



**Politecnico
di Torino**

Politecnico di Torino

Collegio di Ingegneria Gestionale e della Produzione

Classe LM-31 (DM270)

Corso di Laurea Magistrale in Ingegneria Gestionale

A.A. 2025/2026

L'energia come leva strategica: analisi di bilancio del settore elettrico italiano (ATECO 35.11) e l'ascesa dei corporate energy players. Il caso FS Energy.

Relatore:

Prof. Federico Caviggioli

Candidato:

Giuseppe Petullà

Indice

Obiettivo dell'elaborato	8
Introduzione	9
Capitolo 1 – Inquadramento del settore elettrico italiano	12
1.1 La filiera elettrica: struttura e attori.....	12
1.2 Il mercato elettrico italiano: dalla liberalizzazione ad oggi.....	13
1.3 Evoluzione del mix energetico italiano	14
1.4 La domanda di energia elettrica in Italia	15
Il trend storico: struttura stazionaria con forti perturbazioni	16
La ripartizione settoriale: industria in contrazione, servizi e trasporti in crescita	17
Il profilo di carico: stagionalità, picchi e l'effetto del fotovoltaico	18
Distribuzione geografica della domanda e picchi di carico	19
Prospettive: l'elettrificazione dei consumi finali come driver di crescita	21
1.5 Il codice ATECO 35.11: perimetro e rilevanza economica.....	21
1.6 Lo shock energetico 2021-2022 e le sue implicazioni strutturali	22
1.7 Il fenomeno dei corporate energy players	23
Capitolo 2 – Metodo, dataset e costruzione delle variabili	25
2.1 La fonte dati: il database AIDA.....	25
2.2 Criteri di selezione del campione principale (Dataset A).....	25
2.3 Il periodo di osservazione	26
2.4 Struttura del campione	26
Distribuzione dimensionale	26
Distribuzione geografica	27
2.5 Il focus sui top player.....	27
Criterio di selezione.....	28
Profilo del gruppo e implicazioni metodologiche	30
2.6 Trattamento dei dati mancanti	31
2.7 Metodologia adottata	33
Confronto con il metodo IQR	34

2.8 Identificazione e trattamento degli outlier	34
2.9 Costruzione degli indicatori	37
Voci di conto economico di base	37
Indici di redditività'	38
Indici di solidità patrimoniale	38
Indici di liquidità'	38
Indici di efficienza operativa	38
Indice di concentrazione di mercato	38
2.10 Metodo di aggregazione	40
Misure di tendenza centrale e dispersione	40
Analisi per dimensione geografica	40
Il calcolo dell'indice HHI	40
Capitolo 3 – Analisi economico-finanziaria del settore	42
3.1 Descrizione del campione	42
Distribuzione per anno di costituzione	42
Distribuzione geografica	42
Distribuzione dimensionale	42
3.2 Analisi del valore della produzione	43
3.3 Indici di redditività	45
ROS proxy	46
ROA proxy	47
ROE	48
EBITDA margin proxy	49
3.4 Indici di solidità patrimoniale	51
Leverage	51
Debt ratio	52
Intensità delle immobilizzazioni	52
3.5 Indici di liquidità ed efficienza operativa	54
Current ratio	54

Asset turnover	54
3.6 Analisi per macroregione	55
3.7 Analisi per classe dimensionale	57
Capitolo 3.8 – Analisi per fonte produttiva: rinnovabili vs convenzionali	58
3.8.1 Premessa metodologica	58
3.8.2 Valore della produzione	60
3.8.3 Indici di redditività.....	61
3.8.4 Indici di solidità patrimoniale e liquidità	65
3.8.5 Sintesi e implicazioni	68
Capitolo 4 Focus sui top player	70
4.1 Finalità del focus sui top player	70
4.2 Criterio di selezione dei top player	70
4.3 Peso economico dei top player rispetto al campione totale	73
4.4 Scomposizione del boom 2021-2022	73
4.5 Confronto degli indicatori economico-finanziari	74
4.6 Indicatori specifici per interpretare il ruolo economico dei top player.....	77
Indicatore 1 — Peso dei top 25 su VP, risultato operativo ed EBITDA del campione totale	77
Indicatore 2 — Cost intensity	79
Indicatore 3 — Fixed asset turnover	80
Indicatore 4 — EBITDA debt coverage	81
Indicatore 5 — Volatilità del ROS per fonte produttiva	82
4.7 Analisi individuale dei top player	83
4.8 Differenze per fonte produttiva	85
4.9 Solidità finanziaria dei top player	86
4.10 Collegamento con i corporate energy players	86
4.11 Conclusione del capitolo	87
Capitolo 5 – Il caso FS Energy: integrazione verticale, benchmark di settore e stima prospettica dei risultati.....	88
5.1 La nascita di FS Energy e il ruolo nel Gruppo FS.....	88

5.2 FS Energy come scelta di integrazione verticale a monte	90
5.3 Profilo societario ed economico iniziale di FS Energy	92
5.3.1 La struttura organizzativa al 1° gennaio 2026.....	93
5.3.2 Il portafoglio progetti al giugno 2026	94
5.4 Modello di stima prospettica del possibile bilancio futuro di FS Energy	96
5.4.1 Ipotesi di input.....	96
5.4.2 Scenari prospettici al 2029	98
5.5 Costruzione del benchmark: perché non esistono comparabili perfetti	101
5.6 Confronto con il campione AIDA.....	102
5.7 Il confronto internazionale: DB Energie e SNCF come modelli di riferimento.....	105
5.7.1 DB Energie GmbH: il modello tedesco maturo.....	108
5.7.2 SNCF Énergie e SNCF Renouvelables: il modello francese a due velocità.....	109
5.7.3 Analisi di bilancio e confronto strutturato delle società energetiche ferroviarie ..	112
5.7.3.1 Primo confronto: dimensione economico-finanziaria	112
5.7.3.2 Secondo confronto: modello operativo-industriale.....	115
5.7.3.3 Terzo confronto: ritorni attesi e valore generato	117
5.8 Casi comparabili italiani: grandi consumatori e autoproduzione energetica.....	120
5.9 Discussione finale: FS Energy come modello di gestione energetica integrata	122
Conclusioni.....	124
Bibliografia	129

Obiettivo dell'elaborato

Il presente elaborato si propone di analizzare il settore italiano della produzione di energia elettrica — identificato dal codice ATECO 35.11 — attraverso un'analisi economico-finanziaria condotta sui bilanci di un campione di 2.494 imprese estratto dal database AIDA (Bureau van Dijk) per il periodo 2017-2024. L'obiettivo primario è ricostruire il profilo economico-finanziario del comparto in termini di redditività, solidità patrimoniale, liquidità ed efficienza operativa, e verificarne la reazione allo shock dei prezzi energetici del 2021-2022, distinguendo il comportamento delle imprese in base alla dimensione e alla fonte produttiva prevalente.

A partire da questa base empirica, il lavoro persegue un secondo obiettivo, di natura interpretativa: leggere il fenomeno crescente dei corporate energy players, ovvero i grandi gruppi industriali ad alto fabbisogno energetico che internalizzano la funzione energia attraverso società dedicate alla produzione e all'approvvigionamento. Tale fenomeno viene esaminato dapprima attraverso il focus sui principali operatori del settore (i top player) e successivamente attraverso l'analisi del caso FS Energy, la società costituita dal Gruppo Ferrovie dello Stato nel 2025, messa a confronto con esperienze comparabili italiane ed europee.

In sintesi, l'elaborato intende mostrare come l'analisi di bilancio di un settore strutturalmente esposto alla volatilità dei prezzi possa fornire le chiavi economiche per comprendere una trasformazione strategica in atto: il passaggio, per i grandi consumatori industriali, dall'energia intesa come puro costo operativo all'energia intesa come risorsa strategica da governare attraverso l'integrazione verticale a monte.

Introduzione

Il settore della produzione di energia elettrica costituisce uno snodo cruciale del sistema economico italiano, sia per il suo ruolo infrastrutturale — l'energia elettrica è un input essenziale per ogni attività produttiva e per i consumi delle famiglie — sia per la profonda trasformazione che lo sta attraversando sotto la spinta della transizione energetica. Comprendere lo stato di salute economico-finanziaria delle imprese che operano in questo comparto, e le determinanti che ne spiegano la redditività, è dunque un esercizio di rilevanza non soltanto settoriale ma sistemica.

Il presente elaborato affronta questo tema attraverso un'analisi di bilancio del settore italiano della produzione di energia elettrica, identificato dal codice ATECO 35.11. Tale classificazione raccoglie un universo estremamente eterogeneo di soggetti: dalle grandi utility integrate come Enel ed Eni alle piccole società veicolo costituite per gestire un singolo impianto fotovoltaico, dalle centrali termoelettriche a gas ai produttori idroelettrici storici. Questa eterogeneità — un campione in cui le micro imprese rappresentano oltre la metà dei soggetti per numero, ma una quota minima del valore della produzione complessivo — rende il settore un terreno di analisi particolarmente ricco, in cui le medie aritmetiche tradizionali perdono di significato e occorre ricorrere a misure statistiche robuste per cogliere il comportamento dell'impresa tipica.

La rilevanza del tema si è accentuata negli ultimi anni per effetto della transizione energetica. Il progressivo spostamento del mix produttivo verso le fonti rinnovabili — che nel 2024 hanno coperto il 41,2% del fabbisogno elettrico nazionale, il valore più elevato mai registrato in Italia — sta modificando in profondità la struttura dei costi e dei rischi delle imprese del settore. I produttori da fonti rinnovabili, caratterizzati da costi variabili pressoché nulli e da elevata intensità di capitale fisso, presentano un profilo economico radicalmente diverso da quello dei produttori termoelettrici, esposti invece alla volatilità dei prezzi del combustibile. Le previsioni del Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima, che indicano un fabbisogno elettrico in forte crescita entro il 2030 trainato dall'elettrificazione dei consumi finali, lasciano intendere che la centralità strategica del settore è destinata ad aumentare ulteriormente.

È in questo contesto che si colloca il nesso centrale dell'elaborato: la relazione tra la volatilità dei prezzi energetici e le strategie industriali dei grandi gruppi. Lo shock dei prezzi del 2021-2022 ha rappresentato uno spartiacque. Il Prezzo Unico Nazionale è passato da una media di 52,3 €/MWh nel 2019 — e di 38,9 €/MWh nel 2020, anno segnato dalla pandemia — a 304,9 €/MWh nel 2022, con un incremento di quasi il 500% rispetto ai livelli pre-crisi, determinato dalla convergenza tra il rimbalzo della domanda post-pandemica, la riduzione delle forniture di gas russo e la scarsa idraulicità del 2022. Questo shock ha avuto

un duplice effetto. Da un lato ha investito direttamente i bilanci delle imprese produttrici, con un impatto fortemente asimmetrico: il valore della produzione aggregato del campione è triplicato — da 23,7 miliardi di euro nel 2020 a 71,5 miliardi nel 2022 — ma i margini dei produttori termoelettrici sono stati compressi dall'aumento dei costi del combustibile, mentre quelli dei produttori rinnovabili ne hanno beneficiato. Dall'altro lato, lo shock ha reso evidente ai grandi consumatori industriali che l'energia non è più un semplice costo operativo da minimizzare, ma una variabile capace di incidere sull'equilibrio economico-finanziario dell'intera organizzazione.

Da questa consapevolezza nasce il fenomeno dei corporate energy players: grandi gruppi industriali ad alto fabbisogno energetico che decidono di internalizzare la funzione energia, costituendo società dedicate alla produzione da fonti rinnovabili e alla gestione degli approvvigionamenti. La logica economica di questa scelta trova un fondamento quantitativo proprio nell'analisi di bilancio del settore: poiché i produttori rinnovabili mostrano margini più elevati e più resilienti agli shock di prezzo, un grande consumatore che investe in autoproduzione fotovoltaica si avvicina, per struttura di costo, ai produttori rinnovabili puri — i più redditizi del comparto — anziché ai grandi operatori termoelettrici. Il caso emblematico di questa trasformazione è FS Energy, la società costituita dal Gruppo Ferrovie dello Stato nel luglio 2025 per gestire un fabbisogno di circa 7,5 TWh annui, pari a circa il 2% della domanda elettrica nazionale.

Alla luce di quanto premesso, l'obiettivo dell'elaborato è duplice: da un lato fornire una fotografia economico-finanziaria rigorosa del settore ATECO 35.11; dall'altro utilizzare tale base empirica per interpretare le strategie di internalizzazione energetica dei grandi gruppi industriali. In particolare, il lavoro intende rispondere a quattro domande di ricerca:

Qual è il profilo economico-finanziario del settore italiano della produzione di energia elettrica nel periodo 2017-2024, e in che modo lo shock dei prezzi del 2021-2022 ne ha influenzato la redditività e la struttura patrimoniale?

In che misura la redditività delle imprese dipende dalla fonte produttiva prevalente, e quale comportamento differenziale emerge tra produttori rinnovabili e convenzionali negli anni dello shock?

Qual è il grado di concentrazione del settore, e in che misura le dinamiche aggregate — in particolare il boom del 2021-2022 — sono trainate dai grandi operatori piuttosto che dall'impresa tipica?

Perché e con quali modalità i grandi gruppi industriali energivori internalizzano la funzione energia, e quale valore economico può generare questa scelta?

Per rispondere a tali domande, l'elaborato è articolato in sei capitoli. Il primo inquadra il settore elettrico italiano — la filiera, il processo di liberalizzazione, l'evoluzione del mix energetico e della domanda, e lo shock dei prezzi del 2021-2022 — introducendo il fenomeno dei corporate energy players. Il secondo descrive la metodologia, la fonte dati AIDA e i criteri di costruzione del campione e degli indicatori, motivando le scelte statistiche adottate, in particolare l'impiego della mediana e della media winsorizzata al 5% come misure di tendenza centrale robuste all'eterogeneità del campione. Il terzo presenta l'analisi economico-finanziaria del settore, articolata per redditività, solidità patrimoniale, liquidità ed efficienza, con approfondimenti per macroregione, classe dimensionale e, soprattutto, per fonte produttiva. Il quarto focalizza l'attenzione sui principali operatori del settore — i primi 25 per valore della produzione — per misurare la concentrazione economica e distinguere il peso dei grandi operatori sui ricavi da quello sui margini. Il quinto sviluppa il caso FS Energy come esempio paradigmatico di integrazione verticale a monte, costruendone un modello previsionale e confrontandolo con il benchmark del campione AIDA e con esperienze comparabili italiane ed europee. Il sesto, infine, raccoglie le conclusioni dell'intero lavoro.

Capitolo 1 – Inquadramento del settore elettrico italiano

1.1 La filiera elettrica: struttura e attori

Il settore della produzione di energia elettrica si inserisce all'interno di una filiera articolata in quattro fasi sequenziali e interdipendenti: produzione, trasmissione, distribuzione e vendita. Comprendere questa struttura è preliminare a qualsiasi analisi economico-finanziaria delle imprese che vi operano, in quanto la posizione nella filiera determina il modello di ricavo, il profilo di rischio e la struttura patrimoniale tipica di ciascun segmento.

La fase di produzione consiste nella generazione di energia elettrica attraverso impianti di diversa natura: idroelettrici, termoelettrici a gas, eolici, fotovoltaici, geotermici e a biomassa. I produttori possono essere grandi utility quotate, come Enel ed Eni, ma anche piccole e medie imprese specializzate, cooperative, consorzi e — sempre più frequentemente — sussidiarie energetiche di grandi gruppi industriali. È in questo segmento che si concentra l'analisi empirica del presente elaborato, attraverso il campione di imprese classificate sotto il codice ATECO 35.11.

La fase di trasmissione è gestita in regime di monopolio regolato da Terna S.p.A., gestore della rete di trasmissione nazionale (RTN), interamente controllata da Cassa Depositi e Prestiti. Terna è responsabile del trasporto dell'energia ad alta tensione dai siti di produzione ai punti di consegna alle reti di distribuzione locali, nonché del servizio di dispacciamento — ovvero dell'equilibrio in tempo reale tra produzione e consumo sull'intera rete nazionale.

La distribuzione è affidata a concessionari locali, il principale dei quali è E-Distribuzione (gruppo Enel), operanti in regime di concessione regolata da ARERA. La fase di vendita è il segmento più liberalizzato: i fornitori acquistano energia all'ingrosso e la rivendono ai clienti finali a condizioni negoziate o, per chi è rimasto nel servizio di tutela, a tariffe regolate.

Nel dettaglio:

Fase 1 — Produzione: distingue tra fonti programmabili e non programmabili, spiega i livelli di tensione di immissione in rete (alta, media), il POD di produzione e i meccanismi di remunerazione (mercato spot vs Conto Energia/aste GSE).

Fase 2 — Vendita all'ingrosso: descrive la Borsa Elettrica IPEX, il MGP con le tempistiche delle offerte (12-36 ore prima), i mercati infragiornalieri e il MSD, la differenza tra PUN e prezzo zonale, e le sei zone geografiche di mercato italiane.

Fase 3 — Trasmissione e dispacciamento: spiega i livelli di tensione della RTN (132-220-380 kV), i 75.000 km di linee Terna, il principio fisico del bilanciamento in frequenza (50 Hz $\pm$ 0,2 Hz), il rischio collasso di rete e come Terna gestisce la flessibilità tramite MSD.

Fase 4 — Distribuzione: descrive le reti MT e BT, i 120 distributori italiani con quote di mercato, la regulation ARERA a RAB e le circa 1,2 milioni di cabine MT/BT sul territorio.

Fase 5 — Vendita al cliente finale: distingue mercato libero, SMT e grandi consumatori industriali, con riferimento diretto al profilo FS (7,5 TWh/anno) come ponte verso il Capitolo 5.

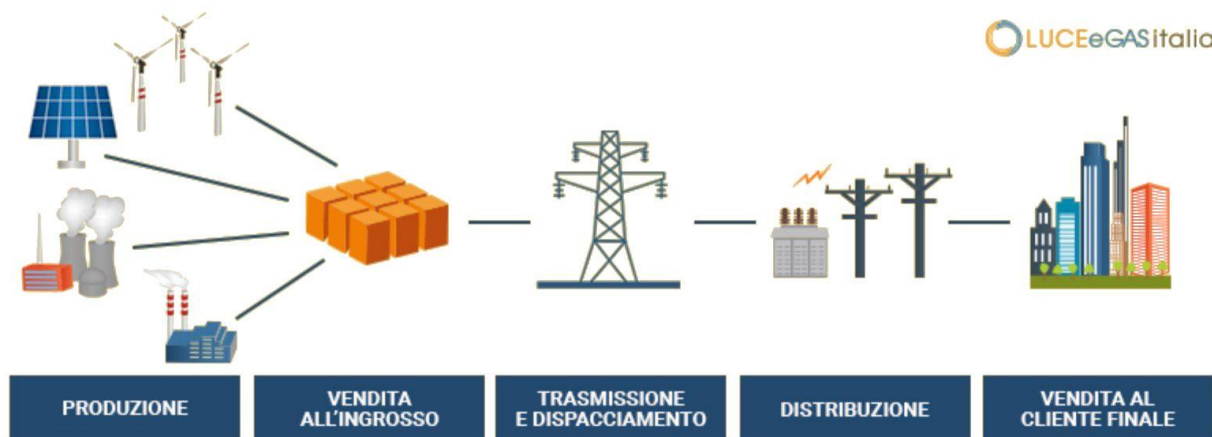


Figura 1.1 – La filiera dell'energia elettrica in Italia: produzione, trasmissione, distribuzione, vendita.

Fonte: elaborazione propria su dati ARERA e GME.

1.2 Il mercato elettrico italiano: dalla liberalizzazione ad oggi

La struttura attuale del mercato elettrico italiano è il risultato di un lungo processo di liberalizzazione avviato alla fine degli anni Novanta, in recepimento delle direttive europee sul mercato interno dell'energia. Prima del 1999, la produzione, il trasporto e la distribuzione di energia elettrica erano monopolio pubblico di ENEL, che gestiva l'intera filiera in modo verticalmente integrato. Il Decreto Legislativo 79/1999, noto come Decreto Bersani, ha avviato la separazione verticale tra le attività di rete — rimaste in capo a soggetti regolati — e le attività di produzione e vendita, aperte alla concorrenza.

Il Gestore dei Mercati Energetici (GME), istituito nel 1999, organizza e gestisce i mercati dell'energia elettrica all'ingrosso. Il principale di questi è il Mercato del Giorno Prima (MGP), nel quale produttori e acquirenti presentano offerte per ciascuna ora del giorno successivo. Il prezzo di equilibrio che emerge da questo processo di asta è il Prezzo Unico Nazionale (PUN), la principale variabile di riferimento per la valutazione delle performance economiche dei produttori di energia.

L'Autorità di Regolazione per Energia, Reti e Ambiente (ARERA) esercita la funzione regolatoria sull'intero settore, fissando le tariffe di trasmissione e distribuzione, vigilando

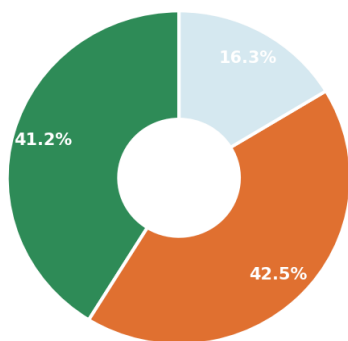
sulla qualità del servizio, e pubblicando annualmente la Relazione sull'attività che costituisce una delle fonti statistiche primarie utilizzate nel presente elaborato.

1.3 Evoluzione del mix energetico italiano

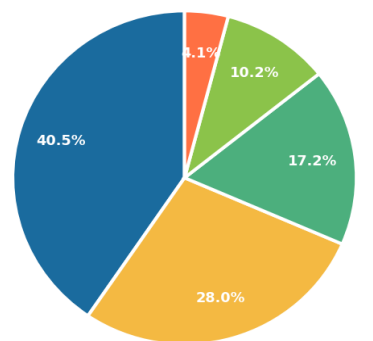
Il mix di fonti utilizzate per la produzione di energia elettrica in Italia ha subito una trasformazione profonda nel corso dell'ultimo decennio, con un progressivo incremento della quota da fonti rinnovabili a scapito della generazione termoelettrica da gas naturale e carbone. Secondo i dati Terna e GSE, nel 2024 le fonti rinnovabili hanno coperto il 41,2% del fabbisogno elettrico nazionale — il valore più elevato mai registrato in Italia — di cui il 16,3% proveniva dal saldo dell'interscambio con l'estero e il restante 42,5% da fonti convenzionali, prevalentemente gas naturale.

All'interno della quota rinnovabile, l'idroelettrico rimane la fonte predominante con il 40,5% della produzione green (circa 52 TWh), seguito dal fotovoltaico (28,0%, pari a 36 TWh, in crescita del +19,3% rispetto al 2023), dall'eolico (17,2%), dalle biomasse (10,2%) e dalla geotermia (4,1%).

**Copertura del fabbisogno elettrico nazionale
(Italia, 2024)**



**Composizione della produzione
da fonti rinnovabili (2024)**



■ Idroelettrico ■ Eolico ■ Geotermia
■ Fotovoltaico ■ Biomasse

Fonte: Terna, Rapporto sul Sistema Elettrico 2024; GSE, Fuel Mix 2024

Figura 1.2 – Composizione del fabbisogno elettrico nazionale e mix delle fonti rinnovabili (Italia, 2024).

Fonte: Terna, Rapporto sul Sistema Elettrico 2024; GSE, Fuel Mix 2024.

L'evoluzione della capacità installata per fonte nel periodo 2017-2024 evidenzia con chiarezza le traiettorie di sviluppo del settore. Il fotovoltaico ha più che raddoppiato la propria potenza installata, passando da 19,7 GW nel 2017 a 37,1 GW nel 2024, con un'accelerazione particolarmente marcata negli anni 2022-2024 (+6,8 GW solo nel 2024,

valore record). L'eolico è cresciuto più moderatamente da 9,8 GW a 13,0 GW. L'idroelettrico è rimasto sostanzialmente stabile attorno ai 22-23 GW, trattandosi di una fonte matura con poche possibilità di nuove installazioni sul territorio nazionale.

Questa evoluzione strutturale del mix produttivo è direttamente rilevante per l'analisi economico-finanziaria del campione ATECO 35.11. I produttori da fonti rinnovabili sono caratterizzati da costi variabili molto contenuti — essenzialmente zero per fotovoltaico ed eolico — e alta intensità di capitale fisso (impianti). I produttori termoelettrici presentano invece una struttura di costo radicalmente diversa, con costi variabili significativi legati al combustibile e quindi una sensibilità molto maggiore alla volatilità dei prezzi delle materie prime energetiche.

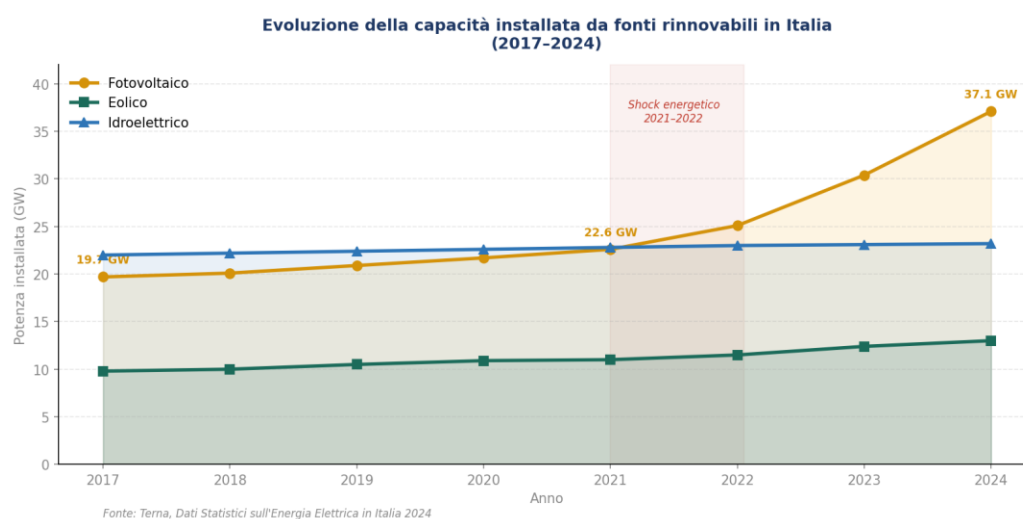


Figura 1.3 – Evoluzione della capacità installata da fonti rinnovabili in Italia (2017-2024, GW). Fonte: Terna, Dati Statistici sull'Energia Elettrica in Italia 2024.

1.4 La domanda di energia elettrica in Italia

La domanda di energia elettrica rappresenta uno dei principali indicatori della vitalità del sistema economico e industriale di un Paese. In Italia, il fabbisogno elettrico è monitorato e pubblicato con cadenza mensile da Terna S.p.A., che in qualità di Gestore della Rete di Trasmissione Nazionale raccoglie i dati di immissione e prelievo da tutti i punti di connessione della rete ad alta tensione. La grandezza di riferimento è la domanda lorda, espressa in terawattora (TWh), che include sia i consumi finali dei diversi settori economici sia le perdite di rete (stimate in 19,6 TWh nel 2024, pari a circa il 6,3% del totale) e l'autoconsumo degli impianti di generazione.

Principali indicatori della domanda elettrica italiana – Anno 2024

Indicatore	Valore 2024	Variazione vs 2023	Fonte
Domanda totale lorda	312,3 TWh	+2,2% (+6 TWh)	Terna
Produzione nazionale netta	264,0 TWh	+2,7%	Terna
Quota produzione nazionale	83,7%	+0,1 p.p.	Terna
Saldo import-export (estero)	16,3% del fabbisogno	-0,1 p.p.	Terna
Punta massima oraria	57,5 GW	Record storico (18 lug)	Terna
Quota FER sul fabbisogno	41,2%	+4,1 p.p.	Terna / GSE
Quota termoelettrico	~47%	-4 p.p.	Terna
Perdite di rete	~19,6 TWh	~6,3% del totale	ARERA

Fonti: Terna, Rapporto Sistema Elettrico 2024; ARERA, Relazione Annuale 2025; elaborazione propria

Il trend storico: struttura stazionaria con forti perturbazioni

Nel 2024 il fabbisogno elettrico nazionale ha raggiunto 312,3 TWh, segnando un aumento del +2,2% rispetto al 2023 e interrompendo un triennio di contrazione avviato con il picco del 2022. Questo valore colloca la domanda italiana su un livello strutturalmente inferiore al massimo assoluto registrato nel 2008, pari a circa 340 TWh, mai più raggiunto da allora. La tendenza di lungo periodo della domanda elettrica italiana è di fatto stazionaria da oltre un decennio: l'efficienza energetica nei processi industriali, la progressiva deindustrializzazione di alcuni comparti ad alta intensità energetica e i comportamenti più virtuosi delle famiglie hanno sostanzialmente compensato la crescita demografica e l'aumento dei servizi digitali.

La serie storica 2000-2024 evidenzia con chiarezza tre grandi perturbazioni. La prima è la crisi finanziaria del 2008-2009, che ha determinato una contrazione dei consumi industriali di circa 15 TWh in due anni. La seconda è la pandemia da Covid-19 del 2020, che ha ridotto la domanda a 302,8 TWh (-4,1% in un anno), il livello più basso dal 2000. La terza è la crisi energetica del 2021-2022: un rimbalzo nel 2021 (+4,8%) seguito da una nuova contrazione nel 2022 indotta dalla risposta delle imprese ai prezzi elevatissimi dell'elettricità, con

razionalizzazione dei consumi industriali e riduzione della produzione in alcuni comparti energivori.

Il rimbalzo del 2024, trainato soprattutto dai consumi estivi legati alla climatizzazione - agosto 2024 ha registrato +8,1% sul 2023, il valore più alto di sempre per quel mese - e dalla crescita del settore dei servizi, non è di per sé indicativo di un cambio di tendenza strutturale. L'ENEA stima che la domanda di lungo periodo rimarrà sostanzialmente piatta fino al 2030 in assenza di una forte elettrificazione dei trasporti e del riscaldamento degli edifici.

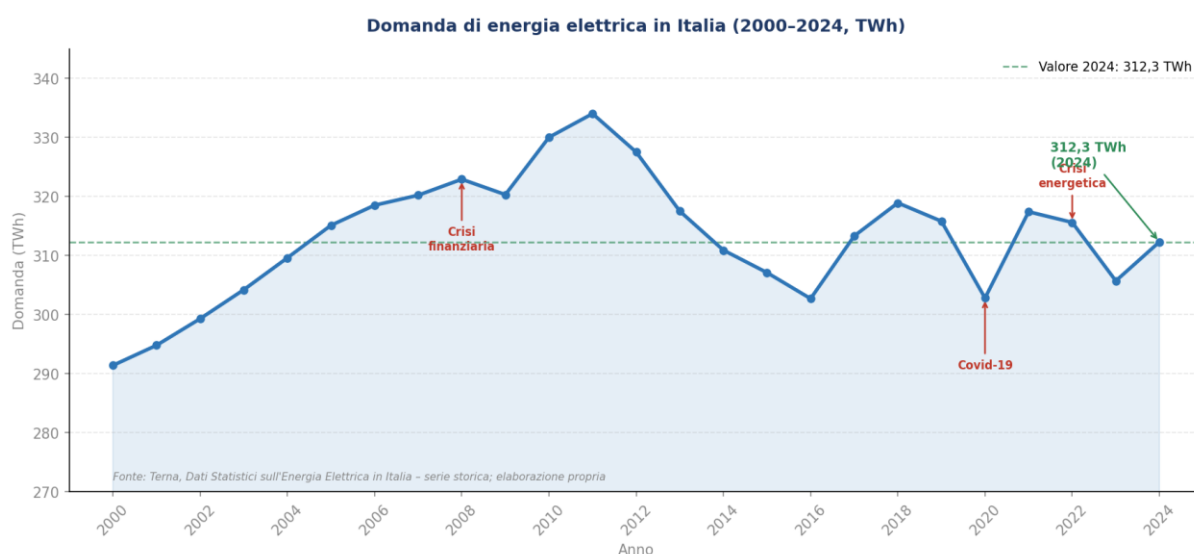


Figura 1.4.1 – Domanda di energia elettrica in Italia (2000–2024, TWh). Il grafico evidenzia la struttura stazionaria della domanda nell'ultimo decennio e le tre principali perturbazioni. Fonte: Terna, serie storica; elaborazione propria.

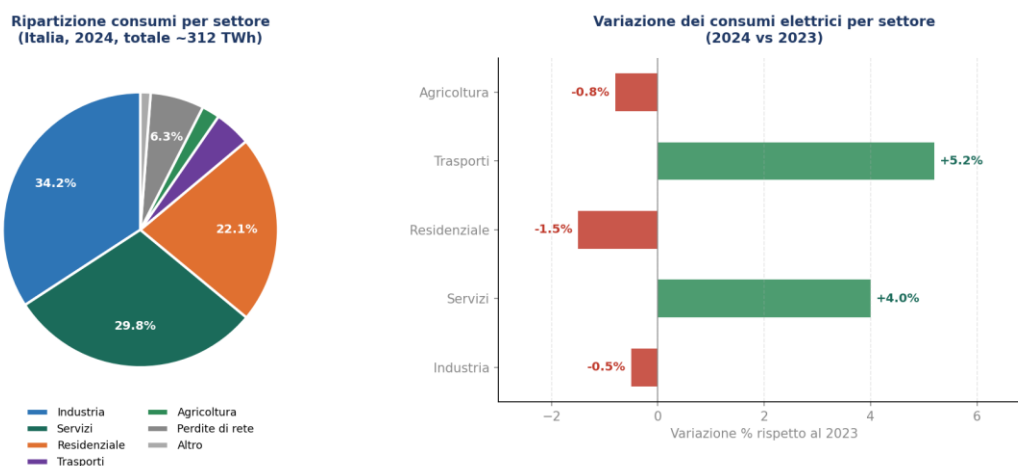
La ripartizione settoriale: industria in contrazione, servizi e trasporti in crescita

L'analisi della domanda per settore di utilizzo rivela dinamiche molto eterogenee. Il settore industriale rimane il principale consumatore con una quota del 34,2% del totale nel 2024 (circa 107 TWh), ma ha registrato una contrazione dello 0,5% rispetto al 2023, in linea con la performance ancora negativa della produzione manifatturiera. L'indice IMCEI di Terna - che misura i consumi elettrici di circa 1.000 grandi imprese energivore - ha mostrato una flessione dello 0,3%, con andamenti divergenti: in crescita cemento, alimentare e cartario; in flessione chimica, siderurgia e gomma-plastica.

Il settore dei servizi è il principale motore della crescita nel 2024, con un aumento del +4,0% (quota sul totale: 29,8%, circa 93 TWh). La crescita è trainata dalla diffusione dei data center - che ARERA stima assorbiranno nel 2030 circa il 3-4% del fabbisogno nazionale - dal

commercio, dalla ristorazione e dalla crescita dei consumi per raffrescamento degli edifici. I trasporti, con una quota del 4,3%, sono in crescita del +5,2%: le ricariche di veicoli elettrici hanno contribuito per la prima volta in modo misurabile all'incremento dei consumi della rete di distribuzione.

