genererebbero un flusso positivo per le casse dello Stato, dovuto al gettito fiscale che deriva dai nuovi impianti. Questo si compone di diverse voci:
 - IRES (24%) sulle nuove installazioni e sulla vendita dell'energia;
 - IVA (22%);
 - Accise sulla vendita di energia;
 - IRPEF (24%) sulle nuove assunzioni da parte delle imprese della filiera*.
- Complessivamente vi sarebbero entrate aggiuntive per quasi **60 milioni di €/anno al 2020**, che salirebbero poi a **71 milioni di €/anno nel 2025** e a **85 milioni di €/anno nel 2030**.

Entrate fiscali aggiuntive												
Anno	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
IRES nuove installazioni [mln €]	18,8	18,6	18,4	18,2	18	17,8	17,7	17,5	17,3	17,1	17	16,8
IRES vendita di energia [mln €]	1,5	2,9	4,4	5,8	7,1	8,5	9,8	11,1	12,3	13,6	14,8	16
IVA [mln €]	33	32,7	32,3	32	31,7	31,4	31,1	30,8	30,5	30,2	29,9	29,6
Accise [mln €]	1,2	2,4	3,6	4,7	5,9	7,0	8,0	9,1	10,1	11,1	12,1	13,1
IRPEF [mln €]	0,1	0,2	0,3	0,3	0,4	0,5	0,6	0,6	0,7	0,8	0,9	0,9
TOT [mln €/anno]	54,5	56,8	58,9	61,1	63,1	65,2	67,1	69,1	71,0	72,8	74,6	76,4
Cumulato [mln €]	54,5	111,3	170,2	231,3	294,4	359,6	426,7	495,8	566,8	639,6	714,2	790,6

* Si stima un incremento del numero di occupati tra i 74 e i 126 al 2025 e tra i 126 e i 216 nel 2030.

Fase 3: Impatti economici

- Oltre all'incremento del gettito fiscale per lo Stato vi sarebbe anche un effetto positivo per la PA locale generato dal pagamento di **Canoni, Sovracanoni e royalties** da parte dei nuovi impianti.
- Complessivamente vi sarebbero entrate aggiuntive per la PA locale per **3,6 milioni di €/anno al 2020**, che salirebbero poi a **12,6 milioni di €/anno nel 2025** e a **21,5 milioni di €/anno nel 2030**.

Entrate per la PA locale												
Anno	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Canoni* [mln €/anno]	0,6	1,1	1,7	2,2	2,7	3,2	3,8	4,2	4,7	5,2	5,7	6,1
Sovracanoni [mln €/anno]	0,8	1,7	2,5	3,3	4,1	4,8	5,6	6,3	7,0	7,7	8,4	9,1
Royalties [mln €/anno]	0,4	0,7	1,1	1,4	1,8	2,1	2,4	2,7	3,0	3,3	3,6	3,9
TOT [mln €/anno]	1,8	3,5	5,2	6,9	8,5	10,2	11,7	13,3	14,8	16,3	17,7	19,1
Cumulato [mln €]	1,8	5,3	10,5	17,4	26,0	36,1	47,9	61,1	75,9	92,2	109,9	129,0

* Il valore fa riferimento alla media dei valori delle diverse regioni italiane, pesati sulla base dell'attuale distribuzione della potenza installata. (si veda slide 5)

Fase 3: Impatti ambientali

- **Gli impatti ambientali sono stati calcolati ipotizzando che la generazione idroelettrica corrispondente alla nuova potenza installata vada a sostituire una pari generazione le cui emissioni sono pari (alternativamente) a:**
 - **Mix di generazione nazionale del 2017, pari a 325,3 gCO₂/kWh;**
 - **Emissioni della generazione da combustibili solidi (carbone*), pari a 895,7 gCO₂/kWh.**
- **Queste sono state valorizzate prendendo come valori di riferimento per gli ETS quelli presentati nella SEN.**

*Si ipotizza la sostituzione di generazione elettrica alimentata a carbone con una pari generazione da fonti rinnovabili.

Fase 3: Impatti ambientali

- Completivamente vi sarebbe un impatto ambientale positivo pari a **1,8 milioni di €/anno al 2020**, che salirebbero poi a **9,1 milioni di €/anno nel 2025** e a **18,4 milioni di €/anno nel 2030**.