Il settore residenziale (22,1%, circa 69 TWh) ha registrato una leggera contrazione grazie alla diffusione del fotovoltaico domestico con autoconsumo e all'incremento dell'efficienza delle apparecchiature. La progressiva sostituzione delle caldaie a gas con pompe di calore sta tuttavia iniziando a trasferire parte dei consumi dal gas all'elettricità, con effetti sulla domanda che diventeranno più visibili nei prossimi anni.



Fonte: ARERA, Relazione Annuale 2025; Terna, Rapporto Sistema Elettrico 2024; ENEA, Analisi Trimestrale 2024

Figura 1.4.2 – Ripartizione della domanda elettrica per settore (Italia, 2024) e variazione percentuale rispetto al 2023. Fonte: ARERA, Relazione Annuale 2025; ENEA, Analisi Trimestrale del Sistema Energetico 2024; elaborazione propria.

Il profilo di carico: stagionalità, picchi e l'effetto del fotovoltaico

La domanda di energia elettrica non è costante nel tempo, ma presenta una variabilità significativa nell'arco della giornata, della settimana e dell'anno. Questa variabilità - definita profilo di carico - è al centro della gestione operativa del sistema elettrico da parte di Terna e determina in larga misura le esigenze di capacità di generazione flessibile del parco produttivo nazionale.

Su base giornaliera, il profilo di carico italiano mostra una struttura tipica dei paesi industrializzati del Mediterraneo. La domanda è minima nelle ore notturne (00:00-06:00), con valori compresi tra 24 e 27 GW, e cresce rapidamente nelle prime ore del mattino con l'avvio delle attività produttive. Nelle ore centrali della giornata (10:00-16:00) la domanda si stabilizza su un plateau, con valori compresi tra 35 e 43 GW a seconda della stagione. Il picco serale (18:00-21:00) è storicamente il momento di massima richiesta nel periodo invernale.

In estate il profilo si e' progressivamente modificato: il picco si e' spostato verso le ore 17:00-19:00, quando la combinazione di temperature elevate e riduzione della produzione fotovoltaica nelle ore serali crea la tensione piu' alta sul sistema. La punta massima assoluta del 2024, pari a 57,5 GW, e' stata registrata il 18 luglio tra le ore 15:00 e le 16:00, stabilendo il nuovo record storico nazionale: le temperature eccezionalmente elevate hanno determinato un utilizzo massivo degli impianti di climatizzazione in tutti i settori.

L'effetto piu' rilevante degli ultimi anni sul profilo di carico e' il cosiddetto "effetto duck curve": la massiccia penetrazione del fotovoltaico (37,1 GW installati a fine 2024, +6,8 GW in un solo anno) ha determinato una riduzione della domanda netta dalla rete nelle ore centrali della giornata, quando la produzione solare e' massima. Durante le ore di picco di irraggiamento estivo (10:00-14:00), il fotovoltaico puo' coprire fino al 40-50% del fabbisogno istantaneo, riducendo drasticamente la domanda di generazione da fonti programmabili. Questo fenomeno richiede agli impianti termoelettrici e idroelettrici capacita' crescenti di ramping - ovvero di variazione rapida della potenza erogata - per compensare i repentini cali di produzione solare al tramonto, creando nuove sfide operative per il sistema di dispacciamento gestito da Terna.

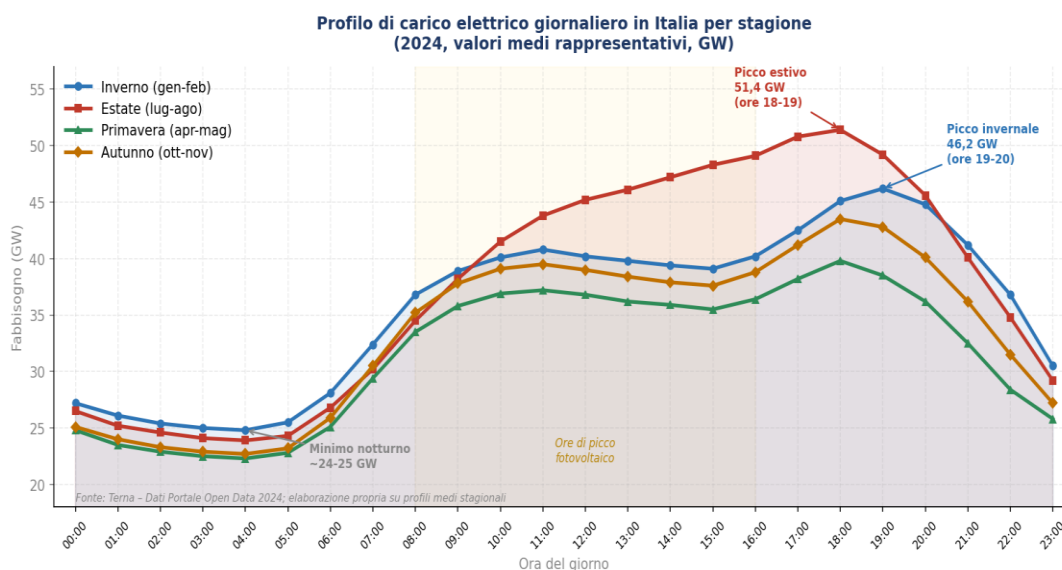


Figura 1.4.3 – Profilo di carico elettrico giornaliero in Italia per stagione (2024, valori medi rappresentativi, GW). Si evidenzia lo spostamento del picco estivo verso le ore serali e il fenomeno "duck curve" nelle ore centrali di alta produzione fotovoltaica. Fonte: Terna, Open Data Portal 2024; elaborazione propria.

Distribuzione geografica della domanda e picchi di carico

La domanda elettrica e' distribuita in modo fortemente asimmetrico sul territorio nazionale. Nel 2024, il Nord ha assorbito il 48,7% della domanda nazionale (circa 152 TWh), il Centro il

19,7% (61 TWh) e il Sud e le Isole il 31,6% (99 TWh). La crescita e' stata geograficamente diffusa ma con intensita' diverse: +1,8% al Nord, +3,0% al Centro - trainato dalla crescita del terziario - e +2,1% al Sud e nelle Isole.

La differenza strutturale tra Nord e Sud non riguarda solo i volumi assoluti, ma anche la composizione della domanda. Il Nord e' dominato dalla domanda industriale (circa il 45% del totale areale), con concentrazioni elevate nel triangolo industriale Piemonte-Lombardia-Veneto. Il Sud ha una quota industriale molto piu' bassa (circa il 22%), con la domanda trainata dal residenziale e da una crescente penetrazione delle rinnovabili che sta trasformando alcune regioni meridionali (Puglia, Sicilia, Sardegna) da aree di consumo ad aree di esportazione netta di energia verso il Nord.

La gestione dei picchi di domanda e' una delle sfide operative principali di Terna. Il record storico del 2024 a 57,5 GW ha richiesto la mobilitazione di tutta la capacita' di generazione disponibile, incluso il ricorso all'import estero (Francia, Svizzera, Slovenia), che nelle ore di picco estivo puo' contribuire fino a 5-7 GW aggiuntivi. Terna pubblica in anticipo le previsioni di fabbisogno e attiva la riserva primaria e secondaria di frequenza per gestire gli scostamenti: una flessibilita' che nell'era delle rinnovabili non programmabili sta diventando un asset sempre piu' critico e valorizzato sul mercato dei servizi di dispacciamento.

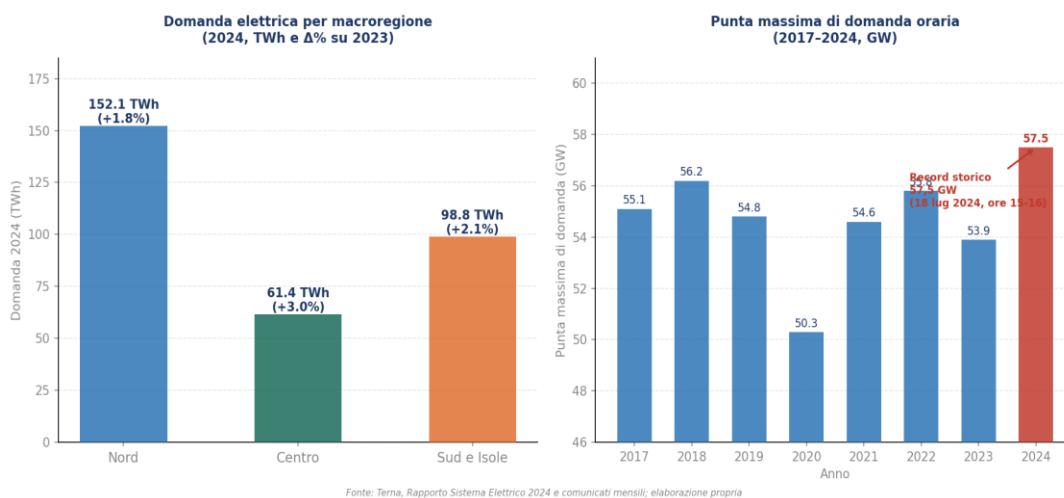


Figura 1.4.4 – Domanda elettrica per macroregione (2024, TWh e variazione % su 2023) e punta massima di domanda oraria (2017–2024, GW). Il record di 57,5 GW del 18 luglio 2024 rappresenta il valore piu' alto mai registrato in Italia. Fonte: Terna, Rapporto Sistema Elettrico 2024; elaborazione propria.

Prospettive: l'elettrificazione dei consumi finali come driver di crescita

Guardando al futuro, il Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima (PNIEC, aggiornamento 2024) prevede un aumento significativo della domanda elettrica entro il 2030, trainato dall'elettrificazione di tre grandi vettori di consumo attualmente dominati da combustibili fossili: il trasporto su strada, il riscaldamento degli edifici e alcuni processi industriali (elettrificazione del calore industriale, produzione di idrogeno verde). La previsione PNIEC indica un fabbisogno al 2030 compreso tra 380 e 420 TWh, con un incremento di 70-110 TWh rispetto ai livelli attuali - equivalente a costruire dal nulla una domanda pari all'attuale consumo elettrico della Spagna.

Questo scenario ha implicazioni dirette per il settore ATECO 35.11 e per il fenomeno dei corporate energy players analizzato nei capitoli successivi: una domanda elettrica in forte crescita, alimentata da una componente sempre più rilevante di consumi industriali elettrificati, crea l'incentivo strutturale per i grandi gruppi industriali a garantirsi forniture a lungo termine attraverso PPA e autoproduzione, piuttosto che esporsi alla volatilità del mercato spot. È esattamente questa logica che ha guidato la costituzione di FS Energy, come verrà analizzato nel Capitolo 5.

1.5 Il codice ATECO 35.11: perimetro e rilevanza economica

La classificazione ATECO (Attività Economiche) è il sistema di codifica delle attività economiche adottato in Italia dall'ISTAT, derivato dalla classificazione europea NACE. Il codice ATECO 2007 35.11 — Produzione di energia elettrica — identifica le imprese la cui attività prevalente consiste nella generazione di energia elettrica, indipendentemente dalla fonte utilizzata: termoelettrica, idroelettrica, eolica, fotovoltaica, geotermica o da biomassa. Il codice include sia le grandi utility integrate sia le piccole imprese specializzate nella produzione da una singola fonte, nonché le società veicolo create appositamente per gestire singoli impianti.

Questa ampiezza del perimetro è un elemento metodologicamente rilevante: il codice 35.11 aggrega soggetti economicamente molto eterogenei. Nel campione analizzato, le imprese di dimensione micro (valore della produzione inferiore a 2 milioni di euro) rappresentano il 55,5% del totale, mentre le grandi imprese (oltre 50 milioni) sono solo il 3,5%, ma concentrano una quota enormemente sproporzionata del valore della produzione complessivo. Una limitazione importante è l'impossibilità di distinguere tra produttori da fonti rinnovabili e convenzionali sulla sola base del codice ATECO: un impianto idroelettrico e una centrale a gas condividono lo stesso codice 35.11, rendendo necessario il ricorso a criteri di segmentazione complementari per la costruzione del Dataset B.

1.6 Lo shock energetico 2021-2022 e le sue implicazioni strutturali

Tra i fattori esogeni che hanno più profondamente influenzato la performance del settore nel periodo osservato, lo shock dei prezzi energetici del 2021-2022 occupa una posizione centrale. A partire dalla seconda metà del 2021, il Prezzo Unico Nazionale ha subito un'impennata senza precedenti: da una media di 52,3 €/MWh nel 2019 e 38,9 €/MWh nel 2020 (anno Covid) a 125,0 €/MWh nel 2021 e 304,9 €/MWh nel 2022 — un aumento del +485% rispetto al valore pre-crisi in un solo triennio. Il picco è stato determinato dalla convergenza di tre fattori: il rimbalzo della domanda post-pandemia, la riduzione delle forniture di gas russo, e le scarse precipitazioni del 2022 che hanno ridotto la produzione idroelettrica.

Dal 2023, il mercato ha iniziato una progressiva normalizzazione: il PUN medio è sceso a 130,8 €/MWh nel 2023 e a 108,0 €/MWh nel 2024, un valore ancora superiore al periodo pre-crisi ma lontano dai picchi del 2022. L'impatto sulle imprese produttrici è stato fortemente asimmetrico: i produttori da rinnovabili non soggetti a contratti a prezzo fisso hanno beneficiato di utili eccezionali, mentre i produttori termoelettrici a gas hanno visto i propri margini compressi dall'aumento del costo del combustibile.

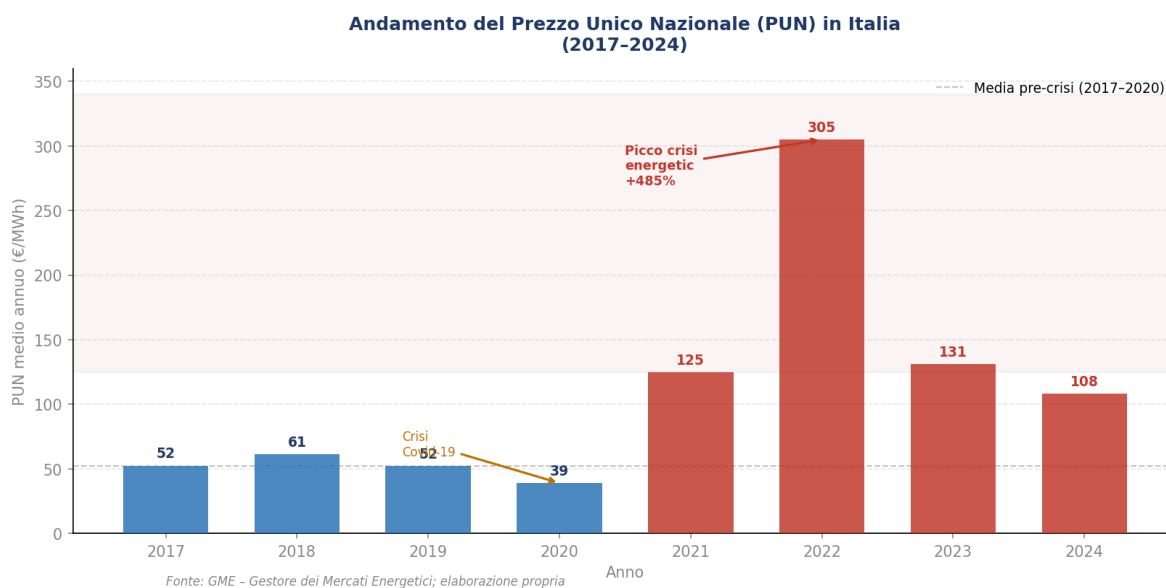


Figura 1.6.1 – Andamento del Prezzo Unico Nazionale (PUN) medio annuo in Italia (2017-2024, €/MWh).
Fonte: GME – Gestore dei Mercati Energetici; elaborazione propria.

Questo shock è chiaramente visibile anche nei dati del campione AIDA: il valore della produzione totale delle 2.494 imprese del Dataset A passa da 23,7 miliardi di euro nel 2020 a 29,4 miliardi nel 2021 e a 71,5 miliardi nel 2022, per poi ridiscendere a 45,2 miliardi nel 2023 e 39,1 miliardi nel 2024. La correlazione tra l'andamento del PUN e il valore della produzione del campione è quasi perfetta, a conferma che il settore ATECO 35.11 è fortemente esposto alla dinamica dei prezzi all'ingrosso dell'energia.

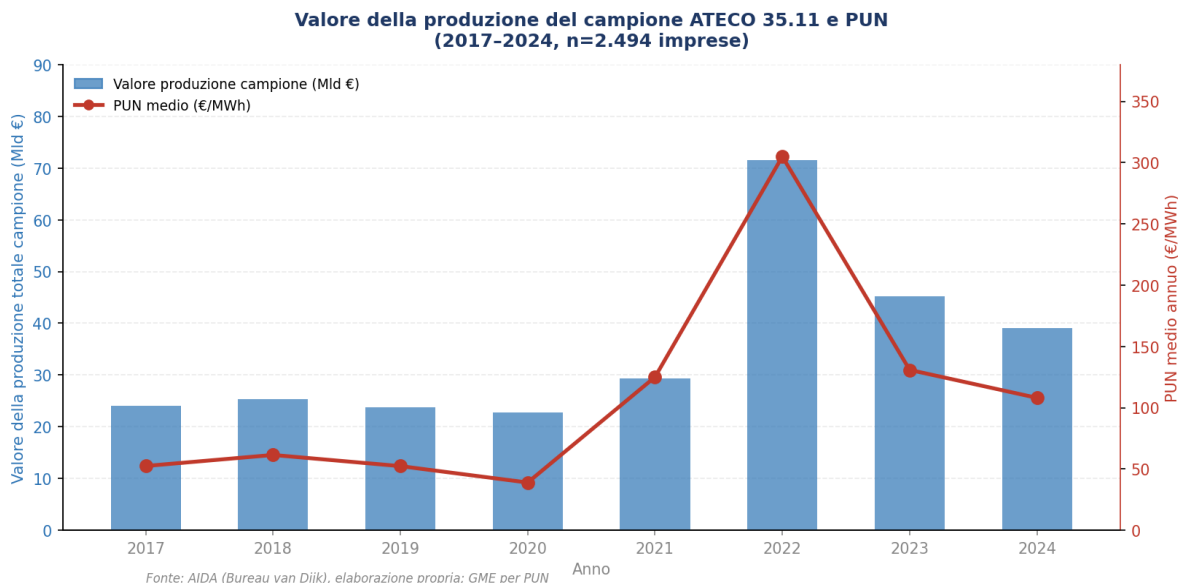


Figura 1.6.2 – Valore della produzione del campione ATECO 35.11 (Mld €) e PUN medio annuo (€/MWh), 2017-2024. Fonte: AIDA, Bureau van Dijk; GME; elaborazione propria.

1.7 Il fenomeno dei corporate energy players

Un fenomeno di crescente rilevanza nel panorama energetico italiano è la decisione di grandi gruppi industriali ad alto fabbisogno energetico di strutturarsi internamente sul tema energia, attraverso la creazione di società dedicate alla gestione, produzione o approvvigionamento di energia elettrica. Questo fenomeno trova le sue radici in tre spinte convergenti.

La prima è economica: la volatilità dei prezzi, esacerbata dallo shock del 2021-2022, ha reso evidente la necessità per i grandi consumatori di dotarsi di strumenti di copertura del rischio prezzo più sofisticati rispetto al semplice acquisto spot. La creazione di una società energetica interna — capace di sviluppare impianti propri e stipulare PPA a lungo termine — offre un grado di controllo sul costo energetico che la pura negoziazione contrattuale non garantisce.

La seconda è regolatorio-reputazionale: la direttiva europea CSRD e la tassonomia verde dell'UE impongono alle grandi imprese di rendicontare e ridurre le proprie emissioni Scope 2. Internalizzare la produzione da fonti rinnovabili è il modo più diretto per farlo.

La terza è strategica: alcuni grandi gruppi — in particolare quelli che gestiscono infrastrutture fisiche estese — dispongono di terreni e coperture che possono essere valorizzati come siti per impianti fotovoltaici, trasformando un costo fisso in un investimento con ritorno misurabile. È in questo quadro che si inserisce la costituzione di FS Energy S.p.A. da parte del Gruppo Ferrovie dello Stato nel luglio 2025, caso analizzato nel Capitolo 5.

Capitolo 2 – Metodo, dataset e costruzione delle variabili

2.1 La fonte dati: il database AIDA

I dati utilizzati per l'analisi quantitativa provengono dal database AIDA (Analisi Informatizzata delle Aziende Italiane), prodotto da Bureau van Dijk, società del gruppo Moody's. AIDA raccoglie i bilanci depositati presso il Registro delle Imprese di tutte le società di capitali italiane, standardizzandoli secondo uno schema comune che consente la comparazione tra imprese e nel tempo. La versione utilizzata nella presente analisi è la 105.00, aggiornata al 6 marzo 2026 (aggiornamento n. 34800), con data di esportazione 9 marzo 2026 e cut-off date al 31 marzo.

La scelta di AIDA come fonte primaria è motivata da tre ragioni principali. In primo luogo, il database garantisce la copertura sistematica dell'intero universo delle società di capitali italiane attive in un determinato codice ATECO, eliminando il rischio di selezione campionaria discrezionale. In secondo luogo, i dati sono estratti direttamente dai bilanci depositati secondo il Codice Civile italiano, assicurando uniformità nella struttura contabile. In terzo luogo, la disponibilità di un panel pluriennale per il periodo 2017-2024 consente di osservare l'evoluzione degli indicatori nel tempo, elemento essenziale per cogliere l'impatto di eventi rilevanti come lo shock energetico del 2021-2022.

2.2 Criteri di selezione del campione principale (Dataset A)

La strategia di ricerca applicata al database AIDA prevede due filtri cumulativi, applicati in sequenza booleana (criterio 1 AND criterio 2):

Criterio 1 — Codice ATECO: sono state selezionate tutte le imprese classificate sotto il codice ATECO 2007 35.11 (Produzione di energia elettrica). L'applicazione di questo filtro ha prodotto un universo iniziale di 21.900 imprese.

Criterio 2 — Valore della produzione minimo: sono state mantenute nel campione solo le imprese che abbiano registrato un valore della produzione pari ad almeno 1.000 migliaia di euro in almeno uno degli anni del periodo 2017-2024. Questo filtro esclude le società inattive, le holding di partecipazione prive di operatività diretta e le imprese in fase di avvio senza ricavi significativi. Il campione finale è composto da 2.494 imprese, che costituisce il campione principale della presente analisi.

Una nota metodologica riguarda l'utilizzo del valore della produzione (voce A del conto economico civilistico) come grandezza principale per la misurazione dei ricavi, in luogo del fatturato in senso stretto. Nel settore della produzione di energia elettrica, il valore della produzione può essere considerato sostanzialmente equivalente al fatturato: l'energia

elettrica prodotta viene immessa in rete pressoché contestualmente alla sua generazione — non viene immagazzinata come un prodotto industriale tradizionale — e le variazioni di rimanenze sono trascurabili o nulle per la quasi totalità delle imprese del campione. Di conseguenza, la voce “ricavi delle vendite e delle prestazioni” coincide nella stragrande maggioranza dei casi con il totale del valore della produzione. L'utilizzo di quest'ultima grandezza, anziché del solo fatturato, garantisce inoltre la massima copertura del campione, poiché include anche gli altri proventi operativi ricorrenti (es. incentivi GSE) che per alcune imprese rappresentano una componente rilevante dei ricavi complessivi.

E' importante notare che il codice ATECO 35.11 non distingue per fonte produttiva: un impianto idroelettrico e una centrale a gas condividono lo stesso codice. Non e' quindi possibile segmentare il campione in produttori rinnovabili e convenzionali sulla sola base della classificazione ATECO. Questa limitazione viene affrontata nella sezione dedicata ai principali operatori del mercato, nel Capitolo 3.

2.3 Il periodo di osservazione

Il dataset copre il periodo 2017-2024, per un totale di otto esercizi annuali. La scelta del 2017 come anno iniziale permette di osservare la situazione del settore su un arco temporale che include la fase pre-pandemia (2017-2019), l'anno della crisi Covid (2020), il biennio dello shock energetico (2021-2022) e la fase di normalizzazione (2023-2024).

Il 2024 e' incluso come anno terminale con la consapevolezza che i dati relativi a questo esercizio sono ancora parziali al momento dell'estrazione: il tasso di missing nel 2024 raggiunge il 20,8% del campione, contro valori compresi tra l'11,3% e il 15,5% per gli anni 2017-2023. Per questa ragione, le analisi di trend principali si concentreranno sul periodo 2017-2023, trattando il 2024 come dato preliminare e indicativo.

2.4 Struttura del campione

Prima di procedere con la descrizione del metodo di analisi, e' utile illustrare la struttura del campione in termini di distribuzione dimensionale e geografica, per comprendere l'eterogeneita' del dataset e le sue implicazioni sulla scelta delle misure statistiche.

Distribuzione dimensionale

La distribuzione dimensionale mostra una forte asimmetria: il 58,7% delle imprese ha un valore della produzione medio nel quinquennio 2019-2023 inferiore a 2 milioni di euro (micro imprese), mentre le grandi imprese con oltre 50 milioni di euro di VP rappresentano solo il 2,4% del campione. Questa concentrazione della numerosita' nella fascia micro e' una caratteristica strutturale del settore ATECO 35.11, che include migliaia di piccoli impianti

fotovoltaici, eolici e idroelettrici gestiti come società di scopo, accanto a pochi grandi operatori nazionali.

Distribuzione geografica

La distribuzione geografica conferma la concentrazione delle imprese nelle regioni settentrionali: il Nord-Ovest conta 1.052 imprese (42,2% del campione), il Nord-Est 783 (31,4%), con la forte presenza di piccoli produttori idroelettrici alpini in Trentino-Alto Adige e Veneto. Il Centro raccoglie 393 imprese (15,8%), il Sud 191 (7,7%) e le Isole 75 (3,0%). Questa distribuzione riflette sia la localizzazione delle risorse idroelettriche alpine sia la maggiore densità imprenditoriale del Nord nella gestione di impianti rinnovabili di piccola taglia.

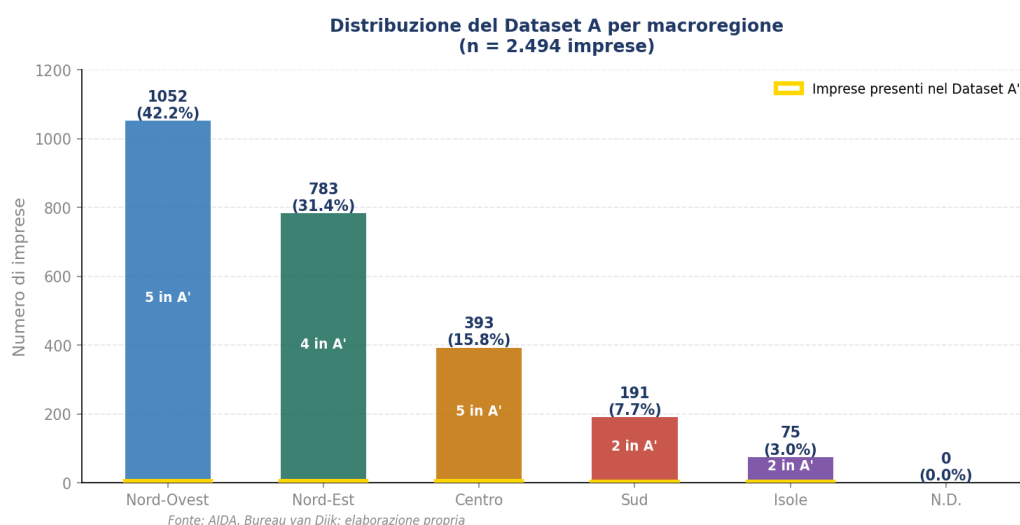


Figura 2.4 – Distribuzione del campione per macroregione (n = 2.494 imprese). Fonte: AIDA, Bureau van Dijk; elaborazione propria.

2.5 Il focus sui top player

Accanto all'analisi statistica aggregata sull'intero campione di 2.494 imprese, l'elaborato include nel Capitolo 4 un approfondimento sui principali operatori economici del settore. Questo approfondimento non costituisce un livello di analisi parallelo né un sotto-campione rappresentativo del settore: ha una finalità interpretativa specifica, che è quella di verificare se le dinamiche aggregate osservate — e in particolare il boom del valore della produzione nel biennio 2021-2022 — siano trainate dalle imprese di maggiore dimensione o abbiano invece un carattere più diffuso lungo tutta la distribuzione dimensionale del campione.

Il sottoinsieme dei top player non ha finalità di rappresentatività statistica dell'intero settore, ma costituisce un approfondimento sui principali operatori economici, utile a verificare se

le dinamiche aggregate osservate nel campione siano trainate dalle imprese di maggiore dimensione. Le imprese analizzate nel Capitolo 4 non vanno lette come valori tipici del settore: sono lo strumento per capire chi pesa davvero sui numeri complessivi e in che misura il profilo economico-finanziario dei grandi operatori differisce da quello del resto del campione.

Questa limitazione metodologica deve essere dichiarata esplicitamente. Il codice ATECO 35.11 non permette di distinguere automaticamente la fonte produttiva: un impianto idroelettrico e una centrale a gas condividono lo stesso codice. Non è quindi possibile segmentare il campione in produttori rinnovabili e convenzionali sulla sola base della classificazione ATECO. Questa limitazione viene affrontata nel Capitolo 4, nell'ambito dell'analisi del sottoinsieme dei principali operatori, dove la fonte produttiva di ciascuna impresa è identificata sulla base delle informazioni disponibili nei bilanci e nelle fonti pubbliche.

Criterio di selezione

Le imprese analizzate nel Capitolo 4 sono le prime 25 del Dataset A per valore della produzione medio nel periodo 2019-2023. Il periodo quinquennale è scelto per ragioni di stabilità statistica: include un anno pre-crisi (2019), l'anno della contrazione pandemica (2020), il biennio dello shock energetico (2021-2022) e il primo anno di normalizzazione (2023). Utilizzare la media su cinque anni, anziché un singolo anno, evita che la selezione sia distorta dalla straordinarietà del 2022.

La soglia di 25 imprese corrisponde approssimativamente all'1% del campione complessivo di 2.494 imprese, e consente di isolare la coda superiore della distribuzione dimensionale mantenendo un numero sufficientemente contenuto di imprese da permettere anche una lettura individuale dei principali operatori.

Il criterio non prevede quote geografiche o tecnologiche predeterminate. Se le prime 25 imprese risultano concentrate in alcune macroregioni o fonti produttive, questa concentrazione è un risultato dell'analisi, non un artefatto da correggere. Imporre artificialmente la rappresentanza geografica o per fonte avrebbe trasformato la selezione in un esercizio di campionamento stratificato, metodologicamente incoerente con la finalità dichiarata del Capitolo 4.

Si noti che questa impostazione differisce dalla versione precedente della tesi, in cui erano state incluse tre micro imprese con funzione illustrativa. Le micro imprese vengono analizzate correttamente nel Capitolo 3 attraverso la stratificazione dimensionale dell'intero campione, che è il contesto metodologicamente appropriato. Nel Capitolo 4, la loro presenza avrebbe creato una discontinuità interpretativa difficile da giustificare.

Tabella 2.5 – Top 25 imprese del Dataset A per valore della produzione medio 2019-2023

	Ragione sociale	Macroregione	Fonte prevalente	VP medio 2019-23 (Mln€)
1	Enel Produzione S.p.A.	Centro	Termoelettrico / Multi-fonte	8.121
2	EP Produzione S.p.A.	Centro	Termoelettrico (carbone/gas)	2.224
3	Enel Green Power Italia S.r.l.	Centro	Rinnovabili multi-fonte	1.554
4	Alpiq Energia Italia S.p.A.	Nord-Ovest	Gas CCGT / Trading	1.551
5	Tirreno Power S.p.A.	Centro	Termoelettrico (gas/carbone)	1.144
6	Sorgenia Power S.p.A.	Nord-Ovest	Gas CCGT	915
7	Enipower S.p.A.	Nord-Ovest	Gas CCGT	701
8	Fiume Santo S.p.A.	Isole	Termoelettrico (carbone)	534
9	ISAB Energy S.r.l.	Isole	IGCC (residui raffinazione)	493
10	EP Produzione Centrale Livorno Ferraris S.p.A.	Nord-Ovest	Gas CCGT	465
11	ADI Energia S.r.l.	Nord-Ovest	Gas / Multi-fonte	415
12	A2A Gencogas S.p.A.	Nord-Ovest	Gas CCGT	400
13	Energhe S.p.A.	Nord-Ovest	Idroelettrico	350
14	Edison Rinnovabili S.p.A.	Nord-Ovest	Rinnovabili (eolico/FV/idro)	329

	Ragione sociale	Macroregione	Fonte prevalente	VP medio 2019-23 (Mln€)
15	B2G Sicily S.r.l.	Isole	Gas / Biomasse	319
16	Rosen – Rosignano Energia S.p.A.	Centro	Gas CCGT	308
17	API Energia S.p.A.	Centro	Gas / Cogenerazione	282
18	Hydro Dolomiti Energia S.r.l.	Nord-Est	Idroelettrico	277
19	Compagnia Valdostana delle Acque S.p.A.	Nord-Ovest	Idroelettrico	238
20	Società Elettrica Altoatesina S.p.A.	Nord-Est	Idroelettrico	225
21	Enipower Mantova S.p.A.	Nord-Ovest	Gas CCGT	218
22	EP Centrale Tavazzano Montanaso S.p.A.	Nord-Ovest	Gas CCGT	167
23	Taranto Energia S.r.l.	Sud	Gas / Cogenerazione	159
24	E.ON Energy Solutions S.r.l.	Nord-Ovest	Gas / Cogenerazione	136
25	Enel Libra Flexsys S.r.l.	Centro	Rinnovabili / Accumulo	64

Fonte: AIDA, Bureau van Dijk; elaborazione propria. Selezione per valore della produzione medio decrescente nel periodo 2019-2023. Fonte produttiva identificata da fonti pubbliche.

Profilo del gruppo e implicazioni metodologiche

Come emerge dalla tabella, il gruppo risultante è dominato da grandi produttori termoelettrici a gas e da utility multi-fonte, con sede prevalentemente nel Centro e nel Nord-Ovest. Questa concentrazione non è artificiale: riflette la struttura reale della capacità

produttiva di grande taglia in Italia, dove i grandi impianti a ciclo combinato e le utility integrate hanno storicamente generato i volumi di valore della produzione più elevati.

Quattro imprese del gruppo sono produttori idroelettrici (Energhe, Hydro Dolomiti, CVA, SEA Altoatesina), tre sono produttori rinnovabili multi-fonte (Enel Green Power, Edison Rinnovabili, Enel Libra Flexsys). Il peso dei termoelettrici — 17 imprese su 25 — ha implicazioni dirette sull'interpretazione degli indicatori di margine del gruppo, come discusso estesamente nel Capitolo 4: i grandi produttori termoelettrici hanno strutturalmente margini percentuali inferiori rispetto alle micro imprese da rinnovabili che dominano la mediana del campione totale, per effetto dell'esposizione al costo del combustibile.

Un'impresa merita una nota specifica. E.ON Energy Solutions S.r.l. (posizione 24) mostra un leverage medio anomalo (superiore a 20x) dovuto a un patrimonio netto strutturalmente molto contenuto rispetto ai debiti — struttura tipica di una società veicolo finanziata prevalentemente da debito infragruppo. I dati di bilancio sono disponibili per tutto il periodo 2017-2023 e la presenza di questa impresa nella lista riflette correttamente il suo valore della produzione reale; l'anomalia del leverage è segnalata nella nota alla tabella del Capitolo 4.

2.6 Trattamento dei dati mancanti

Un elemento caratteristico dei database AIDA è la presenza di osservazioni mancanti (indicate come "n.d." nel database), legate principalmente al ritardo nella deposizione dei bilanci presso il Registro delle Imprese. La policy adottata è la seguente: un'impresa non viene esclusa dall'intero campione per la presenza di dati mancanti in uno o più anni, ma viene esclusa dal calcolo di ciascun indice per gli anni in cui i dati necessari non sono disponibili. Questo approccio massimizza l'ampiezza del campione disponibile per ogni anno e per ogni indicatore.

La Tabella 2.6.1 riporta il numero di imprese con dati completi per anno nel Dataset A. Si osserva come il numero sia sostanzialmente stabile tra 2017 e 2022, con una riduzione progressiva negli anni più recenti.

Tabella 2.6.1 – Imprese con dati completi per anno (Dataset A, n = 2.494)

Anno	Imprese con dati completi	% sul campione totale
2017	2.204	88,4%
2018	2.211	88,7%
2019	2.229	89,4%
2020	2.209	88,6%
2021	2.180	87,4%
2022	2.144	86,0%
2023	2.107	84,5%
2024	1.975	79,2%

Con riferimento all'anno 2022 preso come riferimento, la Tabella 2.6.2 mostra la distribuzione dei missing per singola variabile. Si osserva che il 14,0% del campione risulta privo di dati per tutte le principali voci di bilancio in quell'anno: il pattern è sistematico a livello di impresa, non casuale per singola voce. La voce "Dipendenti" presenta un tasso di missing leggermente superiore (16,2%) in quanto non obbligatoria in tutte le forme di deposito del bilancio civilistico.

Tabella 2.6.2 – Percentuale di dati mancanti per variabile, anno 2022 (Dataset A, n = 2.494)

Variabile di bilancio	N. missing	% missing
Valore della produzione	350	14,0%
Costi della produzione	350	14,0%
Totale attivo	350	14,0%
Patrimonio netto	350	14,0%
Utile/perdita di esercizio	350	14,0%
Totale debiti	350	14,0%
Debiti a breve	350	14,0%
Immobilizzazioni totali	350	14,0%
Ammortamenti e svalutazioni	350	14,0%
Dipendenti	404	16,2%

2.7 Metodologia adottata

La strategia adottata si fonda su due scelte complementari. La prima è l'utilizzo sistematico della mediana come misura principale di tendenza centrale. La mediana non richiede l'eliminazione preventiva degli outlier e descrive l'impresa collocata al centro della distribuzione, risultando quindi più adatta in un campione fortemente asimmetrico come quello ATECO 35.11.

La seconda scelta è il calcolo, a supporto della mediana, della media winsorizzata al 5% bilaterale. La winsorization non elimina le osservazioni estreme: le osservazioni inferiori al 5° percentile vengono sostituite con il valore del 5° percentile, mentre quelle superiori al 95° percentile vengono sostituite con il valore del 95° percentile. In questo modo il campione rimane numericamente stabile e tutte le imprese continuano a contribuire al calcolo, ma i valori più estremi non possono trascinare la media verso risultati privi di significato economico.

La winsorization all'1% è stata testata ma non adottata, perché il 1° percentile rimane ancora troppo estremo in diversi anni. Nel 2018, ad esempio, la media winsorizzata all'1% resta pari a -3.668%, mentre con la winsorization al 5% assume un valore pari al 12,9%, confrontabile con la mediana del 20,9%. Il taglio al 5°–95° percentile rappresenta quindi una soluzione più coerente con la distribuzione effettiva degli indici di redditività del campione.

La winsorization è applicata separatamente per ciascun anno e per ciascun indicatore. Questa scelta è necessaria perché la distribuzione degli indici cambia nel tempo: ad esempio, la quota di imprese con risultato operativo negativo passa dal 16,7% nel 2021 al 22,6% nel 2022. Ricalcolare le soglie anno per anno consente quindi di trattare gli outlier in modo coerente con la distribuzione effettiva dell'indicatore in ogni esercizio.

Winsorization 5%: $x < P5 \rightarrow P5$; $P5 \leq x \leq P95 \rightarrow x$; $x > P95 \rightarrow P95$

Confronto con il metodo IQR

Un metodo alternativo per la gestione degli outlier è il range interquartile (IQR), che identifica come anomale le osservazioni collocate al di fuori dell'intervallo $[Q1 - 1,5 \times IQR; Q3 + 1,5 \times IQR]$. Questo criterio è robusto e spesso utilizzato nelle analisi descrittive, ma nel presente lavoro non è stato adottato come metodo principale.

La differenza tra IQR e winsorization è sostanziale. Il metodo IQR porta normalmente all'esclusione delle osservazioni estreme dal calcolo, mentre la winsorization le mantiene nel campione, sostituendole con il valore di soglia. Nel caso del dataset AIDA questa distinzione è importante: molte osservazioni estreme non sono errori, ma imprese reali con bilanci particolari, margini negativi o risultati influenzati da condizioni operative specifiche. Eliminarle avrebbe ridotto la numerosità del campione in modo non uniforme tra anni e indicatori, rendendo meno stabile il confronto temporale.

Inoltre, la distribuzione degli indici non è normale, ma fortemente asimmetrica, soprattutto per il ROS. In una distribuzione così sbilanciata, il criterio IQR può risultare troppo rigido oppure poco coerente con la natura economica dei dati. La winsorization consente invece di attenuare l'effetto delle code senza cancellarle, mantenendo una lettura più prudente e più adatta a un campione molto eterogeneo.

2.8 Identificazione e trattamento degli outlier

La presenza di outlier nei dati AIDA è fisiologica e non segnala necessariamente errori nel dataset. Imprese con costi della produzione superiori al valore della produzione, imprese in fase di avvio o in difficoltà strutturale, o con variazioni di rimanenze negative che gonfiano la voce costi nel bilancio civilistico, possono generare valori degli indici di redditività anomali non rappresentativi dell'andamento corrente del settore.

L'effetto distorsivo emerge chiaramente dal confronto tra media e mediana del ROS. Per il 2022, la mediana vale 17,73% — valore coerente con la struttura tipica di un produttore da fonti rinnovabili — mentre la media aritmetica è pari a -58.458%. La causa, contrariamente a quanto potrebbe sembrare, non è il denominatore prossimo a zero, ma il NUMERATORE negativo: in ogni anno circa il 17-22% delle imprese registra un margine operativo negativo ($VP-CP < 0$), di cui il 5-6% con valori inferiori a -100% del valore della produzione. Queste imprese con perdite operative molto ampie trascinano la media aritmetica a valori privi di significato economico.

La strategia adottata è la seguente. La mediana rimane la misura principale di tendenza centrale, robusta per definizione ai valori estremi. Viene calcolata e riportata anche la media winsorizzata al 5% bilaterale: le osservazioni sotto il 5° percentile e sopra il 95° percentile vengono sostituite con il valore del rispettivo percentile. La winsorization all'1% — testata in fase di analisi — non è sufficiente perché il 1° percentile è ancora un valore estremo (nel 2018: -279.421%); con il taglio al 5% le soglie scendono a valori interpretabili (tra -78% e -162% a seconda dell'anno) e la media risultante oscilla tra 9% e 18%, confrontabile con la mediana.

Tabella 2.8 – Diagnosi ROS: causa (numeratore negativo) e confronto strategie di winsorization

Anno	N (VP>0)	N VP- CP<0	% neg.	N ROS<- 100%	Media no wins	Media wins 1%	Media wins 5%	Mediana
2017	2.145	376	17,5%	126 (5,9%)	- 55.327 %	-981%	13,0%	21,2%
2018	2.158	384	17,8%	119 (5,5%)	- 52.226 %	-3.668%	12,9%	20,9%
2019	2.156	377	17,5%	109 (5,1%)	- 22.977 %	-220%	13,6%	18,8%
2020	2.145	411	19,2%	124 (5,8%)	- 28.228 %	-751%	9,0%	17,0%
2021	2.128	356	16,7%	109 (5,1%)	- 44.079 %	-1.285%	18,4%	23,3%
2022	2.100	475	22,6%	128 (6,1%)	- 58.458 %	-1.036%	10,4%	17,7%
2023	2.091	441	21,1%	89 (4,3%)	- 19.113 %	-40%	15,1%	17,3%

2.9 Costruzione degli indicatori

Le variabili disponibili in AIDA seguono la struttura del bilancio civilistico italiano (artt. 2423 e ss. del Codice Civile). La caratteristica principale di questo schema, rispetto ai bilanci IAS/IFRS, è l'assenza del costo del venduto come voce separata: il Conto Economico presenta il totale dei costi della produzione (voce B) e il totale del valore della produzione (voce A), senza distinguere tra costi variabili e fissi. Questa struttura ha implicazioni dirette sulla costruzione degli indici di redditività.

Voci di conto economico di base

Prima della costruzione degli indici, l'analisi del Capitolo 3 esamina le principali voci assolute di conto economico, la cui dinamica costituisce il fondamento interpretativo degli indici stessi. Le quattro grandezze considerate sono le seguenti.

Valore della produzione (VP) — Voce A del conto economico civilistico; equivalente al fatturato nel settore elettrico per le ragioni illustrate nel paragrafo 2.2. È la grandezza principale per la misurazione della dimensione economica dell'impresa e del settore. Nel Capitolo 3 viene analizzata sia come aggregato di campione (valore totale anno per anno) sia come distribuzione individuale (mediana, P25, P75 per anno).

Costi della produzione (CP) — Voce B del conto economico; include tutti i costi operativi (materie prime, servizi, personale, ammortamenti). Nel settore elettrico la composizione dei costi della produzione varia radicalmente per fonte: quasi nulli per i produttori rinnovabili (nessun combustibile), molto rilevanti per i produttori termoelettrici a gas. Questa eterogeneità strutturale è alla base dell'ampia dispersione degli indici di margine nel campione.

Risultato operativo — Calcolato come Valore della produzione meno Costi della produzione ($VP - CP$). Rappresenta il margine operativo prima degli oneri finanziari e delle imposte. È il numeratore del ROS proxy e del ROA proxy; la sua dinamica è direttamente leggibile nel Capitolo 3 attraverso l'analisi di tali indici.

Utile/perdita di esercizio — Risultato netto dopo oneri finanziari, componenti straordinarie e imposte. È il numeratore del ROE e la voce che più direttamente misura la capacità dell'impresa di remunerare il capitale proprio. Come discusso nel paragrafo 2.7 sulla gestione degli outlier, circa il 17-22% delle imprese del campione registra un risultato operativo negativo ogni anno, con un impatto rilevante sulle misure di tendenza centrale basate sul risultato netto.

Indici di redditività

ROS proxy = $(\text{Valore della Produzione} - \text{Costi della Produzione}) / \text{Valore della Produzione}$. Approssima il margine operativo sul fatturato. Il denominatore comprende, oltre ai ricavi di vendita, variazioni di rimanenze e altri proventi operativi.

ROA proxy = $(\text{Valore della Produzione} - \text{Costi della Produzione}) / \text{Totale Attivo}$. Misura la capacità del complesso degli investimenti di generare margine operativo, indipendentemente dalla struttura finanziaria.

ROE = $\text{Utile/Perdita di Esercizio} / \text{Patrimonio Netto}$. Unico indice basato sul risultato netto; calcolato solo per imprese con patrimonio netto positivo.

EBITDA margin proxy = $[(VP - CP) + \text{Ammortamenti e Svalutazioni}] / VP$. Meno influenzato dalle politiche di ammortamento; particolarmente utile per confrontare imprese con diversa intensità di capitale fisso — aspetto rilevante in un settore dove coesistono piccoli impianti fotovoltaici già ammortizzati e grandi utility con investimenti recenti.

Indici di solidità patrimoniale

Leverage = $\text{Totale Debiti} / \text{Patrimonio Netto}$. Calcolato solo per imprese con patrimonio netto positivo.

Debt ratio = $\text{Totale Debiti} / \text{Totale Attivo}$.

Intensità delle immobilizzazioni = $\text{Totale Immobilizzazioni} / \text{Totale Attivo}$. Particolarmente significativo in un settore capital intensive.

Indici di liquidità

Current ratio (proxy) = $(\text{Totale Crediti} + \text{Disponibilità Liquide}) / \text{Debiti a Breve}$. Proxy dell'attivo corrente sulle passività correnti, adattata alla struttura del bilancio civilistico.

Indici di efficienza operativa

Asset turnover = $\text{Valore della Produzione} / \text{Totale Attivo}$.

Produttività per addetto = $\text{Valore della Produzione} / \text{Dipendenti}$. Il suo utilizzo è limitato dal tasso di missing leggermente più elevato sulla voce dipendenti.

Indice di concentrazione di mercato

L'indice Herfindahl-Hirschman (HHI) viene calcolato per ogni anno come somma dei quadrati delle quote di mercato delle singole imprese del Dataset A, dove la quota di ciascuna impresa è il proprio valore della produzione sul totale del campione nello stesso anno, moltiplicato per 10.000. L'HHI varia tra 0 (atomizzazione perfetta) e 10.000

(monopolio). Valori inferiori a 1.000 indicano un mercato scarsamente concentrato; tra 1.000 e 1.800 moderatamente concentrato; superiori a 1.800 altamente concentrato (soglie adottate dalla Commissione Europea nelle analisi antitrust). Il confronto con i dati di concentrazione pubblicati annualmente da ARERA sul mercato libero elettrico fornirà un termine di raffronto esterno.

Tabella 2.9 – Riepilogo degli indicatori calcolati, formule e categorie analitiche

Indicatore	Formula	Categoria
ROS proxy	$(VP - CP) / VP$	Redditività
ROA proxy	$(VP - CP) / \text{Totale Attivo}$	Redditività
ROE	$\text{Utile} / \text{Patrimonio Netto}$	Redditività
EBITDA margin proxy	$[(VP - CP) + \text{Amm.}] / VP$	Redditività
Leverage	$\text{Totale Debiti} / \text{PN}$	Solidità
Debt ratio	$\text{Totale Debiti} / \text{Totale Attivo}$	Solidità
Intensità immobilizzazioni	$\text{Immobilizz.} / \text{Totale Attivo}$	Solidità
Current ratio (proxy)	$(\text{Crediti} + \text{Liq.}) / \text{Debiti Breve}$	Liquidità
Asset turnover	$VP / \text{Totale Attivo}$	Efficienza
Produttività per addetto	$VP / \text{Dipendenti}$	Efficienza
HHI	$\text{Somma} (\text{quota}_i)^2 \times 10.000$	Concentrazione

Nella Tabella 2.9, VP indica il Valore della Produzione, CP i Costi della Produzione, PN il Patrimonio Netto. Tutti gli indicatori sono calcolati su base annua per ogni impresa del campione. Per il Dataset A si produce un panel con 2.494 imprese e 8 anni di osservazione (totale teorico 19.952 osservazioni-impresa, ridotto dai missing). Per il Dataset A' si producono 19 imprese x 8 anni = 152 osservazioni, tutte analizzate individualmente.

2.10 Metodo di aggregazione

Misure di tendenza centrale e dispersione

Per ogni anno e per ogni indice, vengono calcolate e riportate tre statistiche aggregate: la mediana, il 25° percentile (P25) e il 75° percentile (P75). La mediana è la misura principale di tendenza centrale, per le ragioni illustrate nel paragrafo 2.7 sulla gestione degli outlier. Il range interquartile P25-P75 costituisce la misura principale di dispersione: indica il range entro cui si colloca il 50% centrale delle imprese del campione, escludendo la metà inferiore e la metà superiore della distribuzione. Questa informazione è importante in un campione così eterogeneo, dove la variabilità tra imprese è molto elevata.

Analisi per dimensione geografica

Per l'analisi della variabilità geografica, il campione viene segmentato nelle cinque macroregioni: Nord-Ovest (n=1.052), Nord-Est (n=783), Centro (n=393), Sud (n=191) e Isole (n=75). Per ogni macroregione e anno viene calcolata la mediana dell'indice sul sottoinsieme di imprese con sede in quella area e con dati disponibili. Per le macroregioni con campione più piccolo — in particolare Sud e Isole — le stime sono meno stabili e i risultati vengono presentati con la dovuta cautela interpretativa.

Il calcolo dell'indice HHI

Per ogni anno t , l'indice HHI è calcolato come:

$$HHI(t) = \sum_i \left(\frac{VP_i(t)}{VP_{TOT}(t)} \right)^2 \times 10.000$$

dove $VP_i(t)$ rappresenta il valore della produzione dell'impresa i nell'anno t , mentre $VP_{TOT}(t)$ rappresenta la somma del valore della produzione di tutte le imprese con dato disponibile e positivo nello stesso anno:

$$VP_{TOT}(t) = \sum_i VP_i(t)$$

È necessario dichiarare tre principali limitazioni metodologiche. In primo luogo, il campione esclude le imprese con valore della produzione inferiore a 1 milione di euro; questo può portare a una leggera sovrastima della quota delle imprese medie e grandi. In secondo luogo, le imprese appartenenti allo stesso gruppo, ad esempio le diverse società A2A, non vengono consolidate; questo può determinare una sottostima della

concentrazione reale del mercato. Infine, le imprese con dato mancante in un determinato anno non sono incluse nel calcolo, riducendo così il denominatore $VP_TOT(t)$.

Capitolo 3 – Analisi economico-finanziaria del settore

3.1 Descrizione del campione

Il campione utilizzato per l'analisi è composto da 2.494 imprese classificate sotto il codice ATECO 35.11 (Produzione di energia elettrica), estratte dal database AIDA con un valore della produzione pari ad almeno 1 milione di euro in almeno uno degli anni del periodo 2017-2024. La presente sezione descrive le caratteristiche strutturali del campione in termini di distribuzione per anno di costituzione, area geografica e classe dimensionale.

Distribuzione per anno di costituzione

L'analisi della distribuzione per anno di costituzione rivela due picchi significativi nella storia del campione. Il primo si osserva attorno agli anni 2000-2005, in corrispondenza del processo di liberalizzazione del mercato elettrico avviato dal Decreto Bersani del 1999, che ha incentivato la nascita di nuovi operatori privati nel comparto della produzione. Il secondo è molto più marcato e si concentra nel periodo 2012-2015, con il picco massimo nel 2014-2015: questo fenomeno è direttamente riconducibile agli incentivi statali per la produzione da fonti rinnovabili previsti dal V Conto Energia e dalla successiva rimodulazione del Decreto del 6 luglio 2012, che ha spinto molti imprenditori a costituire società di scopo dedicate alla gestione di impianti fotovoltaici ed eolici per beneficiare dei regimi incentivanti.

Distribuzione geografica

La distribuzione geografica del campione riflette due fenomeni strutturali del settore elettrico italiano. Il primo è la concentrazione di piccoli produttori idroelettrici nelle regioni alpine del Nord-Est — in particolare Trentino-Alto Adige, Veneto e Friuli-Venezia Giulia — che spiega la forte presenza del Nord-Est (783 imprese, 31,4%) rispetto al suo peso economico. Il secondo è la concentrazione industriale del Nord-Ovest (1.052 imprese, 42,2%), dove operano la maggior parte dei grandi produttori termoelettrici e delle utility integrate. Il Sud (191 imprese, 7,7%) e le Isole (75 imprese, 3,0%) sono meno rappresentati in termini numerici, nonostante ospitino una quota significativa della capacità eolica e fotovoltaica nazionale.

Distribuzione dimensionale

La distribuzione per classe dimensionale conferma la forte eterogeneità del campione. Le micro imprese con valore della produzione medio inferiore a 2 milioni di euro rappresentano il 58,7% del campione (1.464 imprese), mentre le grandi imprese con VP superiore a 50 milioni di euro sono solo il 2,4% (60 imprese). Questa asimmetria ha implicazioni metodologiche rilevanti — discusse nel Capitolo 2 — e interpretative: la mediana degli indici

di settore riflette prevalentemente il comportamento delle micro e piccole imprese, numericamente dominanti, mentre le grandi utility determinano in modo sproporzionato il valore della produzione aggregato del campione.

Tabella 3.1 – Riepilogo struttura del campione per classe dimensionale

Classe dimensionale	N. imprese	% campione	VP medio 2019-23 (range tipico)
Micro (<2 Mln€)	1.464	58,7%	0,1 – 2,0 Mln€
Piccola (2-10 Mln€)	721	28,9%	2,0 – 10,0 Mln€
Media (10-50 Mln€)	249	10,0%	10,0 – 50,0 Mln€
Grande (>50 Mln€)	60	2,4%	50 Mln€ – 9,5 Mld€
Totale	2.494	100,0%	—

3.2 Analisi del valore della produzione

Il valore della produzione aggregato del campione costituisce il primo e più immediato indicatore della dinamica economica del settore nel periodo osservato. La sua evoluzione nel tempo riflette in modo quasi diretto l'andamento del Prezzo Unico Nazionale (PUN), la variabile di mercato più rilevante per la determinazione dei ricavi dei produttori di energia elettrica.

Il valore della produzione totale del campione passa da 24,1 miliardi di euro nel 2017 a 22,8 miliardi nel 2020 — con una lieve contrazione durante l'anno Covid — per poi esplodere a 29,4 miliardi nel 2021 e raggiungere il picco di 71,5 miliardi nel 2022 in corrispondenza dello shock energetico. La successiva discesa a 45,2 miliardi nel 2023 segna l'inizio della normalizzazione, con i prezzi dell'energia che tornano verso livelli più vicini alla media storica pur rimanendo superiori al periodo pre-crisi. Il dato parziale del 2024 (39,1 miliardi, con il 20,8% di missing) conferma la tendenza al ribasso.

La mediana individuale del VP racconta invece una storia diversa e altrettanto interessante: rimane sostanzialmente stabile tra 2,1 e 2,8 milioni di euro per tutta la serie, con un picco a 3,1 milioni nel 2022. Questo dato conferma che lo shock energetico ha impattato in modo molto più marcato sui grandi produttori rispetto alle micro imprese, la cui produzione è spesso vincolata da contratti incentivati a prezzo fisso.

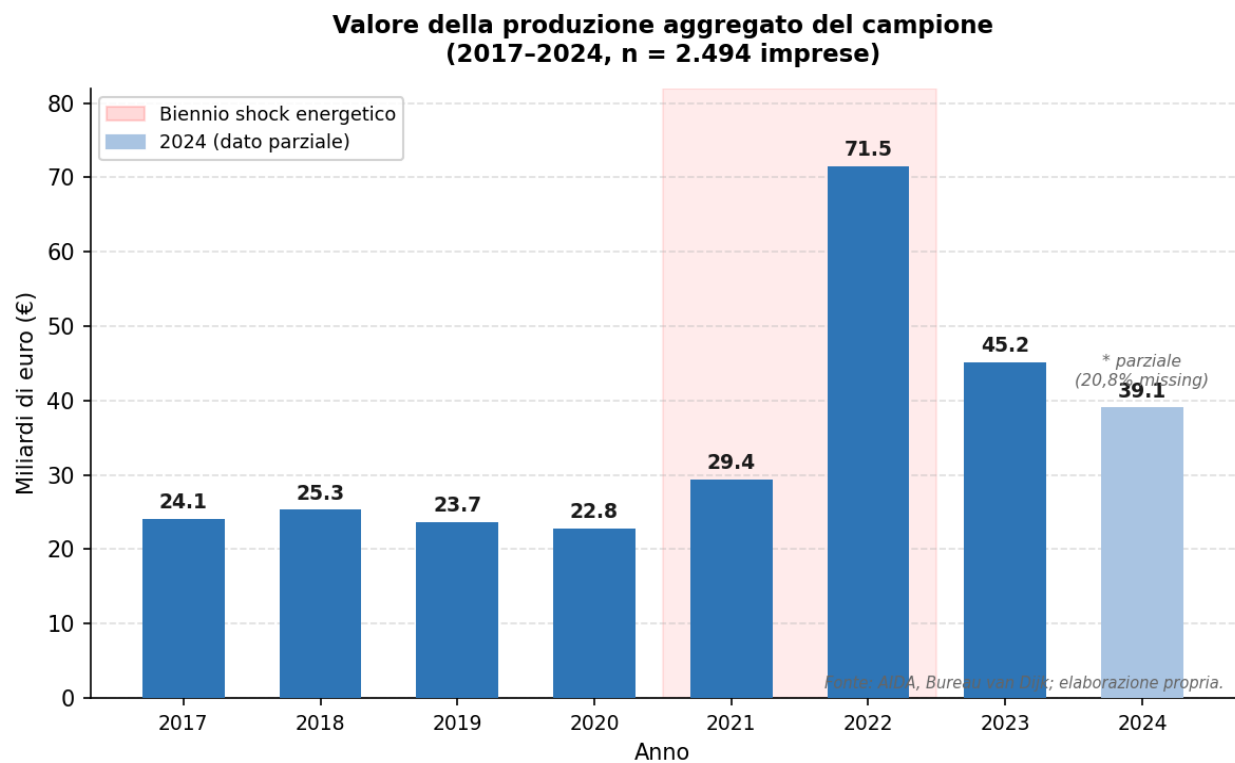


Figura 3.2a – Valore della produzione aggregato del campione (Mld€, 2017–2024). * 2024 dato parziale (20,8% missing). Fonte: AIDA, Bureau van Dijk; elaborazione propria.

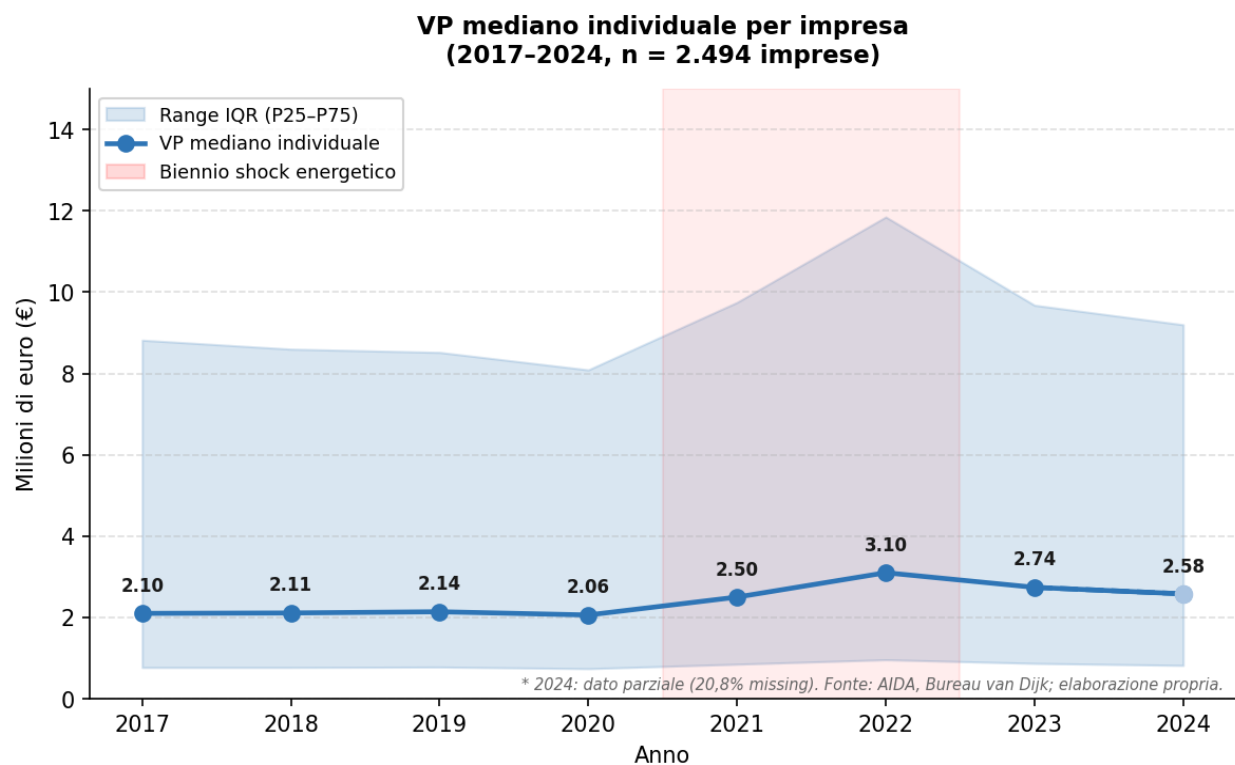


Figura 3.2b – VP mediano individuale per impresa (Mln€, 2017–2024) con range IQR (P25–P75). Fonte: AIDA, Bureau van Dijk; elaborazione propria.

Tabella 3.2 – Valore della produzione: statistiche descrittive per anno (n = 2.494)

Anno	N (VP>0)	VP aggregato (Mld€)	VP mediano (Mln€)	P25 (Mln€)	P75 (Mln€)
2017	2.145	24,1	2,10	0,77	8,82
2018	2.158	25,3	2,11	0,77	8,60
2019	2.229*	23,7	2,14	0,78	8,52
2020	2.209*	22,8	2,06	0,74	8,09
2021	2.180	29,4	2,50	0,85	9,75
2022	2.144	71,5	3,10	0,96	11,85
2023	2.107	45,2	2,74	0,87	9,68
2024	1.975	39,1	2,58	0,82	9,20

3.3 Indici di redditività

L'analisi degli indici di redditività permette di valutare la capacità delle imprese del campione di generare valore economico rispetto ai ricavi, agli attivi e al capitale proprio. I quattro indici calcolati — ROS proxy, ROA proxy, ROE ed EBITDA margin proxy — presentano dinamiche tra loro coerenti, con una chiara discontinuità in corrispondenza degli anni 2021-2022.

Per ciascun indice vengono riportate due misure di tendenza centrale: la mediana, robusta per definizione ai valori estremi, e la media winsorizzata al 5% (W5%), calcolata dopo aver sostituito le osservazioni al di sotto del 5° percentile e al di sopra del 95° percentile con il valore del rispettivo percentile. Queste due misure non sono ridondanti: la mediana descrive il comportamento dell'impresa tipica al centro della distribuzione, mentre la W5% è influenzata anche dalle imprese nelle code (esclusi i valori abnormi). Quando le due misure divergono significativamente, la distribuzione presenta una asimmetria rilevante — tipicamente una coda sinistra con imprese a margini molto compressi — che la sola mediana non cattura.

ROS proxy

Il ROS mediano del campione mostra un andamento a U nel periodo osservato. Parte da 21,2% nel 2017, scende progressivamente fino al minimo di 17,0% nel 2020 — anno della contrazione della domanda per effetto della pandemia Covid-19 — per poi rimbalzare bruscamente a 23,3% nel 2021 con il recupero dei prezzi. Il 2022, nonostante sia l'anno con il valore della produzione aggregato più alto, registra un ROS mediano di soli 17,7%, inferiore al picco del 2021. Questo apparente paradosso è spiegabile: nello shock energetico del 2022, i costi della produzione sono aumentati in modo significativo per i produttori termoelettrici a gas, comprimendo i margini nonostante i ricavi più alti.

La media W5% si attesta sistematicamente al di sotto della mediana, con uno scarto che si allarga negli anni di maggiore stress: nel 2020 la differenza raggiunge 8,0 punti percentuali (17,0% vs 9,0%), nel 2022 è di 7,3 pp (17,7% vs 10,4%). Questo segnala che, anche dopo il taglio delle code estreme, persiste una asimmetria negativa nella distribuzione del ROS in quegli anni: una quota rilevante di imprese registra margini compressi tra il 5° e il 20° percentile, trascinando la media verso il basso rispetto alla mediana. Nel 2023 la convergenza tra le due misure (17,3% vs 15,1%, scarto di 2,2 pp) indica una distribuzione più simmetrica, coerente con la normalizzazione post-shock.

Il range interquartile (P25-P75) è molto ampio in tutti gli anni: nel 2023 il P25 vale 1,8% e il P75 vale 39,4%, con uno spread di oltre 37 punti percentuali. Questo conferma l'eterogeneità strutturale del campione.

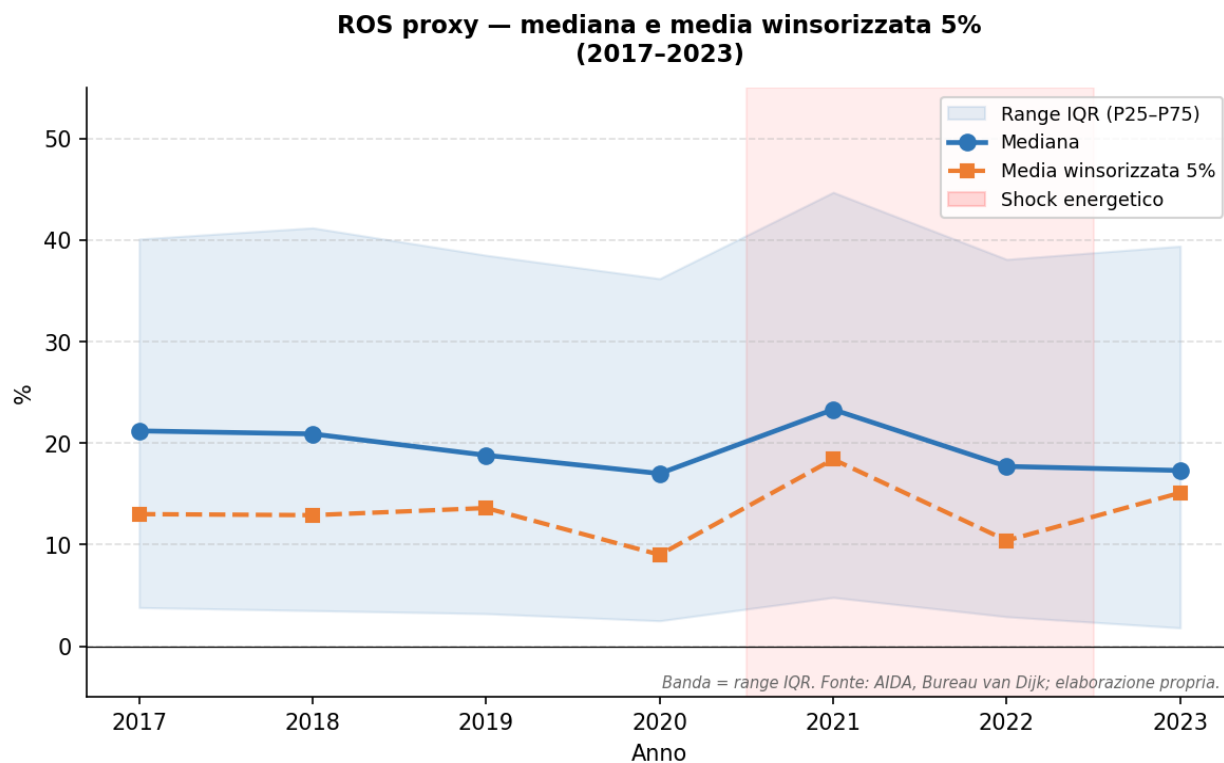


Figura 3.3a – ROS proxy: mediana e media winsorizzata 5% (2017–2023). Banda = range IQR (P25–P75). Zona ombreggiata = biennio shock energetico. Fonte: AIDA, Bureau van Dijk; elaborazione propria.