	2020	2025	2030
Riduzione emissioni (hp: mix di generazione nazionale) [ton CO ₂ /anno]	63.994	223.980	383.966
Riduzione emissioni (hp: carbone*) [ton CO ₂ /anno]	176.260	616.910	1.057.561
Valore ETS scenario BASE [€/ton CO ₂]	15,0	22,5	33,5
Valore ETS scenario SEN [€/ton CO ₂]	15,0	23,5	27,0
Valore mancate emissioni [mln €/anno]	1,8	9,1	18,4

- Nell'analisi delle ricadute ambientali positive **si trascurano le ricadute derivanti dalla manutenzione di alvei, e di opere idrauliche** (argini, traverse etc.) sottese dalle opere di derivazione idroelettriche che i rispettivi Disciplinari di Concessione pongono a carico dei singoli produttori idroelettrici.

Fase 3: Messaggi chiave

- Raccogliendo le considerazioni fatte nei tre ambiti di analisi si può costruire un «bilancio complessivo» associato allo scenario precedentemente introdotto, che prenda in considerazione le diverse tipologie di ricadute analizzate.
- Viene qui presentata una tabella riassuntiva che prende in considerazione il «bilancio» cumulato, da cui emerge che il saldo complessivo per la collettività è positivo in tutti gli orizzonti temporali considerati.

Bilancio complessivo medio cumulato [mln €]			
	2020	2025	2030
Spesa complessiva per incentivi	36,3	327,7	883,4
Entrate fiscali aggiuntive	111,3	426,7	790,6
Entrate per la PA locale	5,3	47,9	129
Valore mancate emissioni	2,7	32	104,4
TOT	83	178,9	140,6

- Tuttavia, vale la pena riflettere sul fatto che, come si è visto nella Fase 2, **le tariffe attualmente proposte all'interno della nuova bozza di decreto rinnovabili garantirebbero un livello di redditività dell'investimento probabilmente insufficiente per stimolare un livello di nuove installazioni in linea con le assunzioni della suddetta analisi.**

Focus - Fase 3: Analisi di sensitività sul bilancio complessivo

- Partendo da suddetta considerazione, si è provato quindi a valutare il bilancio utilizzando **le tariffe del DM 2016** (e mantenendo invece costanti le altre variabili), **che invece garantirebbero la sostenibilità economica di buona parte degli impianti**. Si può vedere come **in una prima fase i benefici economici supererebbero quella che è la spesa relativa agli incentivi**, mentre **al 2030 il peso di questi diventerebbe maggiore dei benefici, risultando in una spesa complessiva che eccede gli 80 mln €**.
- Si è quindi provato a simulare uno scenario che prevede **la riduzione delle tariffe incentivanti del 10%** (rispetto a quelle del DM 23/06/2016). In questo caso, **al 2030 si avrebbe un disavanzo positivo**.

Bilancio complessivo medio cumulato [mln €]			
	2020	2025	2030
Tariffe da DM 23/06/2016	73,2	91,3	-84,8
Tariffe da DM 23/06/2016 ridotte del 10%	77,6	131,2	23,1

- Sarebbe auspicabile da parte del *policy maker* una riflessione circa il «corretto dimensionamento» degli incentivi da destinare alla fonte idroelettrica, da cui derivano sia i «costi» per la collettività che l'effettiva possibilità di promuovere l'installazione di nuovi impianti (che «innescano» una serie di «benefici» per la collettività stessa).

- “Le ore medie annue di funzionamento” sono definite come il rapporto tra i kWh annui prodotti e la potenza installata. Sono quindi un indicatore che rappresenta il numero di ore annue di funzionamento alla massima potenza.

$$\text{ore equivalenti} = \frac{kWh}{\text{Potenza installata}} = \frac{P_{\text{media}} \cdot 8760}{\text{Potenza installata}}$$

- Per impianti fotovoltaici ed eolici, caratterizzati da funzionamento a tutti gli effetti discontinuo, è un indice prestazionale (maggiore è la disponibilità di risorsa, maggiori sono le ore equivalenti di funzionamento);
- Per la fonte idroelettrica è da considerarsi un indice di sfruttamento della risorsa presente nei fiumi:
 - se la potenza installata è elevata rispetto alla potenza media annua (ovvero se le ore equivalenti sono “basse”, ad esempio 3.000) allora vuol dire che l’impianto idroelettrico sfrutta le piene e i temporali (o un invaso a monte), quindi sfrutta la risorsa nei momenti in cui essa è massimamente disponibile, peraltro in coerenza con le normative che impongono il rispetto dei rilasci ecologici: gli impianti idroelettrici di recente costruzione hanno ore equivalenti ridotte
 - se la potenza installata è prossima alla potenza media annua (ovvero le ore equivalenti sono elevate, al limite 8.760) allora l’impianto sfrutta risorsa sempre disponibile (la portata media o al limite il DMV): questo è tipico per impianti storici, che dovevano garantire energia costante in isola, o per impianti su canale (che sfruttano portata costante).



POLITECNICO
MILANO 1863



Analisi costi-benefici di natura economica, sociale e ambientale connessi al settore idroelettrico italiano