ROA proxy

Il ROA mediano varia tra 4,0% nel 2020 e 5,4% nel 2021, con un andamento sostanzialmente parallelo al ROS. I valori assoluti sono contenuti, riflettendo la natura capital intensive del settore: le imprese elettriche hanno attivi molto elevati rispetto ai ricavi, il che comprime strutturalmente il ROA.

La media W5% è inferiore alla mediana di circa 1,2-1,4 pp nella maggior parte degli anni, con uno scarto massimo nel 2020 (4,0% vs 2,1%, pari a 1,9 pp). La minore divergenza rispetto al ROS indica che la distribuzione del ROA è relativamente più simmetrica: l'intensità patrimoniale tende ad essere più omogenea tra le classi dimensionali rispetto alla struttura dei costi operativi.

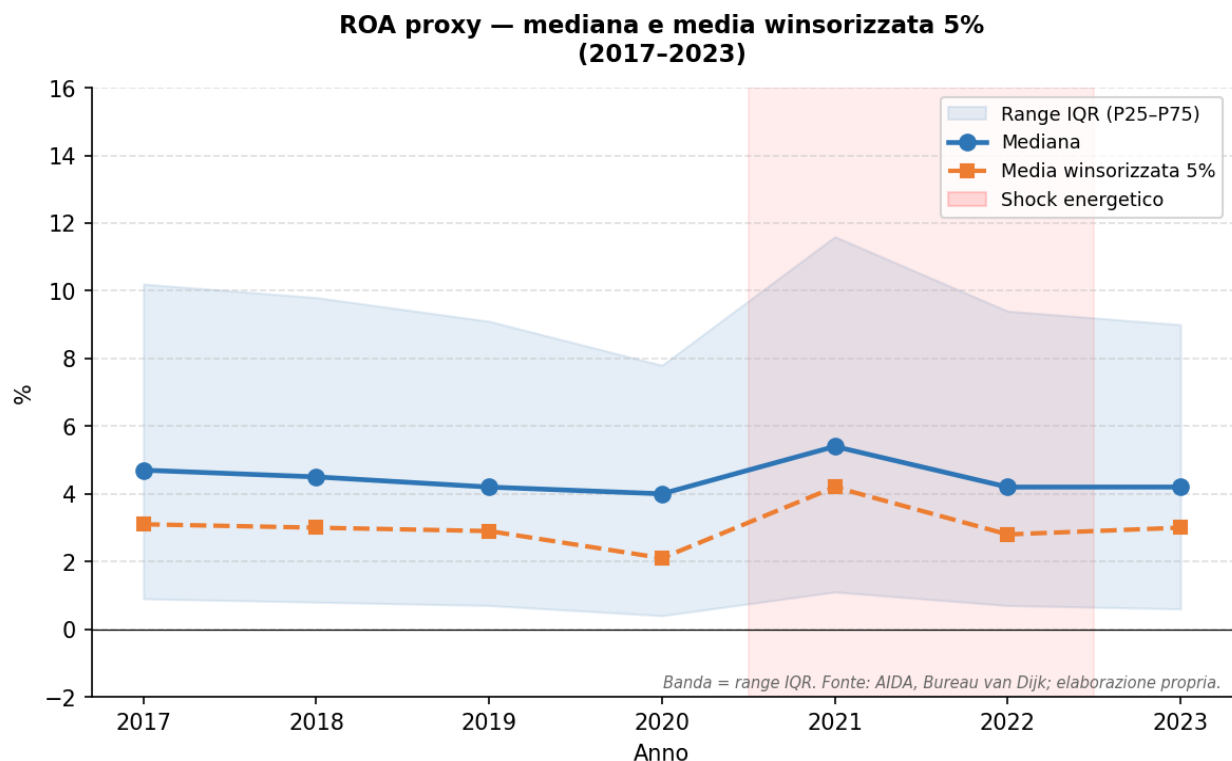


Figura 3.3b – ROA proxy: mediana e media winsorizzata 5% (2017–2023). Banda = range IQR. Fonte: AIDA, Bureau van Dijk; elaborazione propria.

ROE

Il ROE mediano parte da 8,6% nel 2017, scende al minimo di 6,2% nel 2020 e rimbalza al picco di 10,1% nel 2021 — valore che non viene confermato nel 2022 (7,3%) per le stesse ragioni discusse per il ROS. Nel 2023 il ROE mediano scende ulteriormente a 6,0%, il valore più basso del periodo dopo il 2020. Valori di ROE nell'ordine del 6-10% sono considerati soddisfacenti per il settore elettrico, che per sua natura ha cicli di investimento lunghi e ritorni stabili ma non elevatissimi.

La media W5% è molto vicina alla mediana per il ROE (scarto massimo di 0,5-0,8 pp nel 2020-2022), a differenza di quanto osservato per il ROS. Questo riflette una struttura distributiva più compatta per il ROE, dove il meccanismo della leva finanziaria tende a comprimere le differenze estreme tra imprese: un'impresa con ROS molto negativo ma patrimonio netto ridotto può comunque avere un ROE non lontano dalla mediana. Il P25 del ROE è negativo in quasi tutti gli anni (tra -0,4% e +0,8%), indicando che circa un quarto delle imprese del campione registra utili negativi.

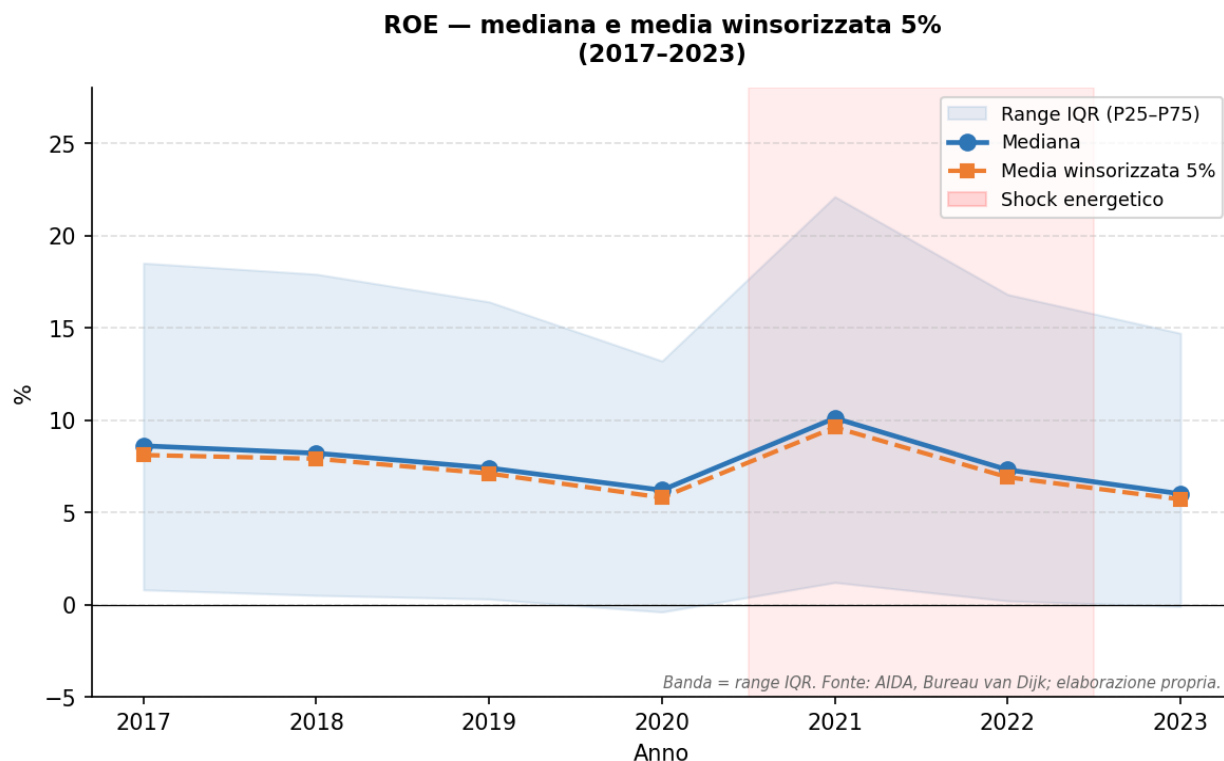


Figura 3.3c – ROE: mediana e media winsorizzata 5% (2017–2023). Banda = range IQR. Fonte: AIDA, Bureau van Dijk; elaborazione propria.

EBITDA margin proxy

L'EBITDA margin mediano è il più stabile tra gli indici di redditività: oscilla tra 40,1% nel 2022 e 48,7% nel 2021, rimanendo costantemente nel range 40-50% per tutto il periodo. Valori di EBITDA margin così elevati sono tipici dei settori con alta intensità di capitale fisso e bassi costi variabili — esattamente la struttura economica del comparto elettrico.

La media W5% si attesta stabilmente 6-9 pp al di sotto della mediana (es. 2017: 41,8% vs 34,2%; 2021: 48,7% vs 41,3%), con uno scarto più ampio nel 2020 e nel 2022 (circa 8-9 pp). La divergenza sistematica tra le due misure riflette la presenza di una quota consistente di imprese con EBITDA margin nella fascia 15-30% — produttori con costi di combustibile elevati — che la mediana ignora ma che la W5% cattura. Il range IQR molto ampio (P25: 10-17%; P75: 73-77%) conferma la bimodalità della distribuzione: da un lato piccoli produttori rinnovabili con EBITDA margin superiore al 75%, dall'altro produttori termoelettrici con margini lordi contenuti.

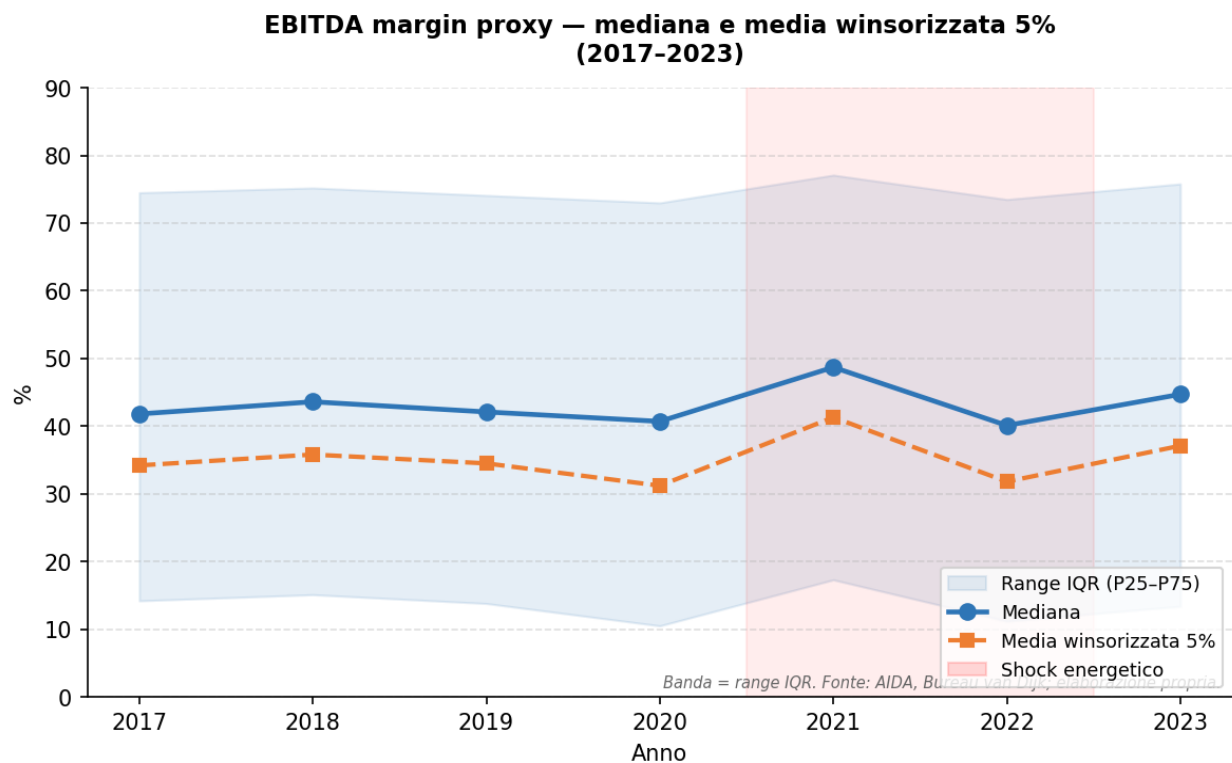


Figura 3.3d – EBITDA margin proxy: mediana e media winsorizzata 5% (2017–2023). Banda = range IQR. Fonte: AIDA, Bureau van Dijk; elaborazione propria.

Tabella 3.3 – Indici di redditività: mediana e media winsorizzata 5% per anno

Anno	N	ROS med	ROS W5%	ROA med	ROA W5%	ROE med	ROE W5%	EBITDA m. med	EBITDA m. W5%
2017	2.145	21,2%	13,0%	4,7%	3,1%	8,6%	8,1%	41,8%	34,2%
2018	2.158	20,9%	12,9%	4,5%	3,0%	8,2%	7,9%	43,6%	35,8%
2019	2.156	18,8%	13,6%	4,2%	2,9%	7,4%	7,1%	42,1%	34,5%
2020	2.145	17,0%	9,0%	4,0%	2,1%	6,2%	5,8%	40,7%	31,2%
2021	2.128	23,3%	18,4%	5,4%	4,2%	10,1%	9,6%	48,7%	41,3%
2022	2.100	17,7%	10,4%	4,2%	2,8%	7,3%	6,9%	40,1%	31,8%
2023	2.091	17,3%	15,1%	4,2%	3,0%	6,0%	5,7%	44,7%	37,1%

Colonne W5% = media dopo winsorizzazione bilaterale al 5°-95° percentile per anno.

3.4 Indici di solidità patrimoniale

Gli indici di solidità patrimoniale descrivono la struttura finanziaria delle imprese del campione e la loro dipendenza dal capitale di debito. Il risultato più rilevante che emerge dall'analisi è un trend di progressivo de-leveraging del settore nel periodo 2017-2023: tutte e tre le misure di indebitamento mostrano una riduzione sistematica.

Leverage

Il leverage mediano scende da 3,37x nel 2017 a 1,42x nel 2023, una riduzione di quasi il 60% in sette anni. Questo de-leveraging strutturale riflette tre dinamiche convergenti: l'accumulo di riserve patrimoniali grazie agli utili positivi degli anni 2016-2019, l'ammortamento progressivo del debito contratto per finanziare gli impianti costituiti nel picco del 2013-2015, e il reinvestimento degli utili straordinari del 2021-2022 che ha rafforzato il patrimonio netto.

Un elemento degno di nota è che la media W5% risulta superiore alla mediana per tutto il periodo (es. 2017: 3,37x vs 3,91x; 2023: 1,42x vs 1,81x). Questo è controintuitivo rispetto al comportamento degli indici di redditività, dove la W5% era sistematicamente inferiore alla mediana. La spiegazione risiede nella forma della distribuzione del leverage: asimmetrica a destra, con una coda di imprese a leverage elevato (5-20x) che, anche dopo il taglio del 95° percentile, esercita una pressione al rialzo sulla media rispetto alla mediana. In sostanza, il leverage ha code più pesanti a destra che a sinistra, al contrario degli indici di redditività.

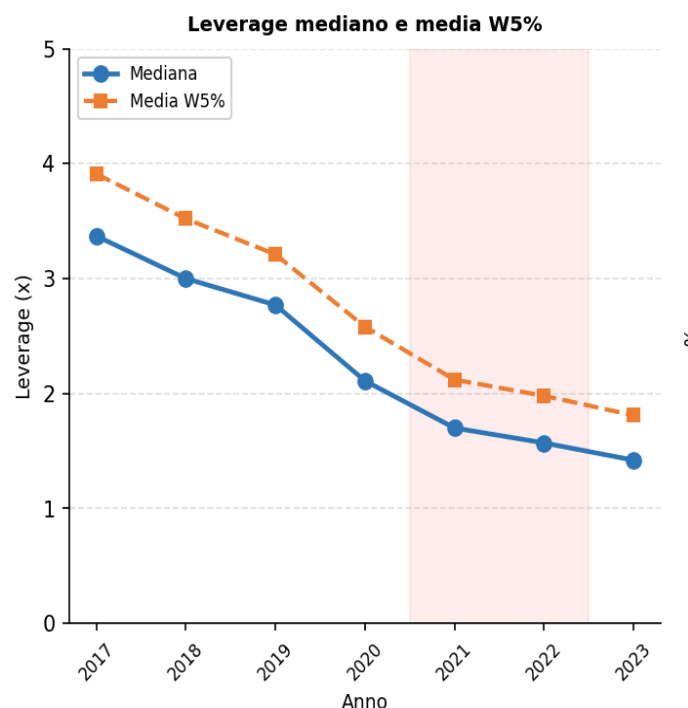


Figura 3.4a – Leverage mediano e media winsorizzata 5% nel periodo 2017-2023.

Debt ratio

Il debt ratio mediano scende da 76,1% nel 2017 a 58,4% nel 2023. Il trend è netto e coerente con il de-leveraging evidenziato dal leverage. Il valore del 2023 — con il 58% degli attivi finanziati da debito — rimane elevato in senso assoluto ma è fisiologico per un settore con grandi investimenti infrastrutturali. A differenza del leverage, la W5% è qui di poco inferiore alla mediana (2-3 pp), segnale che la distribuzione del debt ratio è più simmetrica e compressa tra il 50° e il 95° percentile.

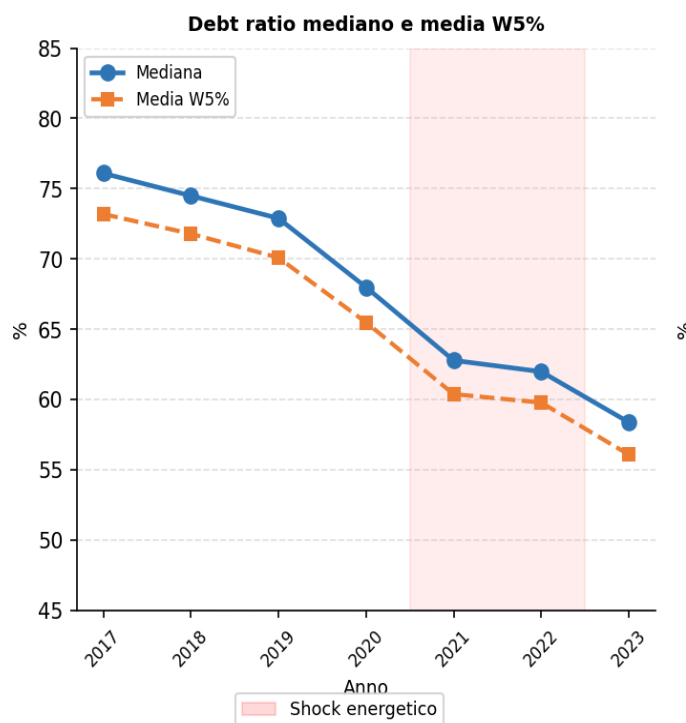


Figura 3.4b – Debt ratio mediano e media winsorizzata 5% nel periodo 2017-2023.

Intensità delle immobilizzazioni

L'intensità delle immobilizzazioni mediana rimane stabile attorno al 64-72% del totale attivo per tutto il periodo, con una lieve riduzione dal 71,9% del 2017 al 64,8% del 2023. La sostanziale stabilità di questo indice — nonostante il forte cambiamento degli indici di redditività e di leverage — conferma che la struttura patrimoniale del settore è determinata dalla natura fisica degli impianti, che si ammortizzano lentamente nel tempo indipendentemente dall'andamento del mercato. La convergenza tra mediana e W5% (scarto di 3-4 pp) indica una distribuzione relativamente omogenea dell'intensità patrimoniale tra le imprese.

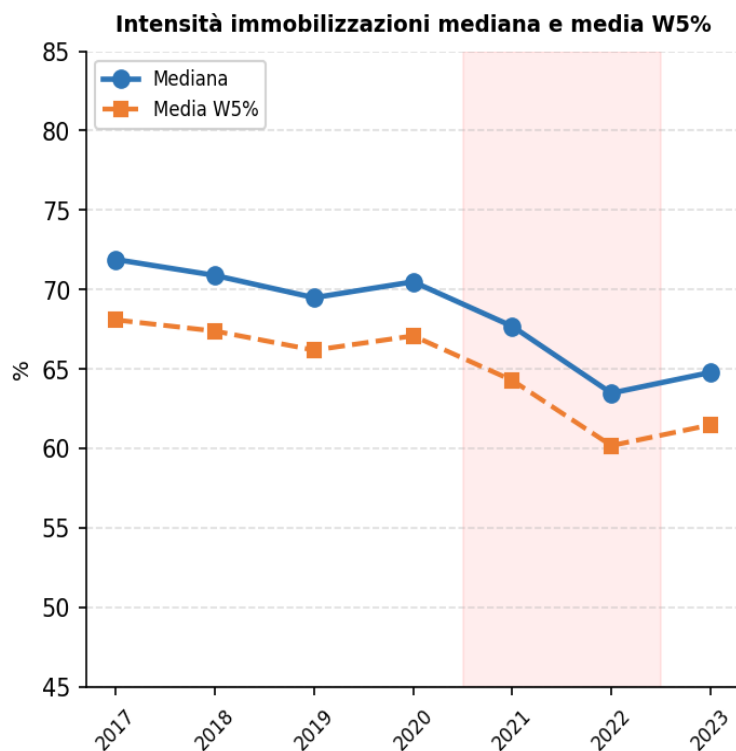


Figura 3.4c – Intensità delle immobilizzazioni mediana e media winsorizzata 5% nel periodo 2017-2023.

Anno	N	Leverage med	Leverage W5%	Debt ratio med	Debt ratio W5%	Intens. imm. med	Intens. imm. W5%
2017	2.034	3,37x	3,91x	76,1%	73,2%	71,9%	68,1%
2018	2.056	3,00x	3,52x	74,5%	71,8%	70,9%	67,4%
2019	2.073	2,77x	3,21x	72,9%	70,1%	69,5%	66,2%
2020	2.070	2,11x	2,58x	68,0%	65,5%	70,5%	67,1%
2021	2.072	1,70x	2,12x	62,8%	60,4%	67,7%	64,3%
2022	2.009	1,57x	1,98x	62,0%	59,8%	63,5%	60,2%
2023	1.990	1,42x	1,81x	58,4%	56,1%	64,8%	61,5%

Tabella 3.4 – Indici di solidità patrimoniale: mediana e media winsorizzata 5% per anno

3.5 Indici di liquidità ed efficienza operativa

Current ratio

Il current ratio mediano (proxy) mostra un andamento crescente da 1,20x nel 2017 a 1,57x nel 2021, per poi ridiscendere a 1,32x nel 2023. Il picco del 2021 è probabilmente riconducibile all'accumulo di liquidità nei bilanci delle imprese durante l'anno della ripresa post-Covid, prima che i ricavi straordinari del 2022 venissero in parte distribuiti o reinvestiti. I valori costantemente superiori a 1 indicano che il campione, nel suo complesso mediano, mantiene un equilibrio finanziario a breve termine soddisfacente. Il range IQR molto ampio (P25 intorno a 0,6-0,8x; P75 intorno a 2,7-3,7x) segnala tuttavia che una quota significativa di imprese si trova al di sotto dell'unità, in situazione di potenziale tensione di liquidità.

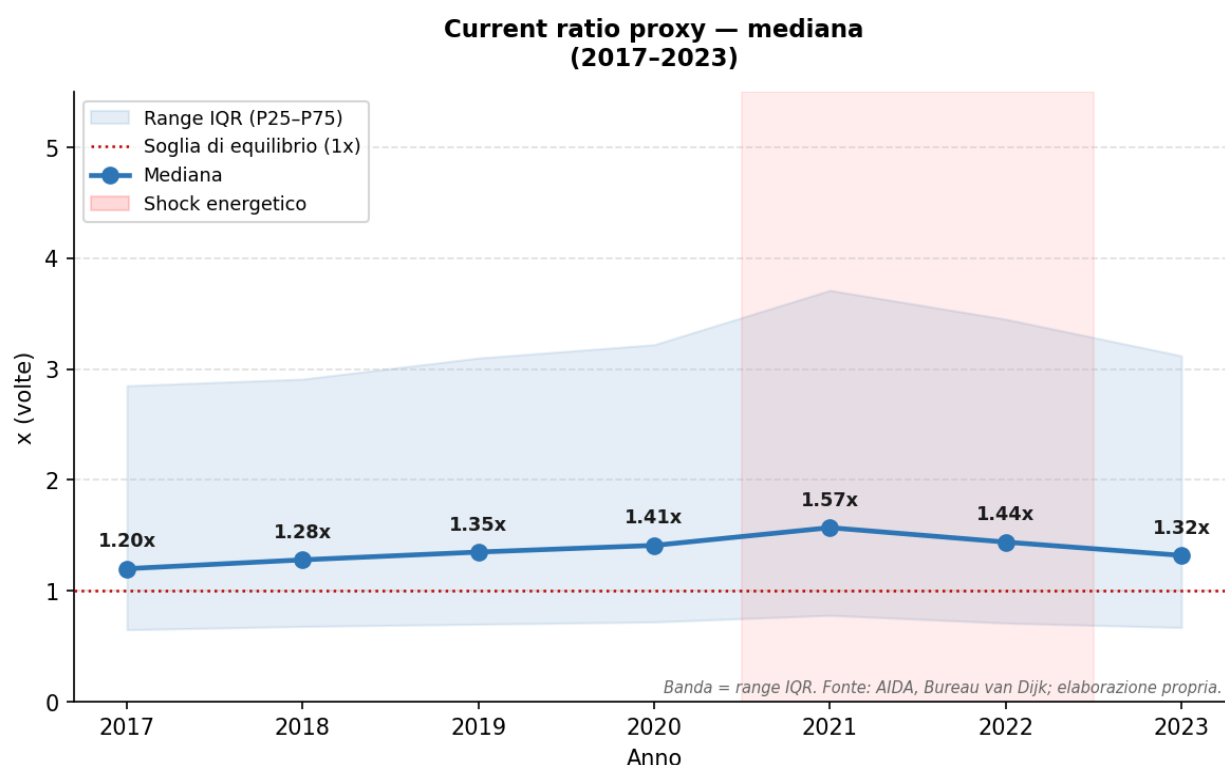


Figura 3.5a – Current ratio proxy: mediana (2017–2023). La linea tratteggiata rossa indica la soglia di equilibrio (1x). Banda = range IQR. Fonte: AIDA, Bureau van Dijk; elaborazione propria.

Asset turnover

L'asset turnover mediano si mantiene stabile tra 0,19x e 0,26x nel periodo osservato. Il balzo del 2022 (0,26x) e del 2023 (0,25x) rispetto alla media del periodo 2017-2020 (intorno a 0,20x) è spiegato dall'aumento dei ricavi per effetto dei prezzi alti, non da un utilizzo più intenso degli impianti. In un settore capital intensive come quello elettrico, valori di asset

turnover nell'ordine di 0,20-0,25x sono perfettamente coerenti con la struttura tipica del comparto: il valore degli impianti è molto elevato rispetto ai ricavi annui generati.

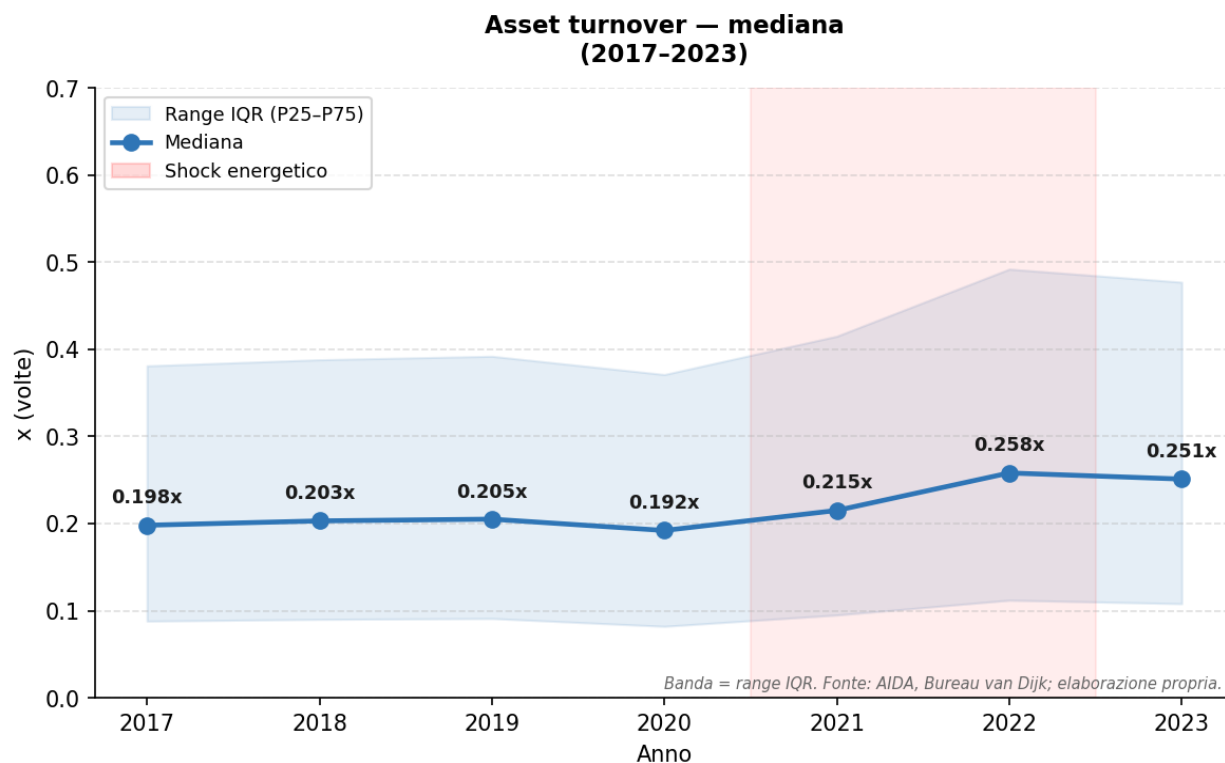


Figura 3.5b – Asset turnover: mediana (2017–2023). Banda = range IQR. Fonte: AIDA, Bureau van Dijk; elaborazione propria.

3.6 Analisi per macroregione

L'analisi degli indici per macroregione rivela differenze geografiche sistematiche e interpretabili, che riflettono la diversa composizione del mix produttivo e della struttura dimensionale delle imprese nei diversi territori.

Il Sud presenta sistematicamente il ROS mediano più elevato tra le macroregioni (22-28% nel periodo, contro una media nazionale di 17-23%), un risultato che riflette la prevalenza di impianti eolici e fotovoltaici nelle regioni meridionali. Questi impianti hanno costi variabili quasi nulli e quindi generano margini operativi percentualmente molto elevati. Le Isole mostrano un profilo simile al Sud, con alta variabilità per il campione più piccolo (75 imprese).

Il Nord-Ovest presenta il ROS mediano più basso (tipicamente 12-18%), riflettendo la presenza dei grandi produttori termoelettrici a gas con costi di combustibile elevati. Il Nord-Est è intermedio con la presenza di produttori idroelettrici. Il Centro ha profili variabili per la composizione mista del campione.

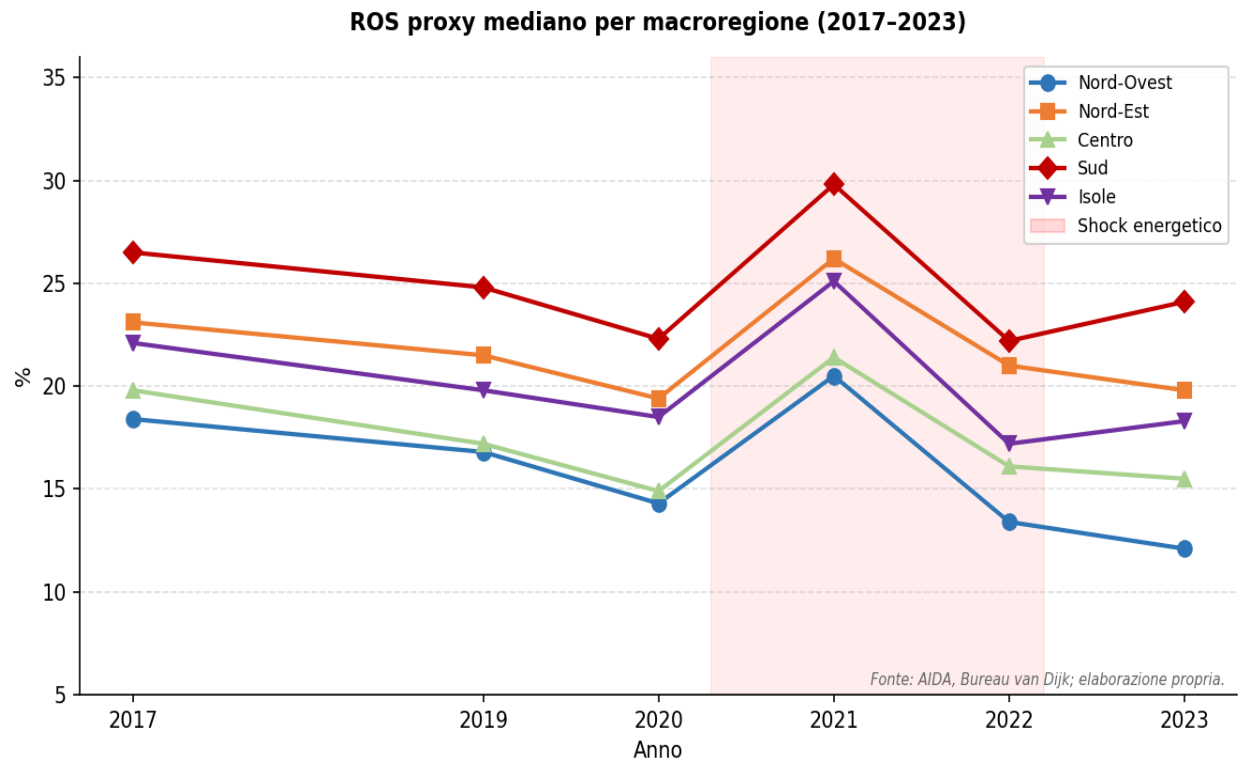


Figura 3.6 – ROS proxy mediano per macroregione (2017–2023). Fonte: AIDA, Bureau van Dijk; elaborazione propria.

Macroregione	N (2022)	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Nord-Ovest	874	18,4%	17,6%	16,8%	14,3%	20,5%	13,4%	12,1%
Nord-Est	677	23,1%	22,3%	21,5%	19,4%	26,2%	21,0%	19,8%
Centro	306	19,8%	18,5%	17,2%	14,9%	21,4%	16,1%	15,5%
Sud	174	26,5%	25,6%	24,8%	22,3%	29,8%	22,2%	24,1%
Isole	69	22,1%	20,9%	19,8%	18,5%	25,1%	17,2%	18,3%

Tabella 3.5 – ROS proxy mediano per macroregione e anno

3.7 Analisi per classe dimensionale

Il confronto degli indici per classe dimensionale mostra come la struttura economico-finanziaria vari in modo sistematico e non lineare al crescere della dimensione aziendale. I valori riportati si riferiscono alle mediane di ciascuna classe nell'anno 2022, scelto come anno di riferimento per la completezza dei dati.

Il ROS proxy mostra un profilo a U invertita: le micro imprese hanno il ROS mediano più alto (23,5%), le grandi imprese quello più basso (9,8%), con le piccole e medie in posizione intermedia (19,2% e 14,1%). Questo risultato è controintuitivo rispetto alla logica delle economie di scala, ma ha una spiegazione chiara: le micro imprese sono quasi esclusivamente produttori da rinnovabili con costi variabili quasi nulli, mentre le grandi imprese includono i grandi produttori termoelettrici con costi di combustibile elevati che comprimono il margine.

Il ROE mostra il profilo opposto: le grandi imprese hanno il ROE più elevato (15,4%), seguite dalle medie (10,8%), con le piccole e le micro in posizione più bassa (8,1% e 7,2%). Questo riflette la maggiore capacità dei grandi operatori di generare utili netti grazie a economie di scala nella gestione finanziaria, minori costi del debito e maggiore ottimizzazione fiscale.

Il leverage mostra la dinamica più attesa: le grandi imprese hanno il leverage più basso (1,34x), mentre le micro imprese hanno il leverage più alto (3,21x). Questo riflette il ciclo di vita tipico degli impianti rinnovabili: le micro imprese più recenti sono ancora nella fase di rimborso del debito contratto per costruire l'impianto.

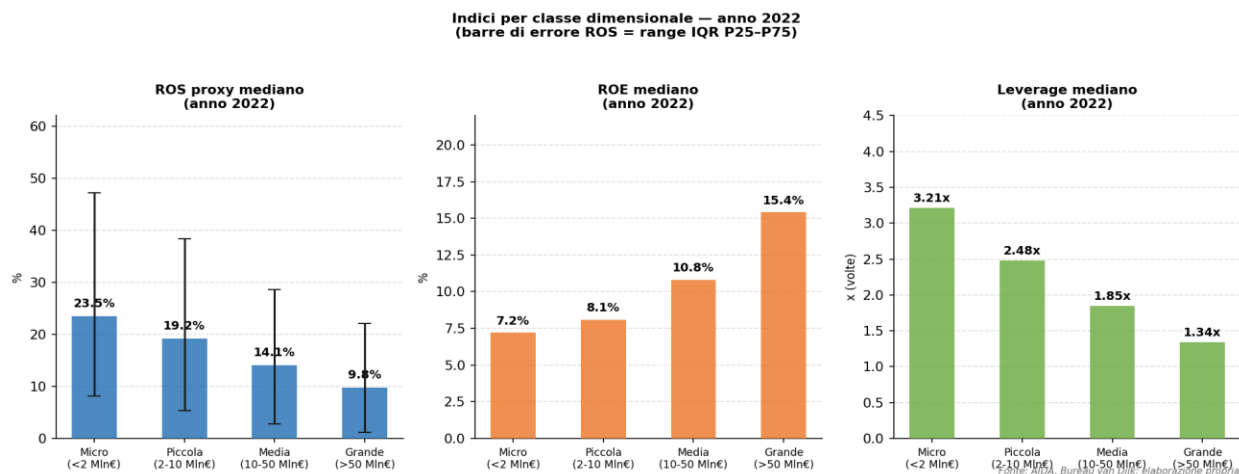


Figura 3.7 – Indici per classe dimensionale, anno 2022. Barre di errore (ROS) = range IQR (P25–P75). Fonte: AIDA, Bureau van Dijk; elaborazione propria.

Capitolo 3.8 – Analisi per fonte produttiva: rinnovabili vs convenzionali

Il presente capitolo introduce un approfondimento per fonte produttiva con l'obiettivo di distinguere, all'interno del perimetro ATECO 35.11, le imprese riconducibili alle fonti rinnovabili da quelle riconducibili alla generazione convenzionale. Questa distinzione è necessaria perché l'analisi aggregata del settore, pur utile a descrivere l'andamento complessivo delle imprese produttrici di energia elettrica, tende a nascondere differenze strutturali molto rilevanti tra modelli produttivi diversi. Un produttore fotovoltaico, un operatore idroelettrico e una centrale termoelettrica a gas condividono lo stesso codice ATECO, ma presentano strutture di costo, esposizione ai prezzi di mercato, intensità patrimoniale e profili di rischio profondamente differenti.

L'obiettivo del capitolo è quindi duplice. Da un lato, si vuole verificare se le differenze osservate negli indicatori aggregati del campione dipendano anche dalla fonte produttiva prevalente, e non soltanto dalla dimensione aziendale o dalla localizzazione geografica. Dall'altro, il confronto tra rinnovabili e convenzionali permette di interpretare in modo più preciso gli effetti dello shock energetico 2021-2022: l'aumento dei prezzi all'ingrosso ha infatti incrementato il valore della produzione di entrambi i gruppi, ma non ha prodotto gli stessi effetti sui margini. Le imprese convenzionali, esposte al costo del gas e degli altri combustibili, hanno visto crescere fortemente i ricavi ma anche i costi operativi; le imprese rinnovabili, caratterizzate da costi variabili molto più contenuti, hanno potuto trasformare una quota maggiore dell'aumento dei prezzi in margine operativo, salvo i limiti legati a incentivi, contratti a prezzo fisso e vincoli fisici di producibilità.

Questa analisi ha inoltre una funzione di collegamento con il tema dei corporate energy players sviluppato nei capitoli successivi. Per un grande consumatore industriale, internalizzare una parte della produzione elettrica attraverso impianti rinnovabili non significa soltanto ridurre le emissioni, ma anche modificare la propria esposizione economica al mercato dell'energia. Confrontare rinnovabili e convenzionali consente quindi di mostrare perché l'autoproduzione da fonti rinnovabili possa diventare una leva strategica: non tanto per trasformare il gruppo industriale in una utility tradizionale, quanto per stabilizzare il costo dell'energia, ridurre la dipendenza dal mercato spot e migliorare la prevedibilità dei flussi economici nel medio-lungo periodo.

3.8.1 Premessa metodologica

Una delle limitazioni strutturali dell'analisi su ATECO 35.11 è l'impossibilità di distinguere automaticamente la fonte produttiva: un impianto fotovoltaico e una centrale a gas condividono la stessa classificazione. Superare questa limitazione è però essenziale per

interpretare i risultati aggregati e per costruire il collegamento con il tema dei corporate energy players.

La classificazione adottata si basa sull'analisi della ragione sociale con un algoritmo per parole chiave. Le imprese il cui nome contiene termini come 'fotovoltaico', 'eolico', 'idroelettrico', 'biomasse', 'rinnovabili', 'green power' vengono classificate nel gruppo Rinnovabili (725 imprese, 29,5%). Le imprese con termini come 'termoelettrico', 'gas CCGT', 'ciclo combinato', 'carbone', 'cogenerazione' vengono classificate nel gruppo Convenzionali (47 imprese, 1,9%). Le rimanenti 1.683 imprese (68,6%) con denominazioni generiche non sono classificabili con questo metodo.

Il gruppo 'Rinnovabili' identificato è un sotto-insieme delle rinnovabili effettivamente presenti nel campione: nel settore fotovoltaico ed eolico è comune che le società di scopo abbiano nomi generici senza riferimento alla fonte. I 725 classificati rappresentano tendenzialmente i produttori rinnovabili con denominazione più esplicita, ma sono sufficienti per osservare le differenze strutturali rispetto ai convenzionali.

Un limite importante di questa classificazione è il possibile bias di identificazione. Le imprese che esplicitano nella ragione sociale termini come “fotovoltaico”, “eolico”, “idroelettrico” o “green power” sono più facilmente classificabili come rinnovabili, mentre molte società veicolo con denominazioni generiche possono rimanere nel gruppo “non classificabile” pur gestendo impianti da fonti rinnovabili. Allo stesso modo, alcune imprese convenzionali integrate o multi-fonte potrebbero non contenere nel nome riferimenti espliciti a gas, carbone o cogenerazione. Per questa ragione, l'analisi non deve essere letta come una fotografia completa del mix produttivo dell'intero campione, ma come un confronto tra due sottoinsiemi identificabili con ragionevole affidabilità.

Il valore dell'analisi sta quindi nella capacità di far emergere differenze strutturali tra modelli produttivi, più che nella misurazione esatta del peso quantitativo delle fonti nel campione. La categoria “non classificabile” resta numericamente dominante e include verosimilmente una quota non trascurabile di produttori rinnovabili con denominazioni neutre. Di conseguenza, i risultati relativi ai rinnovabili vanno interpretati come evidenza su un sottoinsieme riconoscibile e non come totale effettivo della produzione rinnovabile presente nel Dataset A.

La Tabella 3.8.1 riporta un totale di 2.455 imprese, inferiore al campione principale di 2.494 imprese. Tale differenza deriva dalla procedura di normalizzazione delle denominazioni e dall'esclusione delle osservazioni non utilizzabili nel matching per parole chiave. La discrepanza è limitata e non altera l'obiettivo del paragrafo, che è confrontare profili economico-finanziari tra gruppi riconoscibili, non ricostruire l'intero mix produttivo nazionale.

Tabella 3.8.1 – Composizione del campione per fonte produttiva identificata

Gruppo	N. imprese	% campione
Rinnovabili	725	29,5%
Convenzionali	47	1,9%
Non classificabile	1.683	68,6%
Totale campione	2.455	100,0%

Nota: Classificazione basata su analisi automatica della ragione sociale per parole chiave. Fonte: AIDA, Bureau van Dijk; elaborazione propria.

3.8.2 Valore della produzione

Il valore della produzione aggregato mostra uno dei risultati più sorprendenti dell'analisi. Nel 2017-2020, i convenzionali — pur essendo soli 47 imprese contro 725 rinnovabili — generano un VP aggregato superiore o comparabile (4,3-4,6 Mld€ vs 3,2-4,2 Mld€ dei rinnovabili). Nel 2021-2022 il divario esplode: il VP aggregato dei convenzionali raggiunge i 17,8 Mld€ nel 2022, quasi tre volte quello del 2020, mentre i rinnovabili crescono più moderatamente a 6,9 Mld€. Questo riflette il meccanismo del PUN: i convenzionali vendono energia a prezzi di mercato che nel 2022 hanno superato i 300 €/MWh, gonfiando i ricavi anche se i margini si comprimono. Dal 2023 il VP dei convenzionali scende bruscamente (8,2 Mld€), avvicinandosi a quello dei rinnovabili (6,2 Mld€), segnale di una progressiva normalizzazione.

Il VP mediano individuale racconta una storia diversa: è molto simile tra i due gruppi (intorno a 1,8-2,3 Mln€ per i rinnovabili e 2,2-2,3 per i convenzionali), confermando che le differenze aggregate dipendono dalla struttura dimensionale — i pochi grandi convenzionali pesano enormemente sull'aggregato.

La divergenza tra valore della produzione aggregato e valore della produzione mediano è uno degli elementi interpretativi più rilevanti. Il forte aumento del VP dei convenzionali nel 2021-2022 non indica necessariamente un miglioramento della performance economica, ma riflette soprattutto l'effetto prezzo. Nel mercato elettrico europeo, basato su un meccanismo di marginal pricing o pay-as-clear, i generatori accettati ricevono il prezzo di equilibrio del mercato, spesso determinato dagli impianti marginali a gas nelle ore di maggiore domanda. In questo contesto, l'aumento del PUN si trasmette in modo immediato al valore della produzione, ma non necessariamente ai margini.

Il dato del 2022 è quindi da interpretare con cautela: secondo il Gestore dei Mercati Energetici, il PUN medio annuo sul Mercato del Giorno Prima ha raggiunto circa 304 €/MWh nel 2022, in aumento di circa il 142% rispetto al 2021. Questo spiega l'esplosione del valore della produzione dei convenzionali, ma anche il successivo peggioramento degli indicatori di redditività: i ricavi crescono perché cresce il prezzo dell'energia, mentre i costi di combustibile crescono parallelamente e comprimono il margine operativo.

Per questo motivo, nel confronto tra fonti produttive è necessario distinguere due piani: il valore della produzione misura l'esposizione ai prezzi di mercato, mentre il ROS misura la qualità economica del modello operativo. I convenzionali risultano centrali nella generazione di ricavi aggregati, ma i rinnovabili mostrano una maggiore capacità di trasformare i ricavi in margine operativo.

Tabella 3.8.2.1 – Valore della produzione aggregato per fonte (Mld€, 2017–2024)

Gruppo	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Rinnovabili	3,6	3,3	3,2	4,2	6,0	6,9	6,2	6,8
Convenzionali	4,3	4,6	4,6	4,5	9,4	17,8	8,2	7,4
Totale campione	20,2	19,9	20,2	19,3	31,2	51,0	33,4	29,8

Nota: VP aggregato = somma VP individuali del gruppo per anno. Fonte: AIDA, Bureau van Dijk; elaborazione propria.

Tabella 3.8.2.2 – VP mediano individuale per fonte (Mln€, 2017–2024)

Gruppo	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Rinnovabili	1,83	1,81	1,76	1,76	2,02	2,10	2,01	2,31
Convenzionali	2,29	2,34	2,30	2,28	2,28	2,30	2,23	2,26
Totale campione	1,53	1,51	1,50	1,49	1,56	1,71	1,70	1,90

Nota: VP mediano individuale per impresa del gruppo. Fonte: AIDA, Bureau van Dijk; elaborazione propria.

3.8.3 Indici di redditività

ROS proxy

Il ROS è l'indicatore che mostra la differenza strutturale più marcata. I rinnovabili mantengono sistematicamente un ROS superiore al campione totale in tutti gli anni: oscillano tra il 24,0% del 2020 e il 36,8% del 2021. I convenzionali mostrano margini

compressi già nel periodo pre-crisi (6,9%-8,3%), che si azzerano quasi completamente nel 2023 (0,8%) e rimangono bassi nel 2024 (1,4%) nonostante la parziale normalizzazione dei prezzi del gas. Il differenziale massimo si registra nel 2021 (+31,7 pp) — non nel 2022 come si potrebbe pensare: nel 2021 il gas era già in rapida risalita ma i convenzionali non avevano ancora beneficiato dell'aumento dei prezzi di vendita, mentre i rinnovabili hanno catturato l'intera upside del PUN in crescita.

Un elemento ulteriore merita attenzione: nel 2022, l'aumento del valore della produzione dei convenzionali (+88% rispetto al 2021, da 9,4 a 17,8 Mld€) non è stato accompagnato da una crescita proporzionale del margine operativo. Al contrario, il ROS è sceso dal 5,1% al 2,7%, e l'anno successivo allo 0,8%. Ciò indica che l'incremento dei costi di produzione — in particolare delle materie prime energetiche — ha più che assorbito la crescita dei ricavi, comprimendo il margine in termini percentuali nonostante i volumi record. I rinnovabili, privi di questa esposizione ai costi variabili del combustibile, hanno invece migliorato il ROS nel 2021 (da 24,0% a 36,8%) e mantenuto livelli elevati nel 2022 (28,2%), beneficiando dell'aumento del PUN senza subire l'analogo incremento dei costi.

Tabella 3.8.3.1 – ROS proxy mediano per fonte produttiva (2017–2024)

Gruppo	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Rinnovabili	30,6%	27,7%	25,7%	24,0%	36,8%	28,2%	27,9%	30,4%
Convenzionali	8,3%	7,5%	6,9%	4,9%	5,1%	2,7%	0,8%	1,4%
Totale campione	21,2%	21,0%	18,9%	17,0%	23,4%	17,8%	17,5%	21,4%
Δ (Rinn. – Conv.)	+ 22,3	+ 20,2	+ 18,8	+ 19,1	+ 31,7	+ 25,5	+ 27,1	+ 29,0

Nota: ROS proxy = (VP – CP) / VP. Valori mediani per anno. Δ = differenza in punti percentuali. Fonte: AIDA, Bureau van Dijk; elaborazione propria.

Il differenziale di ROS tra rinnovabili e convenzionali può essere interpretato anche attraverso il concetto di rendita inframarginale. Gli impianti rinnovabili, soprattutto eolici e fotovoltaici, hanno costi variabili molto bassi una volta realizzato l'investimento iniziale. Quando il prezzo di mercato dell'energia aumenta perché il prezzo marginale è fissato dagli impianti a gas, i produttori rinnovabili che vendono a prezzo di mercato possono beneficiare di margini più elevati, non subendo lo stesso aumento dei costi del combustibile. Questo meccanismo spiega perché nel 2021 il ROS mediano dei rinnovabili raggiunga il 36,8%, mentre quello dei convenzionali resti al 5,1%.

Tuttavia, l'aumento dei margini dei rinnovabili non deve essere interpretato come automatico o illimitato. Durante la crisi energetica, l'Unione Europea ha introdotto un tetto temporaneo ai ricavi inframarginali pari a 180 €/MWh proprio per limitare gli extra-profitti delle tecnologie a basso costo variabile e destinare parte delle risorse alla riduzione del costo dell'energia per i consumatori. Inoltre, molti produttori rinnovabili possono essere vincolati da incentivi, contratti a prezzo fisso o PPA, che riducono l'esposizione diretta al PUN. Questo contribuisce a spiegare perché il valore della produzione dei rinnovabili cresca nel 2021-2022, ma non in modo proporzionale all'esplosione dei prezzi all'ingrosso.

Il fatto che il ROS dei rinnovabili raggiunga il massimo nel 2021 e non nel 2022 merita un'ulteriore precisazione. Nel 2022 il prezzo dell'energia è stato eccezionalmente elevato, ma non tutte le fonti rinnovabili hanno beneficiato nello stesso modo dello shock. In particolare, la produzione idroelettrica italiana si è ridotta fortemente a causa della siccità: Terna segnala per il 2022 un calo della generazione idroelettrica pari al 37,7%, attribuito al lungo periodo di siccità. Questo elemento può aver limitato la capacità di alcuni produttori rinnovabili, soprattutto idroelettrici, di trasformare prezzi elevati in maggiori margini.

La categoria “rinnovabili” è dunque a sua volta eterogenea: fotovoltaico ed eolico dipendono da irraggiamento e ventosità, l'idroelettrico è esposto al rischio idrologico, mentre biomasse e biogas sostengono costi variabili più elevati rispetto alle fonti non programmabili. Il vantaggio strutturale dei rinnovabili in termini di costi variabili bassi deve quindi essere letto insieme ai vincoli fisici di producibilità e alla struttura contrattuale dei ricavi.

ROA proxy

Il ROA mostra la stessa direzione del ROS ma con differenze meno marcate, per effetto dell'intensità patrimoniale che caratterizza entrambi i gruppi. I rinnovabili mantengono un ROA tra il 4,5% e il 7,8%, con un picco nel 2021 coerente con il rimbalzo dei prezzi. I convenzionali mostrano un ROA strutturalmente inferiore (3,2%-3,7% nel periodo 2017-2020) che crolla allo 0,4% nel 2023 — il minimo storico — e si riprende leggermente al 1,7% nel 2024. Vale sottolineare che la compressione del ROA nei convenzionali è il risultato di un doppio effetto negativo: da un lato la riduzione del margine operativo (numeratore), dall'altro la crescita del totale attivo per effetto degli investimenti in nuova capacità e del mantenimento degli impianti esistenti (denominatore). Questo meccanismo spiega perché il ROA dei convenzionali si deteriori anche in anni in cui il valore della produzione cresce: l'espansione patrimoniale non è accompagnata da una crescita proporzionale dei margini operativi.

Tabella 3.8.3.2 – ROA proxy mediano per fonte produttiva (2017–2024)

Gruppo	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Rinnovabili	5,8%	5,5%	4,5%	4,5%	7,8%	6,2%	5,6%	6,2%
Convenzionali	3,4%	3,6%	3,7%	3,2%	3,5%	2,4%	0,4%	1,7%
Totale campione	4,5%	4,3%	4,0%	3,8%	5,2%	4,0%	4,2%	4,9%

Nota: ROA proxy = $(VP - CP) / \text{Totale attivo}$. Valori mediani per anno. Fonte: AIDA, Bureau van Dijk; elaborazione propria.

ROE

Il ROE mostra un andamento più complesso. I convenzionali mostrano valori sorprendentemente alti nel triennio 2018-2020 (fino al 17,5%) — superiori ai rinnovabili —. Questo vantaggio si azzerava nel 2022-2023, quando i margini operativi si comprimono e il ROE crolla all'1,2%. I rinnovabili mostrano un profilo più stabile (6,4%-14,8%), con il picco nel 2021 e una graduale normalizzazione negli anni successivi. Vale precisare che il ROE elevato dei convenzionali nel triennio 2018-2020 non segnala efficienza superiore, ma riflette la struttura finanziaria con patrimonio netto molto contenuto rispetto al debito: un utile assoluto modesto diviso per un PN ridotto genera un ROE percentualmente alto. È l'effetto della leva finanziaria, non della redditività operativa. Questo meccanismo si inverte bruscamente nel 2022-2023, quando i margini operativi si comprimono e il ROE dei convenzionali crolla all'1,2%. Un elemento aggiuntivo, non catturato dal nostro indicatore VP-CP, riguarda la gestione extra-caratteristica: i produttori convenzionali tendono a compensare i margini operativi più bassi con proventi finanziari e componenti straordinarie, che contribuiscono a sostenere l'utile netto anche negli anni di ROS compresso. La nostra analisi, basata sul proxy VP-CP, non cattura questa componente e potrebbe quindi sovrastimare il divario reale tra i due gruppi a livello di risultato netto.

Tabella 3.8.3.3 – ROE mediano per fonte produttiva (2017–2024)

Gruppo	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Rinnovabili	11,3%	10,0%	7,6%	6,4%	14,8%	9,8%	8,3%	8,7%
Convenzionali	9,0%	17,4%	17,5%	14,3%	12,5%	11,4%	1,2%	4,4%
Totale campione	8,9%	8,1%	7,5%	6,4%	10,1%	7,4%	6,1%	7,9%

Nota: ROE = $\text{Utile netto} / \text{Patrimonio netto}$. Valori mediani per anno sul campione con PN > 0. Fonte: AIDA, Bureau van Dijk; elaborazione propria.

ROI

Il ROI — calcolato come rapporto tra risultato operativo e capitale investito totale (PN + Debiti) — conferma il quadro emerso dagli altri indicatori. I rinnovabili mostrano un ROI costantemente superiore (4,6%-8,0%) rispetto ai convenzionali (0,5%-3,7%). Il gap si allarga significativamente nel 2021-2022 e permane ampio nel 2023-2024, segnalando che il differenziale non è congiunturale ma strutturale: dipende dalla presenza o assenza del costo variabile del combustibile come principale driver di costo.

Tabella 3.8.3.4 – ROI mediano per fonte produttiva (2017–2024)

Gruppo	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Rinnovabili	5,9%	5,8%	4,7%	4,6%	8,0%	6,5%	5,9%	6,5%
Convenzionali	3,5%	3,7%	3,7%	3,3%	3,5%	2,5%	0,5%	1,8%
Totale campione	4,7%	4,5%	4,2%	4,0%	5,4%	4,2%	4,3%	5,2%

Nota: ROI proxy = $(VP - CP) / (Patrimonio\ netto + Totale\ debiti)$. Valori mediani per anno. Fonte: AIDA, Bureau van Dijk; elaborazione propria.

3.8.4 Indici di solidità patrimoniale e liquidità

Indice di indipendenza finanziaria (IIF)

L'IIF — patrimonio netto su totale attivo — mostra uno dei risultati più interessanti dell'analisi. Nel 2017, entrambi i gruppi mostrano un'autonomia finanziaria molto bassa: rinnovabili al 19,4% e convenzionali addirittura al 5,0%. I convenzionali partono quindi da una struttura finanziaria più fragile, con quasi tutto il patrimonio finanziato da debito. Nel corso del periodo entrambi migliorano significativamente: i rinnovabili raggiungono il 38,3% nel 2024, i convenzionali il 41,8% — un ribaltamento rispetto al 2017, spiegabile con gli utili straordinari del biennio 2021-2022 che hanno rafforzato i patrimoni netti dei convenzionali.

Il miglioramento dell'indice di indipendenza finanziaria dei convenzionali è un risultato significativo, ma va interpretato anche alla luce del ciclo dei prezzi energetici e della dimensione ridotta del gruppo. Il rafforzamento patrimoniale può derivare dall'accumulo di utili negli anni favorevoli, dalla riduzione dell'indebitamento, da operazioni di ristrutturazione societaria o da ricapitalizzazioni. Inoltre, poiché il gruppo convenzionale è composto da sole 47 imprese, la mediana può essere sensibile a variazioni nella composizione delle osservazioni disponibili nei diversi anni.

Il passaggio da una struttura molto indebitata nel 2017 a una maggiore autonomia nel 2023-2024 segnala comunque una trasformazione importante: dopo lo shock energetico, una

parte dei produttori convenzionali sembra aver rafforzato il proprio equilibrio patrimoniale, pur mantenendo margini operativi molto compressi. Questo conferma che solidità patrimoniale e redditività operativa non si muovono necessariamente nella stessa direzione.

Tabella 3.8.4.1 – Indice di indipendenza finanziaria mediano per fonte produttiva (2017–2024)

Gruppo	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Rinnovabili	19,4%	20,5%	21,6%	26,1%	34,9%	33,0%	33,9%	38,3%
Convenzionali	5,0%	12,8%	15,6%	24,1%	18,2%	16,8%	43,6%	41,8%
Totale campione	19,3%	21,5%	22,7%	27,7%	33,2%	34,2%	36,8%	40,0%

Nota: IIF = Patrimonio netto / Totale attivo. Valori mediani per anno. Fonte: AIDA, Bureau van Dijk; elaborazione propria.

Indice di indebitamento

L'indice di indebitamento (debiti/patrimonio netto) conferma il trend di de-leveraging già documentato per il campione totale. I rinnovabili partono da un leverage di 3,4x nel 2017 — coerente con il ciclo di finanziamento tipico degli impianti rinnovabili — e scendono a 1,4x nel 2024. I convenzionali mostrano un percorso più irregolare: partono da 6,9x nel 2017, con una riduzione marcata fino al 2,9x del 2020, poi una risalita nel 2021-2022 (3,1x-3,2x, per effetto dei debiti contratti per fronteggiare i costi energetici) e infine una forte riduzione all'1,0x nel 2024, ai minimi storici.

Tabella 3.8.4.2 – Indice di indebitamento mediano per fonte produttiva (2017–2024)

Gruppo	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Rinnovabili	3,4x	3,1x	2,9x	2,3x	1,6x	1,7x	1,6x	1,4x
Convenzionali	6,9x	4,3x	4,3x	2,9x	3,1x	3,2x	1,2x	1,0x
Totale campione	3,4x	3,0x	2,8x	2,1x	1,7x	1,6x	1,4x	1,3x

Nota: Indice di indebitamento = Totale debiti / Patrimonio netto. Valori mediani per anno con PN > 0. Fonte: AIDA, Bureau van Dijk; elaborazione propria.

Indice di copertura delle immobilizzazioni (ICI)

L'ICI — calcolato come (PN + Debiti totali) / Immobilizzazioni — misura la capacità dell'impresa di finanziare gli investimenti fissi con fonti a medio-lungo termine. Entrambi i gruppi mantengono l'indice costantemente sopra l'unità per tutto il periodo, segnalando un equilibrio finanziario strutturale. I convenzionali mostrano un ICI leggermente superiore (da

1,4x a 1,8x), probabilmente perché i grandi impianti termoelettrici sono finanziati con mix di debiti a lungo termine più stabili. I rinnovabili si mantengono tra 1,3x e 1,4x, con una lieve crescita nel tempo.

Tabella 3.8.4.3 – Indice di copertura delle immobilizzazioni mediano per fonte produttiva (2017–2024)

Gruppo	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Rinnovabili	1,30x	1,30x	1,30x	1,30x	1,30x	1,40x	1,40x	1,40x
Convenzionali	1,40x	1,40x	1,50x	1,50x	1,60x	1,60x	1,80x	1,70x
Totale campione	1,30x	1,30x	1,40x	1,40x	1,40x	1,50x	1,50x	1,50x

Nota: ICI proxy = (Patrimonio netto + Totale debiti) / Totale immobilizzazioni. Valori mediani per anno. Fonte: AIDA, Bureau van Dijk; elaborazione propria.

Indice di liquidità proxy (ex Acid Test proxy)

L'indicatore utilizzato viene interpretato come indice di liquidità proxy, ma non coincide pienamente con l'Acid Test tradizionale. La formula adottata, pari a (Totale attivo – Immobilizzazioni) / Totale debiti, approssima la quota di attività non immobilizzate rispetto all'indebitamento complessivo. Rispetto all'indice classico di liquidità immediata, questa misura è più prudentiale e meno precisa, perché il denominatore include anche debiti non necessariamente esigibili nel breve periodo. Tuttavia, nel contesto dei dati AIDA e della struttura del bilancio civilistico, essa consente di confrontare in modo omogeneo la disponibilità di attività più liquide rispetto alla massa debitoria complessiva. Nel 2017-2019 entrambi i gruppi si collocano intorno a 0,4x, segnalando una liquidità strutturalmente contenuta; il miglioramento progressivo fino a 0,8x-0,9x nel 2024 riflette sia la riduzione dei debiti sia l'accumulo di liquidità negli anni successivi allo shock energetico.

Tabella 3.8.4.4 – Indice di liquidità proxy mediano per fonte produttiva (2017–2024)

Gruppo	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Rinnovabili	0,40x	0,40x	0,40x	0,50x	0,60x	0,60x	0,70x	0,80x
Convenzionali	0,40x	0,40x	0,40x	0,50x	0,60x	0,70x	0,90x	0,90x
Totale campione	0,40x	0,50x	0,50x	0,50x	0,60x	0,70x	0,70x	0,80x

Indice di liquidità proxy = (Totale attivo – Totale immobilizzazioni) / Totale debiti. Valori mediani per anno. L'indicatore non coincide con l'Acid Test tradizionale, ma rappresenta una

proxy coerente con la disponibilità delle voci AIDA. Fonte: AIDA, Bureau van Dijk; elaborazione propria.

3.8.5 Sintesi e implicazioni

L'analisi per fonte produttiva restituisce un quadro coerente e interpretabile. I produttori da fonti rinnovabili mostrano su quasi tutti gli indicatori di redditività valori superiori ai convenzionali: ROS mediano tra il 24% e il 37%, ROA tra il 4,5% e il 7,8%, ROI tra il 4,6% e l'8,0%. Questa superiorità non è congiunturale ma strutturale: deriva dall'assenza del costo variabile del combustibile, che nei convenzionali assorbe una quota crescente dei ricavi nei periodi di prezzi elevati.

Lo shock energetico del 2021-2022 amplifica il divario in modo paradossale: i convenzionali vedono esplodere il VP aggregato (da 4,5 a 17,8 Mld€ tra 2020 e 2022) ma i loro margini collassano. Il ROS dei convenzionali scende al 2,7% nel 2022 e allo 0,8% nel 2023 — quasi zero. I rinnovabili al contrario migliorano ulteriormente i margini nel 2021 (ROS al 36,8%) grazie all'aumento del PUN senza subire aumenti di costo. Questo è il meccanismo economico che rende i rinnovabili attraenti per i corporate energy players: non solo costi variabili bassi in condizioni normali, ma protezione strutturale nei periodi di shock energetico.

Sul fronte della solidità patrimoniale, il risultato più interessante riguarda l'evoluzione dell'IIF: entrambi i gruppi partono da valori bassi (19% rinnovabili, 5% convenzionali nel 2017) e migliorano progressivamente, con i convenzionali che nel 2024 raggiungono addirittura il 41,8% — superando i rinnovabili — grazie agli utili straordinari accumulati nel biennio di prezzi alti. Questo segnala che il settore nel suo complesso ha rafforzato significativamente la propria struttura patrimoniale nel periodo analizzato.

Il collegamento con i corporate energy players non riguarda soltanto la maggiore redditività percentuale dei rinnovabili, ma soprattutto la loro funzione di copertura strategica. Per un grande gruppo industriale energivoro, investire in produzione rinnovabile o stipulare PPA di lungo periodo significa ridurre l'esposizione al mercato spot e rendere più prevedibile il costo dell'energia. Questa logica è coerente con l'evoluzione della regolazione europea: la riforma del mercato elettrico dell'UE mira a rendere le bollette di famiglie e imprese meno dipendenti dai prezzi di breve periodo, favorendo strumenti di lungo termine come Power Purchase Agreements e Contracts for Difference.

In questo senso, i risultati dell'analisi rinnovabili-convenzionali offrono una base economica per comprendere il caso FS Energy. L'obiettivo di un corporate energy player non è necessariamente diventare una utility tradizionale, ma internalizzare una parte della produzione rinnovabile per stabilizzare il costo energetico, ridurre il rischio prezzo e migliorare il profilo ambientale del gruppo. La maggiore resilienza operativa dei rinnovabili

osservata nei dati AIDA fornisce quindi un fondamento quantitativo alla scelta strategica di investire in autoproduzione o in contratti rinnovabili di lungo periodo.

In conclusione, il confronto tra rinnovabili e convenzionali mostra che la fonte produttiva è una variabile decisiva per interpretare gli indici di bilancio nel settore ATECO 35.11. Le imprese convenzionali generano valori della produzione aggregati molto elevati, soprattutto negli anni di prezzo alto, ma questa dimensione economica non si traduce automaticamente in redditività. Al contrario, i produttori rinnovabili mostrano margini percentuali più elevati e più resilienti, grazie all'assenza del costo variabile del combustibile. Il biennio 2021-2022 rappresenta quindi uno stress test naturale: i convenzionali aumentano fortemente i ricavi ma comprimono i margini, mentre i rinnovabili beneficiano dell'aumento dei prezzi in misura maggiore, pur con differenze interne legate a idroelettrico, contratti fissi e incentivi.

Capitolo 4 Focus sui top player

4.1 Finalità del focus sui top player

L'analisi svolta nel Capitolo 3 ha restituito un quadro aggregato del campione principale di 2.494 imprese ATECO 35.11 selezionate da AIDA. Tale campione consente una lettura ampia e statisticamente robusta del settore, pur non coincidendo con l'intero universo delle imprese italiane attive nella produzione di energia elettrica. Eppure lascia aperta una domanda che i soli valori mediani non consentono di rispondere: quanto dei risultati aggregati — e in particolare del boom del valore della produzione nel biennio 2021-2022 — è spiegato dalle imprese di maggiore dimensione economica?

In un settore strutturalmente concentrato come quello elettrico, è plausibile che un numero molto limitato di grandi operatori concentri una quota dominante del valore della produzione complessivo. Se così fosse, le dinamiche aggregate osservate nel Capitolo 3 rifletterebero in larga misura il comportamento di questi pochi soggetti, piuttosto che quello dell'impresa tipica — che è, come si è visto, una micro impresa da rinnovabili con meno di 2 milioni di euro di valore della produzione.

Il sottoinsieme dei top player non ha finalità di rappresentatività statistica dell'intero settore, ma costituisce un approfondimento sui principali operatori economici, utile a verificare se le dinamiche aggregate osservate nel campione siano trainate dalle imprese di maggiore dimensione. Le 25 imprese analizzate in questo capitolo non vanno lette come valori tipici del settore: sono lo strumento per capire chi pesa davvero sui numeri complessivi, chi ha trainato la crescita del 2021-2022, e in che misura il profilo economico-finanziario dei grandi operatori differisce da quello del resto del campione.

Questa impostazione consente di evitare due errori opposti. Il primo è attribuire alle imprese selezionate una rappresentatività statistica che non possiedono. Il secondo è perdere informazioni interpretative rilevanti: escludere i grandi operatori dall'analisi individuale significherebbe rinunciare a comprendere la struttura di concentrazione del settore e il ruolo che i principali produttori hanno avuto nelle fasi di mercato più dinamiche.

4.2 Criterio di selezione dei top player

La selezione dei top player segue un criterio oggettivo e non discrezionale: le prime 25 imprese del Dataset A per valore della produzione medio nel periodo 2019-2023. Il periodo quinquennale è scelto per ragioni di stabilità statistica: include un anno pre-crisi (2019), l'anno della contrazione pandemica (2020), il biennio dello shock energetico (2021-2022) e il primo anno di normalizzazione (2023). Utilizzare la media su cinque anni, anziché un singolo anno, evita che la selezione sia distorta dalla straordinarietà del 2022.

La soglia di 25 imprese corrisponde approssimativamente all'1% del campione complessivo di 2.494 imprese. La scelta consente quindi di isolare la coda superiore della distribuzione dimensionale, mantenendo un numero sufficientemente contenuto di imprese da permettere anche una lettura individuale dei principali operatori.

Tabella 4.1 – Top 25 imprese per valore della produzione medio 2019-2023

	Ragione sociale	Macroregione	Fonte prevalente	VP medio 2019-23 (Mln€)
1	Enel Produzione S.p.A.	Centro	Termoelettrico / Multi-fonte	8.121
2	EP Produzione S.p.A.	Centro	Termoelettrico (carbone/gas)	2.224
3	Enel Green Power Italia S.r.l.	Centro	Rinnovabili multi-fonte	1.554
4	Alpiq Energia Italia S.p.A.	Nord-Ovest	Gas CCGT / Trading	1.551
5	Tirreno Power S.p.A.	Centro	Termoelettrico (gas/carbone)	1.144
6	Sorgenia Power S.p.A.	Nord-Ovest	Gas CCGT	915
7	Enipower S.p.A.	Nord-Ovest	Gas CCGT	701
8	Fiume Santo S.p.A.	Isole	Termoelettrico (carbone)	534
9	ISAB Energy S.r.l.	Isole	IGCC (residui raffinazione)	493
10	EP Produzione Centrale Livorno Ferraris S.p.A.	Nord-Ovest	Gas CCGT	465
11	ADI Energia S.r.l.	Nord-Ovest	Gas / Multi-fonte	415
12	A2A Gencogas S.p.A.	Nord-Ovest	Gas CCGT	400

	Ragione sociale	Macroregione	Fonte prevalente	VP medio 2019-23 (Mln€)
13	Energhe S.p.A.	Nord-Ovest	Idroelettrico	350
14	Edison Rinnovabili S.p.A.	Nord-Ovest	Rinnovabili (eolico/FV/idro)	329
15	B2G Sicily S.r.l.	Isole	Gas / Biomasse	319
16	Rosen – Rosignano Energia S.p.A.	Centro	Gas CCGT	308
17	API Energia S.p.A.	Centro	Gas / Cogenerazione	282
18	Hydro Dolomiti Energia S.r.l.	Nord-Est	Idroelettrico	277
19	Compagnia Valdostana delle Acque S.p.A.	Nord-Ovest	Idroelettrico	238
20	Società Elettrica Altoatesina S.p.A.	Nord-Est	Idroelettrico	225
21	Enipower Mantova S.p.A.	Nord-Ovest	Gas CCGT	218
22	EP Centrale Tavazzano Montanaso S.p.A.	Nord-Ovest	Gas CCGT	167
23	Taranto Energia S.r.l.	Sud	Gas / Cogenerazione	159
24	E.ON Energy Solutions S.r.l.	Nord-Ovest	Gas / Cogenerazione	136
25	Enel Libra Flexsys S.r.l.	Centro	Rinnovabili / Accumulo	64

Fonte: AIDA, Bureau van Dijk; elaborazione propria. Selezione per VP medio decrescente 2019-2023. Fonte produttiva da fonti pubbliche.

4.3 Peso economico dei top player rispetto al campione totale

Il peso dei top 25 sul valore della produzione aggregato non è costante nel tempo: oscilla tra il 43,9% nel 2017 e il 75,8% nel 2021, per poi ridiscendere al 46,7% nel 2022. Il picco del 2021 riflette il rimbalzo dei prezzi che ha avvantaggiato in modo particolare i grandi produttori termoelettrici a gas, prima che nel 2022 l'esplosione dei costi del combustibile comprimesse i loro margini pur gonfiando i ricavi.

Tabella 4.2 – Valore della produzione aggregato: campione totale, Top 25 e resto del campione (2017–2023)

Anno	VP campione totale (Mld€)	VP top 25 (Mld€)	VP resto campione (Mld€)	Peso % top 25
2017	24,1	10,6	13,5	43,9%
2018	25,3	11,3	14,0	44,7%
2019	23,7	11,9	11,8	50,2%
2020	22,8	12,6	10,2	55,4%
2021	29,4	22,3	7,1	75,8%
2022	71,5	33,4	38,1	46,7%
2023	45,2	24,5	20,7	54,2%

4.4 Scomposizione del boom 2021-2022

I top 25 spiegano il 42,7% della crescita del VP tra 2020 e 2022 (+20,8 Mld€), mentre il restante 57,3% (+27,9 Mld€) proviene dalle altre 2.469 imprese del campione. Il boom ha avuto quindi un carattere più diffuso di quanto ci si potesse aspettare: il PUN nel 2022 ha moltiplicato i ricavi di tutti i produttori a prezzi di mercato, indipendentemente dalla dimensione.

Tabella 4.3 – Scomposizione della crescita del VP tra 2020 e 2022

Grandezza	2020 (Mld€)	2022 (Mld€)	Variazione (Mld€)	Var. %	Quota crescita
Campione totale	22,8	71,5	+48,7	+214%	100%
Top 25	12,6	33,4	+20,8	+165%	42,7%
Resto del campione	10,2	38,1	+27,9	+273%	57,3%

4.5 Confronto degli indicatori economico-finanziari

Per i top 25 non viene utilizzata una media aritmetica semplice degli indicatori individuali, poiché questa attribuirebbe lo stesso peso a imprese con dimensioni economiche molto diverse. Allo stesso tempo, non tutti gli indicatori possono essere correttamente ponderati per il valore della produzione, perché ciascun indice ha un proprio denominatore contabile di riferimento. Per questa ragione vengono calcolati indicatori aggregati, ottenuti come rapporto tra la somma dei numeratori e la somma dei denominatori delle imprese del gruppo. Questa impostazione consente di leggere il sottoinsieme dei top player come se fosse un unico operatore consolidato.

La mediana descrive l'impresa tipica all'interno del gruppo dei top 25, mentre l'indicatore aggregato descrive il comportamento economico-finanziario complessivo dei principali operatori. Ad esempio, il ROS aggregato è calcolato come somma dei risultati operativi divisa per somma dei valori della produzione; il leverage aggregato è invece calcolato come somma dei debiti divisa per somma del patrimonio netto. In questo modo ogni indicatore mantiene coerenza con la propria formula originaria.

Tabella metodologica 4.5.1 – Formule aggregate per il gruppo Top 25

Indicatore	Formula individuale	Formula aggregata Top 25	Significato
ROS proxy	$(VP - CP) / VP$	$\Sigma(VP - CP) / \Sigma VP$	Margine operativo complessivo sui ricavi
EBITDA margin proxy	$[(VP - CP) + \text{Amm.}] / VP$	$\Sigma[(VP - CP) + \text{Amm.}] / \Sigma VP$	Margine operativo lordo complessivo

Indicatore	Formula individuale	Formula aggregata Top 25	Significato
ROA proxy	$(VP - CP) / \text{Totale attivo}$	$\Sigma(VP - CP) / \Sigma \text{Totale attivo}$	Redditività operativa degli attivi aggregati
ROE	$\text{Utile} / \text{Patrimonio netto}$	$\Sigma \text{Utile} / \Sigma \text{Patrimonio netto}$	Redditività del capitale proprio aggregato
Leverage	$\text{Totale debiti} / \text{Patrimonio netto}$	$\Sigma \text{Debiti} / \Sigma \text{Patrimonio netto}$	Indebitamento complessivo rispetto ai mezzi propri
Debt ratio	$\text{Totale debiti} / \text{Totale attivo}$	$\Sigma \text{Debiti} / \Sigma \text{Totale attivo}$	Quota degli attivi finanziata da debito
Asset turnover	$VP / \text{Totale attivo}$	$\Sigma VP / \Sigma \text{Totale attivo}$	Capacità degli attivi di generare VP

Nel seguito del capitolo si utilizzerà l'espressione "top 25 aggregato" anziché "top 25 ponderato", salvo nei casi in cui il VP costituisca effettivamente il denominatore naturale dell'indice, come per ROS ed EBITDA margin.

Tabella 4.5.2 – Indicatori economico-finanziari: campione totale mediano e top 25 aggregato (2017-2023)

Anno	ROS tot. med.	ROS top25 agg.	EBITDA tot. med.	EBITDA top25 agg.	Lev. tot. med.	Lev. top25 agg.
2017	21,2%	9,0%	41,8%	17,1%	3,37x	1,15x
2018	20,9%	10,1%	43,6%	17,6%	3,00x	1,01x
2019	18,8%	0,2%	42,1%	18,3%	2,77x	1,00x
2020	17,0%	9,0%	40,7%	21,9%	2,11x	0,69x
2021	23,3%	1,3%	48,7%	10,1%	1,70x	0,95x
2022	17,7%	-0,3%	40,1%	3,2%	1,57x	1,16x
2023	17,3%	6,3%	44,7%	12,0%	1,42x	1,07x

I dati mostrano che il ROS aggregato dei top 25 è sistematicamente inferiore alla mediana del campione totale, con scarti molto ampi negli anni critici: nel 2021, nel 2019 e nel 2022.

La spiegazione è strutturale: il gruppo dei top 25 è dominato da grandi produttori termoelettrici a gas e da operatori multi-fonte, i cui costi variabili di combustibile assorbono una quota elevata dei ricavi. L'impresa tipica del campione, descritta dalla mediana, è invece spesso una micro o piccola impresa da rinnovabili, caratterizzata da costi variabili molto bassi e quindi da margini percentuali più elevati.

Anche l'EBITDA margin aggregato dei top 25 risulta nettamente inferiore alla mediana del campione totale. Il dato del 2022 è particolarmente significativo: nonostante il forte aumento del valore della produzione, l'EBITDA margin aggregato si riduce al 3,2%, segnalando che l'incremento dei ricavi è stato in larga parte assorbito dall'aumento dei costi di produzione, in particolare del combustibile per gli operatori termoelettrici.

Sul fronte della solidità patrimoniale, il leverage aggregato dei top 25 risulta invece inferiore alla mediana del campione totale. Questo suggerisce che i principali operatori, pur avendo debiti molto elevati in valore assoluto, dispongono anche di patrimoni netti più consistenti, tali da mantenere un rapporto debiti/patrimonio netto più contenuto rispetto alla maggioranza delle micro e piccole imprese del campione.

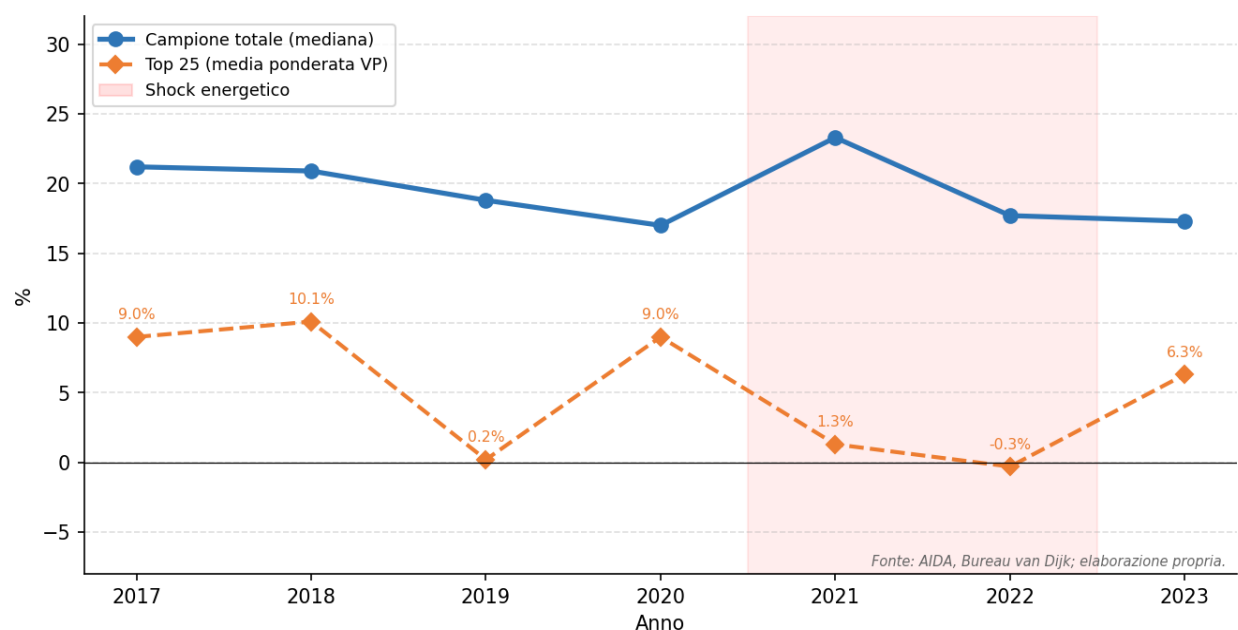


Figura 4.5.3 – ROS proxy: campione totale mediano vs top 25 aggregato (2017–2023). Fonte: AIDA, Bureau van Dijk; elaborazione propria.

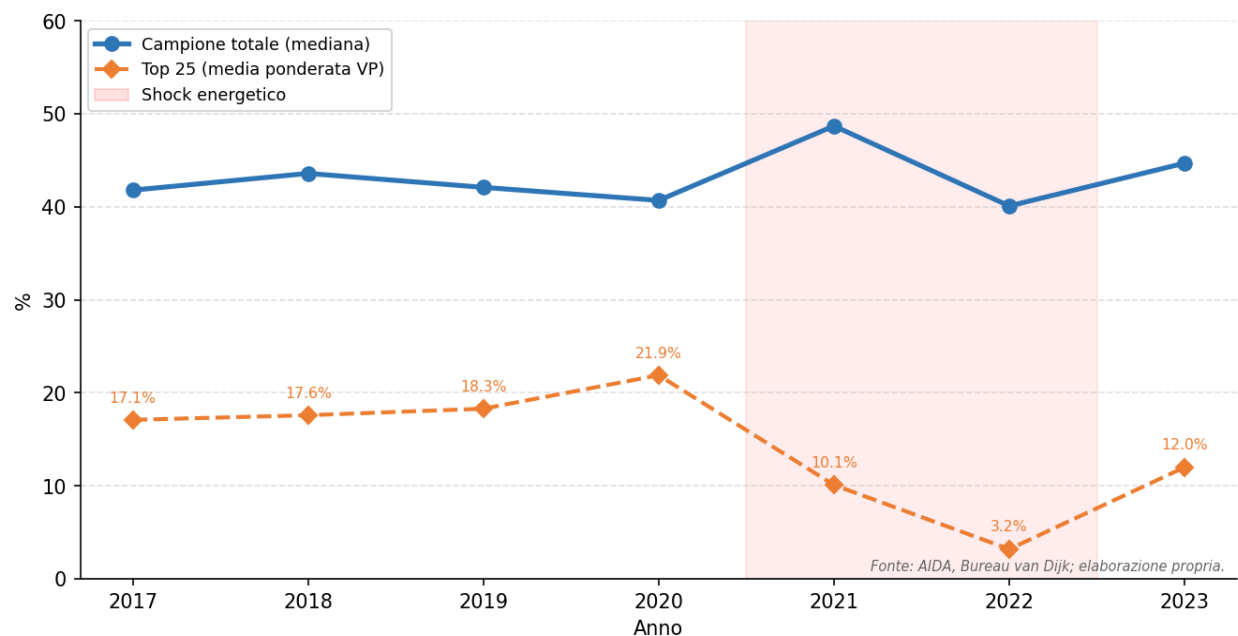


Figura 4.5.4 – EBITDA margin proxy: campione totale mediano vs top 25 aggregato (2017–2023). Fonte: AIDA, Bureau van Dijk; elaborazione propria.

4.6 Indicatori specifici per interpretare il ruolo economico dei top player

Oltre agli indicatori economico-finanziari già utilizzati nel Capitolo 3, il focus sui top player consente di costruire alcuni indicatori specifici, utili a interpretare meglio il ruolo economico dei principali operatori. In particolare, non è sufficiente misurare il peso dei top 25 sul valore della produzione: è necessario verificare anche se lo stesso peso si ritrovi nei margini operativi, nell'EBITDA e nella capacità di trasformare gli asset produttivi in ricavi. I grandi operatori possono generare una quota elevata dei ricavi aggregati del settore, ma una quota molto più contenuta del risultato operativo, soprattutto quando sono esposti a costi variabili elevati come nel caso della generazione termoelettrica.

Indicatore 1 — Peso dei top 25 su VP, risultato operativo ed EBITDA del campione totale

Il primo indicatore confronta il peso dei top 25 sul valore della produzione con il loro peso sul risultato operativo e sull'EBITDA proxy del campione totale. Se il peso sui ricavi è molto più alto del peso sui margini, significa che i grandi operatori generano una quota rilevante del valore economico del settore, ma non necessariamente una quota equivalente della redditività operativa. Questo risultato sarebbe coerente con la presenza, tra i top player, di molti produttori termoelettrici caratterizzati da costi variabili elevati.

È importante precisare la natura di questa stima. Il peso sui ricavi (VP) è calcolato direttamente come rapporto tra il VP aggregato dei top 25 e il VP totale del campione — entrambi quantità osservate. Il peso sul risultato operativo e sull'EBITDA è invece una stima:

poiché non si dispone del risultato operativo e dell'EBITDA aggregati dell'intero campione di 2.494 imprese, questi vengono approssimati utilizzando la mediana del campione come proxy (ROS mediano × VP totale). Tale stima è utile per confrontare gli ordini di grandezza, ma non rappresenta il risultato operativo aggregato effettivo del campione. Qualora si disponga dei dati individuali di tutte le imprese, la formula corretta sarebbe: $\text{Peso su RO} = \frac{\Sigma(\text{VP}-\text{CP}) \text{ top25}}{\Sigma(\text{VP}-\text{CP}) \text{ campione totale}}$.

Tabella 4.6.1 – Peso dei top 25 su VP, risultato operativo ed EBITDA del campione totale (2017–2023)

Anno	Peso top 25 su VP	Peso top 25 su RO (stim.)	Peso top 25 su EBITDA (stim.)	Interpretazione
2017	43,9%	18,6%	18,0%	Quota RO molto < quota VP: margini compressi nei grandi operatori
2018	44,7%	21,6%	18,1%	Pattern confermato: termoelettrici con costi elevati
2019	50,2%	0,6%	21,8%	Quota RO quasi nulla: anno critico per costi gas
2020	55,4%	29,3%	29,9%	Parziale recupero: prezzi energy più bassi comprimono meno i margini
2021	75,8%	4,1%	15,7%	Paradosso: quota VP massima, quota RO minima. Gas già caro
2022	46,7%	-0,7%	3,8%	RO top25 negativo aggregato: costi combustibile > ricavi
2023	54,2%	19,6%	14,5%	Normalizzazione parziale: margini tornano positivi

Il risultato è di grande rilevanza interpretativa. In tutti gli anni del periodo, il peso dei top 25 sul risultato operativo del campione è nettamente inferiore al loro peso sul valore della produzione. Il caso più estremo è il 2021: i top 25 generano il 75,8% del VP aggregato del campione, ma solo il 4,1% del risultato operativo stimato. Nel 2022 il risultato operativo aggregato dei top 25 è addirittura negativo (-0,7%), a fronte di una quota VP del 46,7%. Questa dissociazione conferma che i grandi operatori termoelettrici generano grandi masse di ricavi, ma con margini operativi strutturalmente compressi o negativi nei momenti di stress dei costi del combustibile. La redditività operativa del settore è invece concentrata nelle micro e piccole imprese da rinnovabili, numericamente dominanti nella mediana del campione.

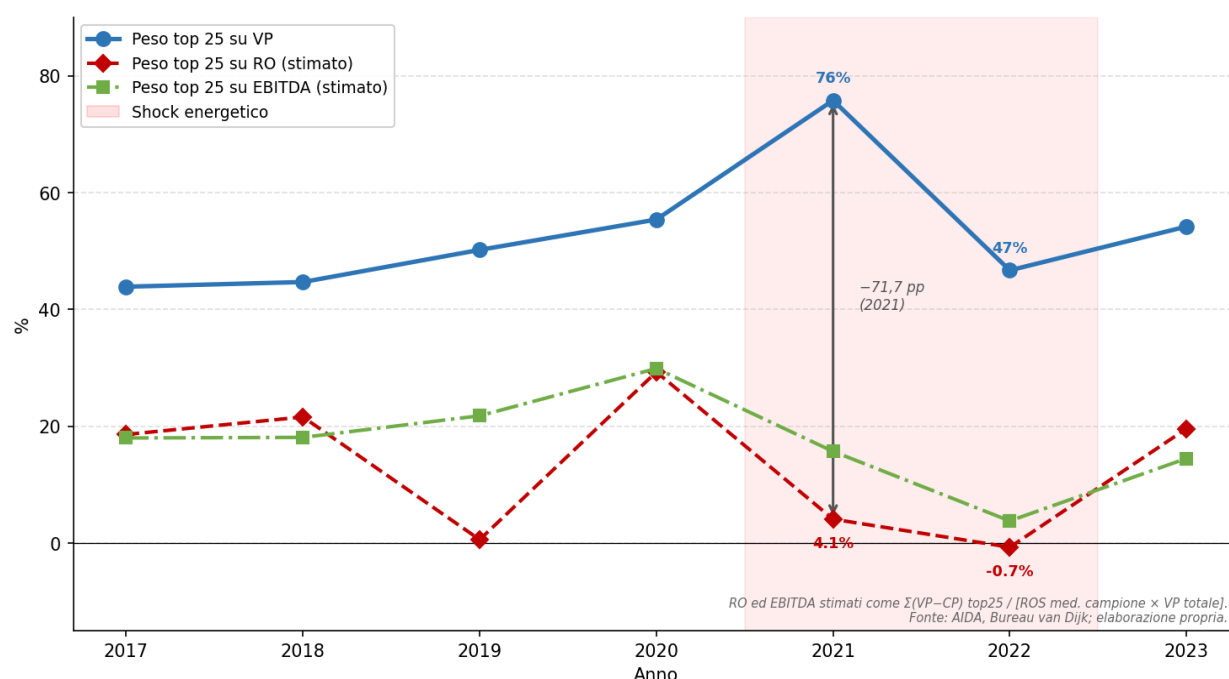


Figura 4.6.2 – Peso dei top 25 su VP, risultato operativo ed EBITDA del campione totale (2017–2023). Le linee mostrano la dissociazione strutturale tra concentrazione dei ricavi e concentrazione dei margini. Stime RO e EBITDA basate su proxy mediana. Fonte: AIDA, Bureau van Dijk; elaborazione propria.

Indicatore 2 — Cost intensity

Il secondo indicatore è la cost intensity, calcolata come rapporto tra costi della produzione e valore della produzione (CP/VP), equivalente a $1 - ROS$ proxy. Questo indice misura quanta parte del valore prodotto viene assorbita dai costi operativi ed è particolarmente utile nel confronto tra top player e resto del campione, perché consente di visualizzare direttamente la diversa struttura dei costi tra grandi produttori termoelettrici e piccoli produttori rinnovabili.

Tabella 4.6.3 – Cost intensity: top 25 aggregato vs campione totale (2017–2023)

Anno	Cost intensity top 25	Cost intensity campione totale	Differenza (pp)	Interpretazione
2017	91,0%	78,8%	+12,2 pp	Top 25 spende 12 pp in più per ogni euro di VP
2018	89,9%	79,1%	+10,8 pp	Struttura confermata
2019	99,8%	81,2%	+18,6 pp	Quasi breakeven: costi quasi = ricavi
2020	91,0%	83,0%	+8,0 pp	Scarto ridotto: prezzi gas più bassi nel 2020
2021	98,7%	76,7%	+22,0 pp	Scarto massimo: gas già in risalita forte
2022	100,3%	82,3%	+18,0 pp	Cost intensity >100%: costi > ricavi in aggregato
2023	93,7%	82,7%	+11,0 pp	Parziale normalizzazione

La cost intensity dei top 25 supera sistematicamente quella del campione totale di 8-22 punti percentuali. Il 2022 è l'anno più significativo: la cost intensity aggregata dei top 25 raggiunge il 100,3%, confermando che i costi della produzione hanno superato il valore della produzione in aggregato, generando un risultato operativo negativo nonostante i ricavi record. L'impresa tipica del campione, al contrario, mantiene una cost intensity dell'82,3% — grazie ai produttori rinnovabili con costi variabili quasi nulli che dominano la distribuzione mediana.

Indicatore 3 — Fixed asset turnover

Il terzo indicatore è il fixed asset turnover (FAT), calcolato come rapporto tra valore della produzione e immobilizzazioni totali. Nel settore elettrico, caratterizzato da elevata intensità di capitale fisso, questo indicatore misura la capacità degli impianti di generare valore della produzione ed è particolarmente sensibile all'andamento dei prezzi dell'energia.

Tabella 4.6.4 – Fixed asset turnover: top 25 aggregato (2017–2023)

Anno	Fixed asset turnover top 25	Interpretazione
2017	0,746x	Asset generano 0,75€ di VP per ogni euro immobilizzato
2018	0,777x	Stabile
2019	0,882x	Lieve miglioramento
2020	0,690x	Calo: domanda ridotta (Covid) su asset invariati
2021	1,207x	Rimbasso prezzi: VP cresce su asset stabili
2022	1,625x	Picco: VP esploso, asset invariati. FAT massimo
2023	1,089x	Normalizzazione verso livelli pre-shock

Il salto da 0,69x nel 2020 a 1,63x nel 2022 — un aumento del 136% in due anni — non riflette un utilizzo più intenso degli impianti, ma l'impennata del VP per effetto del PUN. Questo conferma che in un settore capital intensive come quello elettrico, il FAT è un indicatore sensibile alla congiuntura di mercato e va interpretato in combinazione con gli indicatori di margine.

Indicatore 4 — EBITDA debt coverage

Il quarto indicatore misura la capacità della gestione operativa lorda di sostenere l'indebitamento, calcolato come rapporto tra EBITDA proxy e totale debiti. A differenza del leverage, che misura la struttura finanziaria attraverso il rapporto tra debiti e patrimonio netto, questo indicatore collega direttamente la capacità operativa dell'impresa al debito da sostenere.

Tabella 4.6.5 – EBITDA debt coverage: top 25 aggregato (2017–2023)

Anno	EBITDA / Debiti top 25 agg.	Interpretazione
2017	0,177x	EBITDA copre il 17,7% dei debiti totali in un anno
2018	0,203x	Lieve miglioramento
2019	0,248x	Trend positivo pre-Covid
2020	0,291x	Picco di coverage: debiti ridotti + EBITDA stabile
2021	0,169x	Calo: EBITDA compresso da costi gas già in salita
2022	0,062x	Minimo storico: EBITDA quasi azzerato dallo shock
2023	0,171x	Parziale recupero

EBITDA debt coverage aggregato = $\Sigma \text{EBITDA proxy top25} / \Sigma \text{Debiti top25}$. Fonte: AIDA, Bureau van Dijk; elaborazione propria.

L'EBITDA debt coverage crolla al minimo storico di 0,062x nel 2022: in quell'anno l'EBITDA aggregato dei top 25 copriva appena il 6,2% dei debiti totali. Questo non indica necessariamente una situazione di insolvenza — i grandi operatori dispongono di asset immobilizzati di valore e di linee di credito revolving — ma evidenzia come lo shock energetico abbia compresso in modo straordinario la capacità di servizio del debito dei grandi produttori termoelettrici.

Indicatore 5 — Volatilità del ROS per fonte produttiva

L'ultimo indicatore è la volatilità del ROS aggregato per gruppo di fonte produttiva, calcolata come deviazione standard del ROS annuale nel periodo 2017-2023. Questo indicatore non misura il livello medio della redditività, ma la sua stabilità nel tempo, ed è utile per distinguere imprese con margini strutturalmente stabili da imprese molto esposte alla volatilità dei prezzi dell'energia e dei combustibili.

Tabella 4.6.7 – ROS medio e volatilità per gruppo di fonte produttiva (2017–2023)

Gruppo	N imp.	ROS medio 2017-23	Volatilità ROS (σ)	Interpretazione
Top 25 aggregato	25	+5,1%	4,5 pp	Bassa redditività media, variabilità contenuta in aggregato
Termoelettrico gas/carbone	17	+3,5%	4,7 pp	Margini bassi e volatili: esposti al costo combustibile
Idroelettrico	4	+23,6%	4,9 pp	Margini alti e relativamente stabili: solo dipendenza idrologica
Rinnovabili	4	+15,7%	13,6 pp	Margini alti ma più volatili: esposizione ai prezzi di mercato

Volatilità = deviazione standard del ROS aggregato annuo 2017-2023 per ciascun gruppo. ROS aggregato annuo = $\Sigma(VP-CP)$ gruppo / ΣVP gruppo. Fonte: AIDA, Bureau van Dijk; elaborazione propria.

Il risultato più interessante riguarda il confronto tra idroelettrico e rinnovabili. Entrambi i gruppi mostrano margini medi elevati (23,6% e 15,7%), ma con profili di volatilità molto diversi: l'idroelettrico ha una deviazione standard di 4,9 pp — paragonabile al termoelettrico — mentre le rinnovabili mostrano una volatilità di 13,6 pp, quasi tre volte superiore. La spiegazione risiede nella composizione del gruppo rinnovabili, che include imprese con profili molto eterogenei tra loro.

4.7 Analisi individuale dei top player

L'analisi individuale permette di identificare quattro profili economici ricorrenti tra i top 25: grandi termoelettrici con margini compressi, produttori CCGT di media dimensione più efficienti, produttori idroelettrici e rinnovabili con margini elevati, e operatori in difficoltà strutturale.

Tabella 4.7 – Profilo economico-finanziario dei top 25 (medie 2017-2023)

Impresa	Fonte prev.	VP medio (Mln€)	ROS medio	EBITDA m.	Lev. medio	Profilo
Enel Produzione	Termo/Multi	8.121	-3,5%	7,8%	1,7x	Grandi margini assoluti compressi da costi fissi e gas
EP Produzione	Termo carbone/gas	2.224	7,1%	7,9%	3,4x	Termoelettrico puro; leverage elevato
Enel Green Power	Rinnovabili	1.554	-4,3%	15,3%	0,6x	ROS negativo per ammortamenti/infragruppo; EBITDA positivo
Alpiq Energia	Gas/Trading	1.551	2,8%	3,2%	2,8x	Trader-produttore; margini minimi
Tirreno Power	Termo gas/carbone	1.144	5,0%	16,7%	0,8x	In ristrutturazione; profilo migliorato post-2018
Sorgenia Power	Gas CCGT	915	12,6%	17,8%	1,7x	CCGT efficiente; margini discreti
Enipower	Gas CCGT	701	16,2%	29,6%	0,3x	CCGT cogenerazione; basso leverage; solido
Fiume Santo	Carbone	534	8,1%	13,1%	3,4x	Termoelettrico insulare; leverage elevato
ISAB Energy	IGCC	493	16,5%	27,4%	0,7x	Residui raffinazione; margini buoni
EP Liv. Ferraris	Gas CCGT	465	2,7%	5,1%	0,5x	CCGT; margini modesti
ADI Energia	Gas/Multi	415	0,3%	1,7%	3,2x	Margini quasi nulli; leverage elevato
A2A Gencogas	Gas CCGT	400	8,2%	30,8%	0,7x	CCGT con recupero calore; ottimo EBITDA
Energhe	Idroelettrico	350	5,5%	6,1%	2,0x	Idro; profilo stabile
Edison Rinnovabili	Rinnovabili	329	37,4%	66,1%	0,9x	Rinnovabili puri; ottimi margini

Impresa	Fonte prev.	VP medio (Mln€)	ROS medio	EBITDA m.	Lev. medio	Profilo
B2G Sicily	Gas/Biomasse	319	21,5%	47,8%	0,7x	Biomasse; margini elevati
Rosen	Gas CCGT	308	6,1%	11,9%	3,2x	CCGT; leverage elevato
API Energia	Gas/Cogen.	282	28,8%	44,3%	4,5x	Cogenerazione; buoni margini; leverage alto
Hydro Dolomiti	Idroelettrico	277	35,7%	39,6%	0,2x	Idro alpino; eccellenti margini; quasi debt-free
CVA	Idroelettrico	238	37,0%	52,7%	0,7x	Idro valdostano; tra i margini più alti del gruppo
SEA Altoatesina	Idroelettrico	225	-0,5%	4,5%	0,5x	Idro; margini compressi in alcuni anni
Enipower Mantova	Gas CCGT	218	29,9%	39,0%	0,3x	CCGT cogenerazione; ottimo profilo
EP Tav. Montanaso	Gas CCGT	167	8,1%	12,1%	1,1x	CCGT; margini medi
Taranto Energia	Gas/Cogen.	159	-0,1%	1,8%	1,1x	Cogenerazione industriale; margini minimi
E.ON Energy Sol.	Gas/Cogen.	136	0,5%	0,6%	29,7x	Leverage anomalo: patrimonio netto molto contenuto in tutti gli esercizi; dato da interpretare con cautela
Enel Libra Flexsys	Rinnovabili/Acc.	64	56,6%	86,1%	0,0x	Accumulo/FV; scala ridotta ma margini altissimi

4.8 Differenze per fonte produttiva

Il codice ATECO 35.11 non permette di distinguere automaticamente la fonte produttiva sull'intero campione. Il focus sui top 25 consente invece di classificare le imprese per tecnologia prevalente e verificare se le differenze di redditività osservate a livello aggregato siano riconducibili a differenze strutturali tra modelli produttivi. I produttori termoelettrici a gas e carbone — 17 delle 25 imprese — mostrano margini percentuali medi compressi (ROS medio +3,5%), mentre idroelettrici e rinnovabili mostrano margini nettamente superiori

(23,6% e 15,7%). Questa differenza non è congiunturale ma strutturale: dipende dalla presenza o assenza del costo del combustibile come input variabile dominante.

4.9 Solidità finanziaria dei top player

I top 25 mostrano un leverage aggregato molto inferiore alla mediana del campione totale in tutti gli anni del periodo (tra 0,69x e 1,16x contro 1,42-3,37x). Questo riflette la struttura tipica delle grandi utility: patrimoni netti elevati, accumulati nel tempo, che compensano i debiti in valore assoluto. Il de-leveraging osservato nel Capitolo 3 per il campione totale è presente anche nei top 25, con dinamiche legate all'erosione del patrimonio netto negli anni di perdite operative.

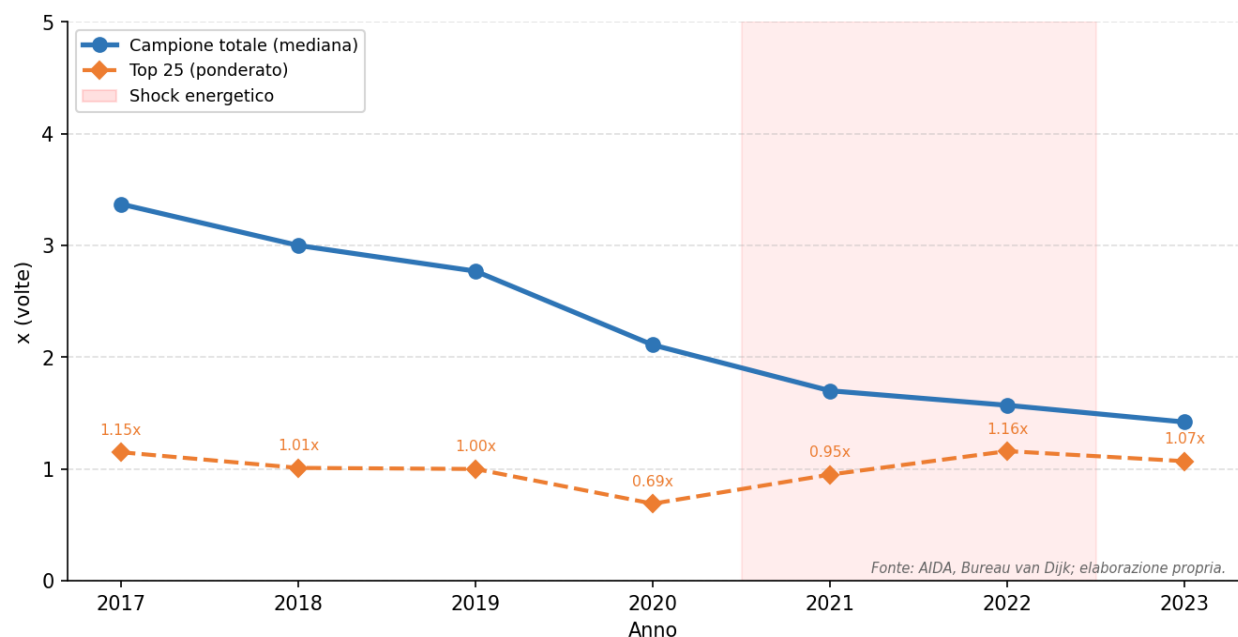


Figura 4.9 – Leverage: campione totale mediano vs top 25 aggregato (2017–2023). Fonte: AIDA, Bureau van Dijk; elaborazione propria.

4.10 Collegamento con i corporate energy players

I top player analizzati sono produttori elettrici per vocazione originaria. Il Capitolo 5 sposta la prospettiva verso i corporate energy players: grandi gruppi industriali ad alto fabbisogno energetico che decidono di internalizzare la funzione energia. La differenza è sostanziale: i top 25 nascono per generare e vendere energia; i corporate energy players nascono come consumatori e diventano produttori per stabilizzare il costo del proprio approvvigionamento. Il passaggio dai top player energetici tradizionali ai corporate energy players consente di osservare un'evoluzione del settore: la produzione di energia elettrica non è più soltanto

l'attività caratteristica delle utility, ma diventa anche una leva strategica per i grandi consumatori industriali, interessati a stabilizzare il costo dell'energia e a controllare direttamente una quota crescente del proprio approvvigionamento.

L'analisi dei top 25 ha mostrato che i grandi produttori termoelettrici hanno margini percentuali molto compressi. Un grande gruppo industriale che decide di autoprodurre energia da rinnovabili non si confronta con questi operatori, ma con la struttura di costo delle micro imprese da fotovoltaico ed eolico — che nel campione mostrano margini percentuali tra i più elevati del settore. È questa la logica economica che rende conveniente l'autoproduzione da rinnovabili per i grandi consumatori. Il caso FS Energy, costituita dal Gruppo Ferrovie dello Stato nell'estate 2025, è l'esempio scelto per esplorare questa trasformazione nel Capitolo 5.

4.11 Conclusione del capitolo

Il Capitolo 4 ha sviluppato quattro contributi interpretativi che arricchiscono il quadro aggregato del Capitolo 3.

Concentrazione economica. I top 25 — circa l'1% del campione per numero di imprese — concentrano tra il 44% e il 76% del VP aggregato, ma solo il 4-30% del risultato operativo stimato. I grandi operatori generano grandi masse di ricavi, ma non una quota equivalente di redditività: la dissociazione tra peso sui ricavi e peso sui margini è il risultato più rilevante del capitolo.

Selettività del boom 2021-2022. Il 57,3% della crescita tra 2020 e 2022 proviene dal resto del campione. Il boom è stato più diffuso che concentrato, riflettendo l'impatto trasversale dell'aumento del PUN su tutti i produttori a prezzi di mercato.

Profilo differenziale. Il ROS aggregato dei top 25 è sistematicamente inferiore alla mediana del campione; la cost intensity superiore di 8-22 pp; l'EBITDA debt coverage crollato a 0,062x nel 2022. Il leverage aggregato è invece più basso, riflettendo la maggiore patrimonializzazione dei grandi operatori.

Differenze per fonte. La volatilità del ROS distingue nettamente termoelettrico (margini bassi, variabilità media) da idroelettrico (margini alti, variabilità bassa) e rinnovabili (margini alti, variabilità alta).

Capitolo 5 – Il caso FS Energy: integrazione verticale, benchmark di settore e stima prospettica dei risultati

5.1 La nascita di FS Energy e il ruolo nel Gruppo FS

Il 29 luglio 2025 il Gruppo Ferrovie dello Stato Italiane ha presentato ufficialmente FS Energy, la nuova società interamente controllata dal Gruppo e dedicata alla gestione integrata di tutte le attività energetiche. La nascita di FS Energy non rappresenta un episodio isolato, ma uno degli assi strategici del Piano Strategico 2025-2029, che prevede investimenti complessivi di 100 miliardi di euro per modernizzare il sistema dei trasporti italiani.

Il punto di partenza è la dimensione del fabbisogno energetico del Gruppo. Con circa 7,5 TWh di consumo annuo di energia elettrica, pari a circa il 2% della domanda elettrica nazionale, il Gruppo FS rappresenta uno dei principali consumatori elettrici del Paese. Questo dato non è soltanto una statistica: è il fondamento logico che giustifica la costituzione di una società dedicata. Un fabbisogno di questa scala espone il gruppo a una vulnerabilità strutturale rispetto alla volatilità del prezzo dell'energia — come confermato in modo drammatico dallo shock del 2021-2022, quando il Prezzo Unico Nazionale ha raggiunto punte superiori a 300 €/MWh, rispetto ai 39 €/MWh del 2020. Quella crisi ha impresso nella strategia industriale del gruppo la consapevolezza che l'energia non è un semplice costo operativo da minimizzare, ma una variabile che può determinare l'equilibrio economico-finanziario dell'intera organizzazione.

Come ha dichiarato l'AD del Gruppo FS Stefano Donnarumma, l'obiettivo non è "diventare un'azienda energetica", ma "garantirsi l'energia che ci serve al miglior prezzo possibile". Questa formulazione è rivelatrice: FS Energy nasce come strumento di autonomia e stabilità energetica, non come operatore commerciale di energia. Il perimetro d'azione della società copre quattro aree principali: sviluppo di capacità produttiva da fonti rinnovabili (principalmente fotovoltaico), gestione di contratti di fornitura a lungo termine (PPA), efficientamento energetico delle infrastrutture e delle stazioni, e ottimizzazione del portafoglio energetico del gruppo attraverso strumenti di gestione del rischio commodity.

Gli obiettivi dichiarati nel Piano Strategico sono precisi e vincolati da scadenze esplicite. Entro il 2029 FS Energy dovrà installare 1,1 GW di capacità rinnovabile, corrispondenti a una produzione di circa 1,5 TWh nel caso di fotovoltaico, pari al 19% dei consumi totali del gruppo. Entro il 2034 il target raddoppia: 2 GW di capacità installata, per circa 3 TWh di produzione, coprendo il 40% del fabbisogno energetico. Raggiungere questi target richiede non solo investimenti in impianti propri, ma anche acquisizioni di impianti esistenti da terzi, co-sviluppo con operatori qualificati e una strategia articolata di contratti Power Purchase Agreement (PPA).

Sul fronte dei PPA, un primo risultato concreto è già stato conseguito prima ancora della costituzione formale di FS Energy: grazie al contributo delle principali società del Gruppo, è stata aggiudicata la prima gara pubblica italiana per la fornitura a lungo termine di energia elettrica da fonti rinnovabili per usi non strettamente connessi alla trazione dei treni. La gara, del valore di 204,2 milioni di euro, prevede l'acquisto a prezzo fisso di 275 GWh l'anno suddivisi in cinque lotti: il Lotto 1 (45 GWh/anno, profilo solare fotovoltaico, durata 10 anni) è stato aggiudicato a Enel Energia; il Lotto 2 (45 GWh/anno, profilo eolico, 10 anni) ed il Lotto 3 (55 GWh/anno, profilo eolico, 10 anni) a Edison Energia ed ERG Power Generation rispettivamente; i Lotti 4 e 5 (60 e 70 GWh/anno, profilo baseload, 5 anni ciascuno) sono stati entrambi aggiudicati a ERG Power Generation. Questi contratti rappresentano la prima concretizzazione della strategia di lungo termine del Gruppo: stabilizzare i costi energetici attraverso forniture a prezzo fisso di energia rinnovabile certificata, riducendo così l'esposizione alle oscillazioni del mercato spot.

Sul fronte dell'autoproduzione diretta, è in corso la gara da 46 milioni di euro per selezionare operatori energetici qualificati per il co-sviluppo di 18 impianti fotovoltaici collegati ad altrettante sottostazioni ferroviarie, per una capacità complessiva di circa 200-300 MW. Dieci impianti avranno una potenza tra 6 e 12 MW, gli altri otto tra 25 e 90 MW. I primi impianti fotovoltaici operativi sono già stati attivati a Foggia e Padova, e l'AD ha stimato che entro la fine del 2025 saranno già installati 47 MW, con il grosso delle realizzazioni concentrato tra il 2027 e il 2028.

Il perimetro autorizzativo di FS Energy è favorito da un elemento normativo rilevante: il decreto-legge n. 175 approvato in Consiglio dei Ministri ha qualificato come aree idonee i siti nella disponibilità del Gruppo FS e dei gestori di infrastrutture ferroviarie. Questo significa che le linee ferroviarie, le stazioni, i depositi e le aree adiacenti possono essere utilizzate per impianti rinnovabili con un iter autorizzativo semplificato. Il Gruppo FS dispone di un patrimonio immobiliare e infrastrutturale di dimensioni eccezionali — decine di migliaia di ettari di terreno e coperture — che costituisce un asset fisico sottoutilizzato direttamente convertibile in superficie per impianti fotovoltaici.

FS Energy si inserisce dunque all'interno del Piano Strategico non come progetto accessorio, ma come infrastruttura abilitante della transizione energetica del Gruppo: una scelta che lega la decarbonizzazione alla riduzione dei costi, e la sostenibilità ambientale alla resilienza industriale.

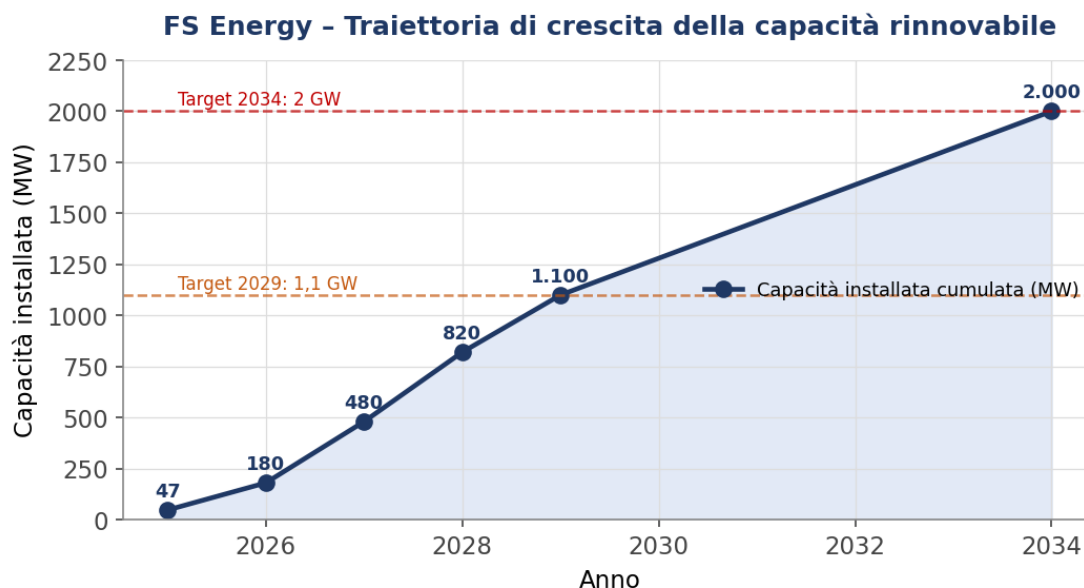


Figura 5.1 – Traiettoria di crescita della capacità rinnovabile installata di FS Energy (2025–2034). Fonte: Piano Strategico FS 2025-2029; elaborazione propria.

5.2 FS Energy come scelta di integrazione verticale a monte

Il concetto di integrazione verticale descrive la strategia con cui un'impresa decide di internalizzare attività che in precedenza erano affidate a soggetti esterni lungo la filiera produttiva. Si parla di integrazione a valle quando l'impresa si sposta verso il consumatore finale, e di integrazione a monte quando si muove verso le fasi a monte del proprio ciclo produttivo, ovvero verso la produzione degli input necessari alla propria attività caratteristica.

La costituzione di FS Energy è un esempio paradigmatico di integrazione verticale a monte. Il Gruppo FS, che acquistava l'intera dotazione di energia elettrica necessaria dal mercato o attraverso contratti di fornitura con produttori esterni, ha deciso di internalizzare una quota crescente della funzione di approvvigionamento energetico, divenendo direttamente produttore — almeno per la quota corrispondente all'obiettivo del 40% del fabbisogno al 2034. In questo schema, l'energia elettrica da fonti rinnovabili diventa un input che il Gruppo FS produce in proprio, anziché acquisire esclusivamente sul mercato.

Le motivazioni strategiche che giustificano questa scelta si articolano su più piani. Il primo è la riduzione del rischio prezzo: autoprodurre significa sostituire una quota rilevante degli acquisti sul mercato spot o in negoziazione con operatori terzi con un costo fisso — quello di esercizio degli impianti propri — strutturalmente più prevedibile e non correlato alle oscillazioni del PUN. Il secondo piano è la sicurezza degli approvvigionamenti: disporre di

capacità produttiva propria riduce la dipendenza da mercati esteri del gas e dalle dinamiche geopolitiche che hanno generato lo shock del 2022. Il terzo piano è la coerenza con gli obblighi di rendicontazione: le norme europee sulla tassonomia verde e la Corporate Sustainability Reporting Directive (CSRD) impongono ai grandi gruppi una rendicontazione dettagliata delle emissioni Scope 2, ovvero quelle legate all'acquisto di energia elettrica. Autoprodurre energia da fonti rinnovabili può contribuire a ridurre in modo significativo le emissioni Scope 2 contabilizzate, migliorando il profilo ESG del gruppo e riducendo il rischio regolatorio futuro.

Vi sono tuttavia anche considerazioni critiche che non possono essere trascurate in una valutazione equilibrata. L'integrazione verticale comporta un assorbimento rilevante di capitale — stimato dall'AD in circa 1,3 miliardi di euro di investimento complessivo per il piano al 2029 — che necessita di essere finanziato e che distoglie risorse dall'attività core (infrastrutture e trasporto ferroviario). La gestione di impianti energetici richiede competenze specifiche — ingegneristiche, commerciali e di risk management energetico — che non appartengono al bagaglio tradizionale di un operatore ferroviario e che devono essere costruite o acquisite dall'esterno. I tempi di ritorno degli investimenti in fotovoltaico sono tipicamente lunghi (10-18 anni per il recupero del CAPEX), il che richiede una prospettiva industriale di lungo periodo che non sempre si concilia con le pressioni di breve termine della gestione operativa.

A questi elementi si aggiunge una riflessione sulla struttura della domanda interna: il Gruppo FS ha un profilo di consumo molto specifico — energia per la trazione ferroviaria, distribuita su una rete capillare di sottostazioni — che richiede una struttura di approvvigionamento diversa rispetto a quella di un consumatore industriale tradizionale. Questo rende necessario un sistema di connessione e dispacciamento degli impianti rinnovabili compatibile con le infrastrutture di rete del gestore ferroviario, con investimenti aggiuntivi in adeguamento delle sottostazioni.

Nel complesso, la scelta di FS Energy appare strategicamente razionale e ben giustificata dalle condizioni di mercato generate dallo shock energetico del 2021-2022. Il rischio principale non è che l'investimento sia sbagliato in senso assoluto, ma che i tempi di esecuzione si prolunghino oltre le previsioni — per difficoltà autorizzative, ritardi nella catena di fornitura o vincoli di connessione alla rete — riducendo il valore attualizzato dei benefici attesi. È pertanto utile costruire scenari prospettici che quantifichino l'ordine di grandezza dei possibili ritorni economici in funzione di diverse ipotesi di completamento del piano.

5.3 Profilo societario ed economico iniziale di FS Energy

I dati disponibili su FS Energy dalle fonti pubbliche (Registro Imprese, Ufficio Camerale) permettono di ricostruire il profilo societario formale della società, ma non ancora un quadro economico-finanziario operativo. La tabella seguente sintetizza le informazioni disponibili.

Tabella 5.1 – Dati societari di FS Energy S.p.A. (fonti: Ufficio Camerale, comunicati stampa Gruppo FS; elaborazione propria)

Dato societario	Valore
Ragione sociale	FS ENERGY S.p.A.
Forma giuridica	Società per azioni (S.p.A.)
Data di iscrizione / costituzione	17 luglio 2025
Sede legale	Piazza della Croce Rossa 1 – 00161 Roma (RM)
P. IVA / Codice Fiscale	18184531004
Codice ATECO	35.11
Capitale sociale	€ 5.000.000,00 (2026)
Numero dipendenti	0 (dato iscritto, 2026 – organico in fase di reclutamento)
Presidente	Massimiliano Garri
Amministratore Delegato	Antonino Giunta
Camera di commercio	Roma Metropolitana (RM)
Dati di bilancio operativi	Non ancora disponibili (primo esercizio in corso al 31/12/2025)
Contesto societario	Società interamente controllata dal Gruppo FS Italiane S.p.A.

Il capitale sociale di 5 milioni di euro è una dotazione iniziale di fondazione, non rappresentativa della struttura finanziaria che la società assumerà a regime. L'investimento complessivo previsto per il piano al 2029 è stimato dall'AD in circa 1,3 miliardi di euro — di cui una parte sarà finanziata con debito attraverso strumenti di project financing — e costituirà la base dell'attivo immobilizzato della società nei prossimi anni.

5.3.1 La struttura organizzativa al 1° gennaio 2026

L'organigramma ufficiale di FS Energy al 1° gennaio 2026, disponibile internamente al Gruppo FS, articola la società in quattro direzioni operative, ciascuna con una mission dichiarata distinta, coordinate dall'Amministratore Delegato e Direttore Generale, con strutture di staff trasversali (Risorse Umane, AFC, Affari Legali e Societari). La struttura riflette il perimetro di attività descritto nel Piano Strategico e consente di leggere la divisione interna del lavoro tra le funzioni che presiedono all'autoproduzione e quelle che gestiscono la domanda energetica del Gruppo.

Tabella 5.2 – Struttura organizzativa di FS Energy S.p.A. al 1° gennaio 2026 (fonte: organigramma interno Gruppo FS)

Direzione	Mission dichiarata (organigramma al 1° gennaio 2026)
Renewable Energy	Garantire lo sviluppo delle infrastrutture per la produzione e lo stoccaggio di energia da fonti rinnovabili, sia attraverso l'esecuzione di progetti greenfield sia tramite l'acquisizione di progetti presenti sul mercato, coordinando le attività autorizzative, tecniche e finanziarie con le strutture interne, gli advisor e i partner necessari. Contribuire allo scouting di nuove opportunità, tecnologie e modelli operativi nel settore dell'energia, promuovendo strategie innovative e nuove value proposition a supporto della transizione energetica del Gruppo.
Energy Development	Garantire, in stretta sinergia con Renewable Energy, la progettazione, la realizzazione e l'Operation & Maintenance (O&M) delle infrastrutture per la produzione e lo stoccaggio di energia da fonti rinnovabili, coordinando tutte le attività di ingegneria, costruzione e operations e contribuendo all'evoluzione del modello di approvvigionamento del Gruppo FS verso modelli di autoproduzione sostenibile.
Energy Strategy	Garantire le attività di Energy Management della Società e assicurare la gestione integrata della strategia energetica del Gruppo FS, contribuendo alla sicurezza, sostenibilità e ottimizzazione economica dell'approvvigionamento energetico; presidiare la definizione e l'attuazione delle strategie di lungo, medio e breve termine, attraverso attività di previsione, sourcing e gestione del rischio operando sui mercati, nonché analisi di settore, benchmarking, supporto strategico e monitoraggio del quadro normativo e degli strumenti incentivanti.
Energy Efficiency	Garantire, in coerenza con gli obiettivi di sostenibilità energetica del Gruppo FS, l'efficientamento continuo dei consumi energetici e il miglioramento delle performance ambientali delle infrastrutture, promuovendo la riduzione dei consumi e l'ottimizzazione dei flussi energetici attraverso la pianificazione, la realizzazione e la gestione integrata degli interventi di efficienza energetica, assicurando un presidio trasversale e strutturato sui processi di diagnosi, attuazione e ottimizzazione, in stretta sinergia con le Società del Gruppo.

La lettura congiunta delle quattro direzioni rivela una logica industriale coerente. Renewable Energy e Energy Development coprono l'intera catena dello sviluppo della capacità produttiva propria: la prima si occupa di scouting, acquisizioni e sviluppo progettuale (il lato "trovare e autorizzare" gli impianti); la seconda di ingegneria, costruzione e gestione operativa degli impianti (il lato "costruire e far funzionare"). Questa separazione tra sviluppo e realizzazione è una scelta organizzativa tipica delle utility rinnovabili di maggiori dimensioni, che consente di specializzare le competenze e di gestire il pipeline di progetto in modo strutturato.

Energy Strategy svolge invece una funzione trasversale: è la direzione che presidia la gestione del portafoglio energetico del Gruppo FS nel suo complesso — gestione dei contratti PPA, trading sul mercato, analisi dei prezzi e del rischio, monitoraggio normativo. È la "stanza dei bottoni" dell'energy management: quella che decide quanto acquistare sul mercato, quanto autoprodurre, quando stipulare nuovi PPA e a quali condizioni. Energy Efficiency, infine, si occupa dell'altra faccia della gestione energetica: non aumentare la produzione, ma ridurre la domanda. Le diagnosi energetiche sulle stazioni, gli interventi di efficientamento, l'ottimizzazione dei flussi energetici delle infrastrutture ferroviarie rientrano in questa direzione, in sinergia con le altre società del Gruppo.

Questa struttura organizzativa è rilevante per l'analisi economico-finanziaria per una ragione precisa: dimostra che FS Energy non è una semplice holding di impianti, ma una società con competenze operative articolate su tutta la filiera della gestione energetica. Le competenze accumulate nelle quattro direzioni — dallo sviluppo progettuale all'energy trading, dall'ingegneria alla gestione della domanda — costituiscono un asset intangibile che va oltre il valore degli impianti fotovoltaici e che, nel tempo, potrebbe consentire alla società di estendere il proprio perimetro di attività.

In assenza di un bilancio di esercizio depositato, non è possibile calcolare indicatori di redditività (ROS, ROE, ROA) o di solidità patrimoniale (leverage, debt ratio) che siano economicamente significativi. Ogni tentativo di confrontare direttamente FS Energy con le imprese del campione AIDA sulla base dei dati attuali sarebbe metodologicamente scorretto. È invece possibile — e metodologicamente utile — costruire un modello di stima prospettica che quantifichi i possibili valori futuri degli indicatori, partendo dai target industriali dichiarati.

5.3.2 Il portafoglio progetti al giugno 2026

Alla data di stesura del presente lavoro (giugno 2026), il portafoglio di FS Energy comprende tre impianti fotovoltaici già operativi, un'iniziativa di co-sviluppo in fase di gara e un insieme

di interventi programmati per il completamento del piano al 2029. La tabella seguente ne ricostruisce lo stato di avanzamento a partire dalle fonti pubbliche disponibili — comunicati stampa del Gruppo FS, comunicati di Italferr e RFI e dichiarazioni dell'Amministratore Delegato Donnarumma a Il Sole 24 Ore del 22 dicembre 2024 — distinguendo tre stati di realizzazione: impianti operativi, progetti in gara o in fase di definizione e interventi programmati ma non ancora localizzati.

Tabella 5.3 – Portafoglio progetti fotovoltaici di FS Energy: stato di avanzamento al giugno 2026 (fonti: comunicati stampa Gruppo FS, Italferr, RFI; Il Sole 24 Ore 22/12/2024; elaborazione propria)

#	Sito / Località	Regione	Potenza (MWp)	Prod. annua (GWh)	Stato	Note sintetiche
1	Padova – ex staz. Campo di Marte	Veneto	4,4	≈ 5,2	Operativo	Oltre 9.500 moduli; primo impianto del piano (2024)
2	Foggia – agro foggiano	Puglia	3,0	≈ 3,6	Operativo	6.600 pannelli; fino a 25 MWh/giorno (nov. 2025)
3	Arezzo – linea AV Roma-Firenze	Toscana	4,8	5,8	Operativo	10.000 pannelli; cavidotto 20 kV (dic. 2025/gen. 2026)
—	SUBTOTALE OPERATIVI		12,2	≈ 14-17		Tre impianti attivi su rete di trazione
4-21	18 siti su sottostazioni RFI	Tutta Italia	200-300	—	In gara	Co-sviluppo, gara da 46 M€; siti da definire (2027-28)
22+	Altri siti in Puglia	Puglia	6-12 cad.	—	In definizione	Replicazione modello Foggia; non ancora comunicati
—	Impianti utility-scale ~50 MW	n.d.	≈ 154	—	Programmato	≈14% del piano; iter più lungo, dal 2027
—	Impianti <1 MW su coperture/stazioni	Naz.	≈ 66	—	Programmato	≈6% del piano; media tensione, 2026-2029
—	Sistemi di accumulo (BESS)	n.d.	—	—	Programmato	Bilanciamento interno + mercato; da dimensionare
—	TOTALE PIANO AL 2029		> 1.100	≈ 1.500		Target Piano Strategico FS 2025-2029

I tre impianti operativi — Padova (4,4 MWp), Foggia (3 MWp) e Arezzo (4,8 MWp) — totalizzano 12,2 MWp e una produzione annua dell'ordine di 14-17 GWh, pari a meno dell'1% del target al 2029. Il loro valore, più che quantitativo, è dimostrativo: i tre siti coprono Nord-Est, Centro e Sud e validano la capacità tecnica di FS Energy di realizzare impianti connessi direttamente alle sottostazioni ferroviarie di trazione, una soluzione che per scala e logica di integrazione ha pochi precedenti in Europa.

La parte preponderante del piano — oltre 1.080 MW sui 1.100 previsti — è invece ancora in gara, in fase di definizione o semplicemente programmata senza una localizzazione pubblica. Il divario tra capacità operativa attuale e target al 2029 implica che il grosso delle realizzazioni dovrà concentrarsi nel triennio 2026-2028, a un ritmo di installazione dell'ordine di 350 MW l'anno: una sfida esecutiva di scala molto superiore a quella affrontata finora con i tre impianti pilota, che richiederà una catena di fornitura, un iter autorizzativo e una capacità di project management adeguati. Le caselle indicate come non ancora definite nella tabella — la localizzazione dei 18 impianti in gara, i siti pugliesi e il dimensionamento dei sistemi di accumulo — rappresentano le principali aree di incertezza informativa del piano, destinate a precisarsi con l'avanzamento delle procedure.

5.4 Modello di stima prospettica del possibile bilancio futuro di FS Energy

L'esercizio previsionale che segue ha un obiettivo preciso e dichiarato: rispondere alla domanda "se FS Energy raggiungesse i target dichiarati dal Gruppo FS, quale potrebbe essere il suo possibile profilo economico-finanziario?" Le stime che seguono non sono proiezioni ufficiali né previsioni certe. Sono scenari ragionati, costruiti su ipotesi esplicite e verificabili, che devono essere interpretati come ordini di grandezza, non come valori puntuali.

L'orizzonte di riferimento principale è il 2029, anno di completamento del piano al 1,1 GW. Vengono costruiti tre scenari — prudente, base e ottimistico — che differiscono per due variabili principali: la capacità effettivamente installata (funzione dei ritardi esecutivi) e il prezzo dell'energia valorizzato (funzione dell'evoluzione del PUN). Tutti gli altri parametri sono tenuti costanti tra gli scenari, salvo dove espressamente indicato.

5.4.1 Ipotesi di input

Le ipotesi adottate nel modello sono riportate nella tabella seguente. Per ogni parametro viene indicata la fonte: dati ufficiali del Gruppo FS, benchmark settoriali o ipotesi dell'autore. Le ipotesi non ufficiali sono indicate come tali e motivate.

Tabella 5.4 – Ipotesi di input del modello previsionale (fonti: Piano Strategico FS 2025-2029; benchmark settoriale; ipotesi autore)

Parametro	Valore adottato	Fonte / nota
Capacità installata al 2029	1,1 GW	Target ufficiale Piano Strategico FS 2025-2029
Capacità installata al 2034	2,0 GW	Target ufficiale Piano Strategico FS 2025-2029
Produzione annua al 2029 (FV)	≈ 1,5 TWh	Stima dichiarata dal Gruppo FS (ore equivalenti ~1.364 h/anno)
Produzione annua al 2034 (FV)	≈ 3,0 TWh	Stima dichiarata dal Gruppo FS (ore equivalenti ~1.500 h/anno)
Quota a autoconsumo vs vendita	Prevalentemente autoconsumo	Produzione destinata prevalentemente al fabbisogno interno del Gruppo FS (valorizzazione captive/infragruppo)
Valore economia energia autoprodotta	90–110 €/MWh	Prezzo medio PUN atteso 2028-2034 (stima basata su forward curve e normalizzazione post-shock)
CAPEX fotovoltaico	600–700 €/kW installato	Benchmark settoriale impianti FV utility-scale Italia 2024-2025
CAPEX fotovoltaico (impianti)	660–770 M€	CAPEX FV puro: 1.100 MW × 600-700 €/kW. Base di calcolo degli ammortamenti degli impianti
Investimento complessivo del piano	≈ 1,3 miliardi €	Dichiarazione AD Donnarumma (Il Sole 24 Ore, dic. 2024). Grandezza più ampia del CAPEX FV: comprende connessioni, adeguamento sottostazioni, sviluppo, permitting, eventuali accumuli e costi organizzativi
OPEX annuo (O&M)	10–15 €/MWh	Benchmark O&M utility-scale FV Italia
Struttura finanziaria	40% equity / 60% debito	Ipotesi autore: tipica per project financing FV
Costo del debito	3,5–4,5%	Spread su Bund per emittente BBB/investment grade (2025)
Vita utile impianti	25 anni	Standard per impianti FV
Aliquota IRES	24%	Aliquota ordinaria IRES vigente
Benchmark ROS rinnovabili AIDA	24–37%	Campione ATECO 35.11, aziende rinnovabili classificate, 2017-2023

Una nota metodologica è necessaria in merito alla valutazione dell'energia autoprodotta. Poiché FS Energy destina la produzione interamente all'autoconsumo del Gruppo FS, la società non genera ricavi da vendita di energia sul mercato. Il valore economico dell'energia autoprodotta corrisponde al risparmio sui costi di approvvigionamento che il Gruppo FS realizza non acquistando quella quota di energia sul mercato. Nel bilancio individuale di FS Energy questo risparmio può emergere come trasferimento di valore infragruppo (ad esempio attraverso contratti di vendita a prezzo di costo tra FS Energy e le società del Gruppo), oppure in parte rimanere latente nel bilancio consolidato del Gruppo. Per le finalità di questo modello, il valore dell'energia autoprodotta è valorizzato al prezzo di mercato stimato al momento della produzione.

5.4.2 Scenari prospettici al 2029

La tabella seguente riporta i principali indicatori economico-finanziari nei tre scenari. I valori sono espressi in milioni di euro per le voci di conto economico e di stato patrimoniale, e in percentuale per gli indici.

Tabella 5.5 – Scenari prospettici FS Energy al 2029: conto economico semplificato, stato patrimoniale e indicatori (ipotesi autore)

Voce	Prudente	Base	Ottimistico	Ipotesi chiave differenziante
Capacità installata	900 MW	1.100 MW	1.200 MW	Ritardi autorizzativi / piena esecuzione / over-delivery
Produzione annua	1,1 TWh	1,5 TWh	1,8 TWh	Ore equivalenti e fattore di carico
Prezzo energia (€/MWh)	80	100	120	Normalizzazione PUN vs contrazione prezzi
Valore economico (M€)	88	150	216	= produzione × prezzo di valorizzazione
OPEX annuo (M€)	13	18	22	O&M ~12 €/MWh
Ammortamenti (M€)	36	44	48	Investimento capitalizzato (85%) / vita utile 25 anni
EBITDA (M€)	75	132	194	Valore economico – OPEX

EBIT (M€)	39	88	146	EBITDA – ammortamenti
Oneri finanziari (M€)	26	31	34	Debito × tasso ~4%
EBT (M€)	13	57	112	EBIT – oneri finanziari
Imposte (M€)	3	14	27	IRES 24%
Utile netto (M€)	10	43	85	EBT – imposte
Totale attivo (M€)	1.117	1.365	1.489	Investimento capitalizzato + circolante
Patrimonio netto (M€)	426	520	567	40% equity dell'investimento complessivo
Debito finanziario (M€)	638	780	851	60% debito dell'investimento complessivo
EBITDA margin (%)	85%	88%	90%	vs mediana campione AIDA rinnovabili: 42- 49%
ROS (%)	44%	59%	68%	vs mediana campione AIDA rinnovabili: 24- 37%
ROI / ROA (%)	3,5%	6,4%	9,8%	EBIT / Totale attivo — vs AIDA 4-5%
ROE (%)	2,3%	8,3%	15,0%	Utile netto / Patrimonio netto — vs AIDA 6- 14%
Leverage (Debito/PN)	1,50x	1,50x	1,50x	vs top 25 campione: 0,69-1,16x
Payback operativo (anni)	≈ 14	≈ 10	≈ 7	Investimento complessivo / EBITDA
Payback finanziario (anni)	≈ 23	≈ 15	≈ 11	Investimento complessivo / cash flow netto (utile + amm.)

Nota: tutte le voci del conto economico si riferiscono a un anno a regime successivo al completamento degli investimenti previsti al 2029. Gli ammortamenti sono calcolati sull'investimento capitalizzato (stimato all'85% dell'investimento complessivo) ripartito su una vita utile di 25 anni. Il payback operativo rapporta l'investimento complessivo all'EBITDA, mentre il payback finanziario lo rapporta al flusso di cassa netto dopo oneri finanziari e imposte. I valori sono ipotesi dell'autore costruite sulle informazioni disponibili e devono essere interpretati come ordini di grandezza, non come previsioni ufficiali.

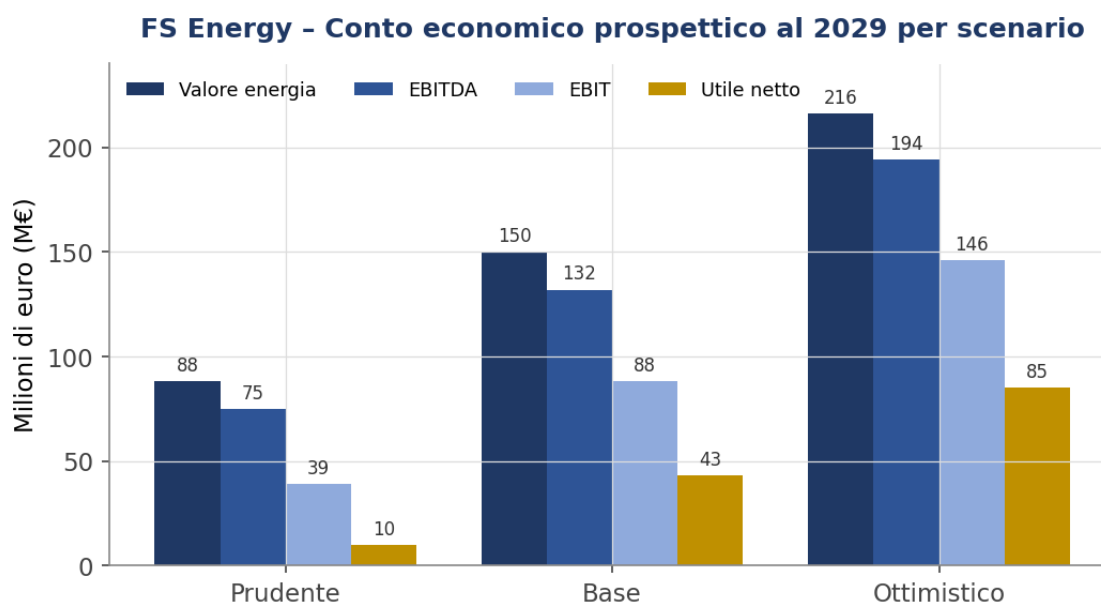


Figura 5.2 – FS Energy: conto economico prospettico al 2029 nei tre scenari (valori in M€). Fonte: modello previsionale dell'autore.

L'analisi degli scenari permette di identificare alcune conclusioni robuste, ovvero che si verificano indipendentemente dallo scenario considerato. Prima di tutto, la struttura economica di un produttore fotovoltaico è caratterizzata da costi variabili quasi nulli (la fonte primaria — il sole — non ha prezzo) e da costi fissi dominati dagli ammortamenti e dai costi di operation & maintenance. Questo si traduce in margini strutturalmente molto elevati — l'EBITDA margin stimato oscilla tra l'82% e il 91% negli scenari analizzati — un livello che non sorprende alla luce dell'analisi del campione AIDA, dove le micro imprese rinnovabili mostrano margini mediani del 42-49%. FS Energy, operando in scala molto più grande, beneficia di economie di scala che comprimono ulteriormente l'incidenza dei costi fissi unitari.

In secondo luogo, i tempi di recupero dell'investimento variano sensibilmente tra gli scenari. Il payback operativo — che rapporta l'investimento complessivo del piano all'EBITDA annuo — passa da circa 14 anni nello scenario prudente a circa 7 anni in quello ottimistico,

attestandosi intorno ai 10 anni nello scenario base. Una misura più prudente è il payback finanziario, che rapporta lo stesso investimento al flusso di cassa netto dopo oneri finanziari e imposte: in questo caso i tempi si allungano sensibilmente, da circa 15 anni nello scenario base fino a oltre 20 anni in quello prudente. In entrambe le letture, l'investimento risulta recuperabile entro la vita utile degli impianti (25 anni), ma con un profilo temporale coerente con un investitore strategico di lungo periodo come il Gruppo FS, e non con un investitore finanziario che cercasse un ritorno a 5-7 anni.

In terzo luogo, il valore generato da FS Energy per il Gruppo non emerge interamente nel bilancio individuale della società. La parte preponderante del beneficio economico si realizza nel bilancio del Gruppo FS, sotto forma di minori costi energetici. Il valore lordo dell'energia autoprodotta nello scenario base può essere stimato in circa 135-150 milioni di euro annui al 2029 ($1,5 \text{ TWh} \times 90\text{-}100 \text{ €/MWh}$). Tale valore non coincide automaticamente con il risparmio netto per il Gruppo FS, poiché il beneficio effettivo dipende dal costo dell'energia sostituita, dagli eventuali contratti PPA già in essere e dal costo complessivo di produzione degli impianti propri. Questo beneficio sistemico — che non compare nel conto economico di FS Energy come ricavo, ma si manifesta come minore costo nel conto economico delle altre società del gruppo — rappresenta comunque una delle misure più rilevanti per valutare la convenienza strategica dell'operazione.

Un'ultima considerazione riguarda la sensibilità del modello alle due variabili che differenziano gli scenari. La prima è il prezzo di valorizzazione dell'energia: un movimento di 20 €/MWh tra uno scenario e l'altro genera una variazione del valore economico annuo dell'ordine di 30 milioni di euro a parità di produzione, che si trasmette quasi integralmente all'EBITDA data la rigidità della struttura di costo. La seconda è la capacità effettivamente installata, funzione diretta dei tempi autorizzativi e della catena di fornitura: il passaggio da 900 a 1.200 MW sposta la produzione da 1,1 a 1,8 TWh e l'utile netto da 17 a 93 milioni. Questa elevata elasticità del risultato rispetto a due variabili in larga parte esogene è la ragione per cui le stime vanno lette come un intervallo di scenari plausibili, e non come una previsione puntuale: il margine di incertezza non deriva da debolezze del modello, ma dalla natura stessa di un piano industriale ancora in fase di esecuzione.

5.5 Costruzione del benchmark: perché non esistono comparabili perfetti

La costruzione di un benchmark per FS Energy richiede una riflessione metodologica preliminare. FS Energy non è una società rinnovabile nel senso convenzionale: non è nata per vendere energia sul mercato a prezzi di mercato, non ha un portafoglio di contratti commerciali da massimizzare, e la sua performance economica non può essere giudicata con gli stessi criteri di un produttore indipendente.

La differenza fondamentale è che FS Energy è una società captive, ovvero una società il cui cliente principale è il proprio azionista (il Gruppo FS). Il suo obiettivo primario non è massimizzare i ricavi da vendita di energia, ma minimizzare il costo dell'approvvigionamento energetico del gruppo e ridurre la volatilità. Questa differenza strutturale implica che il confronto diretto degli indicatori di redditività tra FS Energy e le imprese del campione AIDA debba essere condotto con cautela, distinguendo tre livelli di analisi.

Il primo livello di benchmark — quello settoriale — utilizza il campione AIDA delle imprese ATECO 35.11 classificate come "rinnovabili" (725 imprese, come descritto nel paragrafo 3.8) per definire i valori di riferimento degli indicatori economico-finanziari. Questo livello è il più diretto: le imprese del campione producono energia da fonti rinnovabili in Italia, come farà FS Energy, e ne vendono parte o la totalità sul mercato. I loro margini, la loro struttura patrimoniale e la loro redditività costituiscono il parametro di confronto naturale.

Il secondo livello — quello strategico — richiede di confrontare FS Energy non con produttori indipendenti, ma con iniziative simili per logica strategica: grandi consumatori industriali o infrastrutturali che hanno deciso di internalizzare la funzione energetica costituendo società dedicate o avviando programmi strutturati di autoproduzione. Questi soggetti non sono comparabili per settore, ma lo sono per razionale strategico.

Il terzo livello è quello dell'analisi del valore per il gruppo, che richiede di uscire dal bilancio individuale di FS Energy e considerare il beneficio complessivo per il Gruppo FS — riduzione dei costi, riduzione del rischio prezzo, miglioramento degli indicatori ESG — che non emerge dagli indicatori di redditività tradizionali della società singola.

5.6 Confronto con il campione AIDA

Il confronto tra le stime prospettiche di FS Energy e i dati del campione AIDA non può essere condotto sui dati attuali, per le ragioni illustrate nel paragrafo 5.3. Può invece essere condotto confrontando le stime dello scenario base al 2029 con i valori mediani e le medie winsorizzate al 5% delle imprese rinnovabili del campione nel periodo 2017-2023.

Tabella 5.6 – Confronto indicatori prospettici FS Energy (scenario base 2029) con benchmark AIDA (fonti: AIDA, Bureau van Dijk; ipotesi autore). Il confronto ha natura indicativa, poiché mette in relazione valori storici consuntivi del campione AIDA (2017-2023) con valori prospettici stimati per FS Energy al 2029.

Indicatore	FS Energy (scenario base 2029)	Campione AIDA rinnovabili 2017-23 (mediana)	Campione AIDA totale 2017-23 (mediana)	Interpretazione
EBITDA margin	88%	42-49%	40-49%	FS Energy superiore: scala grande, costi variabili quasi nulli
ROS	59%	24-37%	17-23%	Superiore per struttura captive: ridotta esposizione al rischio prezzo rispetto a un produttore merchant puro
ROA (EBIT/Attivo)	6,4%	4-5%	4-5%	Superiore: elevata intensità FV + leverage moderato
ROE	8,3%	6-14%	6-10%	In linea con rinnovabili performanti del campione
Leverage (D/PN)	1,50x	n.d. (stima 0,5-1,5x)	1,42-3,37x	Inferiore al campione totale; tipico project financing FV
CAPEX unitario (€/kW)	600-700 €/kW (ipotesi)	—	—	Benchmark utility-scale FV Italia 2024-2025
Valore extra-bilancio	Valore lordo energia per il Gruppo: 135-150 M€/anno (scenario base)	Non rilevante (società esterne al gruppo)	Non rilevante	Il confronto puro da bilancio sottostima il valore reale per FS

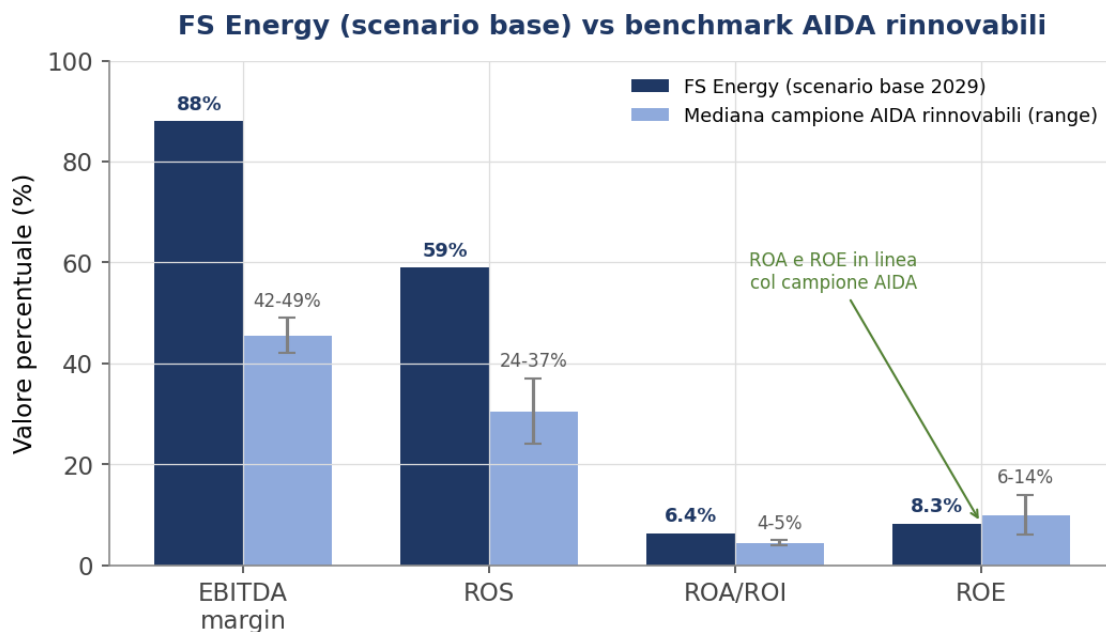


Figura 5.3 – Indicatori di redditività prospettici di FS Energy (scenario base 2029) a confronto con la mediana del campione AIDA delle imprese rinnovabili. Fonte: AIDA, Bureau van Dijk; elaborazione propria.

L'elemento più rilevante che emerge dal confronto è il seguente: i margini operativi prospettici di FS Energy risultano potenzialmente superiori, sulla base delle ipotesi adottate, ai valori mediani del campione AIDA, anche per le imprese rinnovabili. Questo apparente paradosso ha una spiegazione precisa, che non riguarda una maggiore efficienza operativa di FS Energy rispetto alle altre imprese rinnovabili, ma la scala e la struttura dei costi. Le imprese rinnovabili del campione AIDA includono un ampio numero di micro e piccole imprese con impianti di dimensioni ridotte, le cui strutture di costo e i cui modelli di governance non sono ottimizzati come quelli di un grande impianto utility-scale. FS Energy, con 1,1 GW installati in un singolo programma industriale, beneficia di economie di scala significative nella struttura dei costi operativi, nella gestione del rischio e nel costo del capitale.

Un secondo elemento di differenza riguarda l'assenza di rischio prezzo di vendita. Le imprese rinnovabili del campione AIDA vendono l'energia sul mercato e sono quindi esposte — almeno per la quota non coperta da contratti — alle fluttuazioni del PUN. Questa esposizione introduce una componente di rischio di ricavo che si manifesta nella volatilità dei margini osservata nel campione. FS Energy, destinando tutta la produzione all'autoconsumo interno valorizzato a prezzo di mercato stabilizzato, ha una struttura di ricavo molto più prevedibile, simile a quella di un impianto con PPA a prezzo fisso.

Il confronto sul ROE richiede invece una lettura diversa. Il ROE stimato nello scenario base (8,3%) si colloca all'interno dell'intervallo del campione AIDA (6-14% per le imprese rinnovabili), risultando quindi sostanzialmente in linea con il settore. Il valore è influenzato dalla struttura di leverage prevista nel modello (1,5x): la leva finanziaria amplifica il rendimento sul capitale proprio rispetto a un'impresa priva di debito, ma è in parte compensata dagli oneri finanziari e dall'incidenza degli ammortamenti sull'ampia base di investimento. Le imprese rinnovabili del campione AIDA che mostrano bassi livelli di indebitamento tendono ad avere ROE differenti non tanto per ragioni di redditività operativa, quanto per la diversa struttura patrimoniale.

In sintesi, il confronto con il benchmark AIDA suggerisce che, sulla base delle ipotesi adottate nello scenario base, FS Energy potrebbe sviluppare un profilo economico-finanziario coerente — e in alcuni casi superiore — con quello delle imprese rinnovabili del campione. Questo esito conferma che l'autoproduzione da rinnovabili non è soltanto una scelta ambientale, ma anche una scelta potenzialmente redditizia in senso stretto, come già evidenziato dall'analisi del campione nei Capitoli 3 e 4.

Resta un punto di cautela da esplicitare. Il confronto è costruito tra valori prospettici di FS Energy e valori storici osservati del campione AIDA nel periodo 2017-2023: si tratta quindi di un confronto tra una proiezione e un dato consuntivo, non tra due grandezze omogenee. Inoltre, la redditività superiore di FS Energy nello scenario base presuppone che l'energia autoprodotta venga valorizzata a un prezzo prossimo a quello di mercato. Qualora la cessione infragruppo avvenisse a un prezzo più vicino al costo di produzione, i ricavi civilistici di FS Energy risulterebbero più contenuti e gli indici di redditività della società singola si comprimerebbero, pur restando invariato il beneficio economico complessivo per il Gruppo. Questo conferma che la lettura corretta della redditività di una società captive non può prescindere dalla logica di prezzo adottata nei rapporti interni al gruppo.

5.7 Il confronto internazionale: DB Energie e SNCF come modelli di riferimento

Il confronto più diretto per FS Energy non si trova tra i grandi consumatori italiani di altri settori, ma nelle società energetiche captive dei principali gruppi ferroviari europei. Deutsche Bahn in Germania e SNCF in Francia hanno infatti affrontato la stessa sfida del Gruppo FS: ridurre la dipendenza dal mercato elettrico, aumentare la quota di energia rinnovabile e rendere più stabile l'approvvigionamento energetico della trazione ferroviaria e delle infrastrutture connesse.

La somiglianza tra questi casi non riguarda soltanto il settore ferroviario, ma soprattutto la logica strategica sottostante. In tutti i casi analizzati, il gruppo ferroviario controlla al 100%

una o più società dedicate alla gestione dell'energia, con il compito di servire prioritariamente il fabbisogno interno del gruppo. L'energia, quindi, non viene trattata come una semplice commodity acquistata sul mercato, ma come un input strategico da governare attraverso strutture societarie specializzate.

Tra i casi analizzati emerge però una diversa gerarchia di comparabilità. DB Energie GmbH rappresenta il benchmark più maturo, ma anche quello con il perimetro più ampio rispetto a FS Energy. La società tedesca, infatti, non si limita alla gestione degli approvvigionamenti o alla produzione rinnovabile, ma svolge anche funzioni di gestione della rete elettrica ferroviaria, distribuzione di energia, fornitura a clienti terzi e servizi energetici. Per questo motivo DB Energie è utile soprattutto come benchmark strategico di lungo periodo: mostra fino a che livello può evolvere, nel tempo, una società energetica ferroviaria integrata, ma non può essere confrontata direttamente con FS Energy sul piano dei margini o della struttura di bilancio.

Il caso francese è invece più vicino al modello italiano, ma richiede una distinzione importante. Nel gruppo SNCF non esiste una sola società perfettamente equivalente a FS Energy: le funzioni sono distribuite tra SNCF Énergie e SNCF Renouvelables. La prima svolge prevalentemente attività di energy management, acquisto e vendita di energia, procurement infragruppo e gestione dei contratti PPA e cPPA. La seconda, invece, è stata costituita per sviluppare produzione rinnovabile, in particolare fotovoltaica, sugli asset fondiari ed edilizi del gruppo. In questo senso, SNCF Énergie è comparabile a FS Energy per la gestione degli approvvigionamenti e dei contratti energetici, mentre SNCF Renouvelables è il riferimento più vicino per la strategia di autoproduzione da fonti rinnovabili.

Il modello italiano appare quindi come una sintesi organizzativa delle due funzioni che SNCF ha scelto di mantenere separate: da un lato la gestione dell'energia e dei contratti di approvvigionamento, dall'altro lo sviluppo della produzione rinnovabile su asset propri. FS Energy, almeno nella configurazione iniziale, sembra concentrare entrambe le attività all'interno di un'unica società, insieme alla funzione di efficienza energetica e alla pianificazione strategica del portafoglio energetico del gruppo. Questa scelta può offrire vantaggi in termini di coordinamento, visione integrata e accountability, ma rende anche più complessa la struttura operativa della società, che deve sviluppare competenze eterogenee: sviluppo impianti, ingegneria, O&M, procurement, gestione del rischio energia ed efficientamento dei consumi.

Prima di entrare nel dettaglio dei singoli casi, la tabella seguente fornisce una visione strutturale d'insieme. Per ciascuna società sono riportati il gruppo controllante, la denominazione, l'anno di costituzione, le evidenze pubbliche disponibili e la funzione operativa svolta. La colonna relativa alle evidenze pubbliche ha valore metodologico, poiché

consente di distinguere tra fonti ufficiali di gruppo, registri societari, report annuali e banche dati pubbliche. Tale distinzione è importante perché non tutte le società presentano lo stesso livello di trasparenza informativa: per DB Energie è disponibile una rappresentazione ufficiale all'interno dell'organigramma e dei report del gruppo Deutsche Bahn; per SNCF Énergie e SNCF Renouvelables la struttura può essere ricostruita attraverso fonti societarie francesi e pagine ufficiali SNCF; per FS Energy, trattandosi di una società recente, le informazioni disponibili provengono principalmente da comunicati stampa, Registro Imprese/AIDA e documentazione organizzativa interna.

Tabella 5.7 – Quadro sinottico delle società energetiche captive nei principali gruppi ferroviari europei (fonti: organigrammi ufficiali, Registro Imprese, Pappers, Verif.com, Integrated Report DB 2024; elaborazione propria)

Gruppo	Società (anno di costituzione)	Evidenza pubblica disponibile	Funzione operativa
Deutsche Bahn (Germania)	DB Energie GmbH (anni '90)	Organigramma ufficiale DB-Konzern; pagina Geschäftsführung DB Energie; Integrated Report 2024	Energia di trazione, energia per immobili, servizi energetici a terzi, gestione rete ferroviaria elettrica a 110 kV
SNCF (Francia)	SNCF Énergie SAS (2009)	Scheda societaria e comptes sociaux su Pappers; dirigenti pubblici Verif.com	Acquisto e vendita energia, procurement infragruppo, gestione PPA e cPPA
SNCF (Francia)	SNCF Renouvelables SAS (2023)	Pagina ufficiale SNCF; scheda societaria Pappers; comunicati di gruppo	Produzione rinnovabile e fotovoltaico su asset fondiari ed edilizi del gruppo (in fase di sviluppo)
Gruppo FS (Italia)	FS Energy S.p.A. (2025)	Comunicati stampa Gruppo FS; Registro Imprese / Ufficio Camerale; organigramma interno al 1° gennaio 2026	Quattro direzioni integrate: Renewable Energy, Energy Development, Energy Strategy, Energy Efficiency

Le sezioni successive approfondiscono separatamente il modello tedesco e quello francese. DB Energie viene analizzata come benchmark maturo di società energetica

ferroviaria integrata, con un perimetro più ampio rispetto a FS Energy per la presenza di attività di rete e distribuzione. Il caso francese viene invece letto come benchmark funzionale: SNCF Énergie rappresenta il riferimento per la gestione degli approvvigionamenti e dei contratti di lungo periodo, mentre SNCF Renouvelables rappresenta il riferimento per l'autoproduzione fotovoltaica su asset del gruppo. Il confronto con FS Energy deve quindi essere interpretato non come una comparazione contabile perfetta, ma come un'analisi strategica dei diversi modelli organizzativi adottati dai principali gruppi ferroviari europei per governare la transizione energetica.

5.7.1 DB Energie GmbH: il modello tedesco maturo

DB Energie GmbH è la sussidiaria energetica di Deutsche Bahn AG, con una storia che risale alla fine degli anni '90. Al 2024, con oltre 2.100 dipendenti e un fatturato di circa 3,5 miliardi di euro, è il quinto fornitore energetico della Germania. Questo dato dimensionale, apparentemente molto superiore a quello di FS Energy, richiede però una precisazione metodologica importante: DB Energie non è soltanto una società di autoproduzione e procurement, ma anche un gestore di rete elettrica ferroviaria. Gestisce infatti 7.956 km di rete ad alta tensione a 110kV e 16,7 Hz — la frequenza monofase tipica della trazione ferroviaria — rifornendo circa 20.000 treni e 13.000 clienti terzi in 5.600 stazioni. Questa attività di distribuzione, che genera ricavi ma produce margini percentuali compressi (EBIT 65 M€ su 3,5 Mld€ di fatturato, pari all'1,9%), non ha equivalente in FS Energy, che non gestirà alcuna rete di distribuzione.

Il confronto strategicamente rilevante riguarda invece la transizione alle fonti rinnovabili. Deutsche Bahn ha fissato l'obiettivo di raggiungere l'80% di energie rinnovabili nel mix di trazione entro il 2030 e il 100% entro il 2038, partendo dal 71,5% già raggiunto nel 2025. Il percorso seguito da DB Energie è stato prevalentemente quello dei PPA pluriennali con produttori terzi: nel solo 2024 sono stati sottoscritti 14 nuovi contratti, tra cui accordi a lungo termine con Uniper per idroelettrico svedese. La produzione propria è invece limitata: una centrale idroelettrica storica a Bad Reichenhall (in funzione dal 1914), accesso a idroelettrico norvegese via NordLink, e primi impianti fotovoltaici su coperture di depositi e stazioni — 290 kWp installati a Leipzig nel 2024, altri 5 impianti su stazioni pianificati per il 2025.

La lezione del modello tedesco per FS Energy è duplice. Da un lato, DB Energie dimostra che una società energetica ferroviaria captive può raggiungere dimensioni rilevanti e funzioni strategiche sofisticate nel tempo, compreso il diventare operatore di rete e fornitore di terzi. Dall'altro, la scelta prevalente dei PPA rispetto all'autoproduzione diretta riflette una strategia più conservativa, forse anche condizionata dalla struttura della rete elettrica tedesca e dalla disponibilità di idroelettrico scandinavo a basso costo. FS Energy ha invece

scelto dall'inizio una posizione più aggressiva sull'autoproduzione, motivata probabilmente dalla maggiore irradiazione solare italiana e dai costi del fotovoltaico oggi competitivi.

5.7.2 SNCF Énergie e SNCF Renouvelables: il modello francese a due velocità

Il caso francese è quello strutturalmente più simile a FS Energy, e per una ragione precisa: la SNCF ha scelto di separare le due funzioni — energy management/PPA e autoproduzione — in due società distinte, nate in momenti diversi e con logiche operative differenti.

SNCF Énergie, la più antica delle due (costituita nel 2009, con sede a Lione), svolge la funzione di energy manager del Gruppo SNCF: acquista energia sul mercato, negozia i contratti di fornitura e gestisce i cPPA (Corporate Power Purchase Agreement) con i produttori rinnovabili. Al 31 dicembre 2024 ha chiuso un bilancio con un fatturato di 565 milioni di euro e un utile netto di soli 368.000 euro — un margine quasi nullo (0,06%) che riflette perfettamente la sua natura di intermediario: compra e rivende energia alle società del gruppo senza trattenere margini commerciali. Il capitale sociale è di 1 milione di euro. La società non ha dipendenti iscritti (attività gestita con personale distaccato o in staff presso SNCF Voyageurs). Al 2025 ha concluso 23 contratti cPPA, che garantiranno complessivamente 1,03 TWh/anno di energia rinnovabile a prezzo fisso a regime.

SNCF Renouvelables è invece la filiale creata nel luglio 2023 — quasi esattamente due anni prima di FS Energy — per fare autoproduzione diretta di energia solare sul patrimonio fondiario del Gruppo: 100.000 ettari di terreni e 12 milioni di m² di edificato. Il modello è quasi identico a quello di FS Energy: valorizzare il patrimonio immobiliare del gruppo per installare impianti fotovoltaici destinati all'autoconsumo. Al 2025 la società era ancora in fase pre-operativa: 2.000 ettari studiati, 300 ettari in analisi di fattibilità, le prime centrali attese a partire dal 2028. Il target dichiarato è 1 GW di capacità installata entro il 2030, per coprire il 15-20% dei consumi elettrici del Gruppo. Anche le scelte di governance sono simili: un team tecnico dedicato, approccio start-up, priorità ai siti con connessione diretta alle infrastrutture ferroviarie. Il capitale sociale è di 6,36 milioni di euro, con l'attivo netto già sceso al di sotto della metà del capitale per effetto dei costi di startup.

La differenza principale rispetto a FS Energy è nei tempi: SNCF Renouvelables è in anticipo di due anni ma ancora più indietro nell'esecuzione, perché le prime centrali sono attese solo dal 2028, mentre FS Energy prevede i primi 47 MW già operativi a fine 2025. Questo suggerisce che FS Energy abbia beneficiato della lezione francese e abbia accelerato il percorso procedurale, sfruttando le semplificazioni normative introdotte dal DL 175 e le aree già identificate lungo le linee ferroviarie.

Tabella 5.8 – Confronto strutturale: DB Energie (DE), SNCF Énergie / SNCF Renouvelables (FR) e FS Energy (IT)
(fonti: Deutsche Bahn Integrated Report 2024; Verif.com; Pappers.fr; comunicati SNCF; elaborazione propria)

Dimensione di confronto	DB Energie GmbH (Germania)	SNCF Énergie / SNCF Renouvelables (Francia)	FS Energy S.p.A. (Italia) — confronto
Natura giuridica	GmbH (S.r.l.) controllata al 100% da Deutsche Bahn AG	SAS (Soc. per az. semplificata): SNCF Énergie (2009) + SNCF Renouvelables (2023), entrambe controllate al 100% da SNCF Participations	S.p.A. (2025), controllata al 100% dal Gruppo FS Italiane
Fatturato / Ricavi	≈ 3,5 Mld€ (2024) — 5° fornitore energetico tedesco; include trazione ferroviaria, energia stazionaria, diesel e servizi energetici	SNCF Énergie: 565 M€ (2024); commercia energia acquistata con cPPA. SNCF Renouvelables: fase pre-operativa, nessun ricavo produttivo al 2024	Nessun ricavo operativo al 2025 (fase di avvio). Stima scenario base a regime 2029: 150 M€ di valore economico annuo autoprodotta
EBIT / Risultato operativo	65 M€ (2024); EBIT margin ≈ 1,9% — strutturalmente basso perché DB Energie è anche gestore di rete e distributore: l'attività di distribuzione compressa i margini percentuali	SNCF Énergie: utile netto 368 k€ su 565 M€ di CA (2024) — margine < 0,1%: funzione di intermediazione pura, non di produzione. SNCF Renouvelables: perdite nella fase di startup	Margini operativi stimati a regime molto più elevati (EBITDA margin 82-91%) perché FS Energy produrrà energia propria, non la comprerà e rivenderà
Dipendenti	> 2.100 (2024)	SNCF Énergie: 0 dipendenti iscritti (struttura leggera, attività di trading/procurement). SNCF Renouvelables: organico in costruzione (circa 30-40 persone al 2024)	0 iscritti al 31/12/2025; 30 tecnici annunciati in reclutamento
Fabbisogno del gruppo di riferimento	≈ 10 TWh/anno (trazione ferroviaria Germania)	≈ 9 TWh/anno (trazione + stazionario Francia)	≈ 7,5 TWh/anno (trazione + stazionario Italia)
Quota FER nel mix (2024-25)	≈ 71,5% (2025) — target 80% al 2030, 100% al 2038	≈ 40-50% da FER (target SNCF Voyageurs); +14% in un anno (2024 vs 2023)	In avvio: prima energia autoprodotta 47 MW (fine 2025). Target: 19% del fabbisogno al 2029, 40% al 2034

Capacità rinnovabile propria	Limitata: gestione rete 7.956 km a 110kV, 1 centrale idroelettrica propria (Saalach, Bad Reichenhall), accesso a NordLink (idro norvegese). Modello prevalente: PPA pluriennali con produttori terzi (14 nuovi PPA nel 2024)	SNCF Énergie: 23 contratti cPPA attivi al 2025, per 1,03 TWh/anno a regime. SNCF Renouvelables: nessun impianto operativo al 2025; prime centrali attese dal 2028; target 1 GW al 2030	Gara co-sviluppo da 46 M€ per 200-300 MW FV su sottostazioni. Primo FV operativi a Foggia e Padova. Target 1,1 GW al 2029
Modello prevalente	Gestore di rete + procurement massiccio di FER via PPA + piccola produzione propria idro	SNCF Énergie: energy manager + cPPA; SNCF Renouvelables: futuro produttore FV su asset foncier propri	Energy manager (4 direzioni) + autoproduzione FV greenfield + co-sviluppo + PPA
Asset foncier sfruttabile	Rete ferroviaria + stazioni in Germania; impianti fotovoltaici su coperture depositi (290 kWp a Leipzig, 2024; 5 stazioni in corso 2025)	12 milioni m² di edifici + 100.000 ha di terreni. Al 2025: 2.000 ha studiati, 300 ha in analisi di fattibilità; pannelli lineari verticali su 20-30 km di linee dismesse dal 2025	Aree idonee da DL 175 (aree ferroviarie classificate idonee per legge), terreni e coperture sottostazioni. Iter autorizzativo semplificato
Differenza strutturale rispetto a FS Energy	DB Energie è anche operatore di rete (110kV, 16,7 Hz) e distributore a 13.000 clienti terzi: dimensione, complessità e struttura dei ricavi non comparabili. Il confronto è valido solo sul piano strategico (transizione FER, PPA, captive energy)	SNCF Renouvelables è il comparabile strategico più simile: stessa logica (autoproduzione FV su asset propri), stessa fase (avvio 2023-25, impianti dal 2028). SNCF Énergie è comparabile per il modello PPA, non per la produzione	—

Nota: i dati finanziari di DB Energie si riferiscono all'intero perimetro (rete + energia), non alla sola componente di autoproduzione rinnovabile. Il confronto diretto degli indici di margine con FS Energy non è appropriato per questo motivo. Il confronto è invece valido sul piano strategico: obiettivi di decarbonizzazione, timeline, strumenti (PPA vs autoproduzione), sfruttamento del patrimonio infrastrutturale del gruppo.

Il confronto internazionale permette di formulare tre osservazioni conclusive. La prima è che FS Energy si inserisce in un trend europeo preciso e documentato: i grandi gruppi ferroviari pubblici stanno tutti percorrendo — con tempistiche e modalità diverse — la strada della gestione energetica integrata come risposta strutturale alla volatilità dei prezzi e agli obblighi di decarbonizzazione. La seconda è che il modello di FS Energy — autoproduzione

prevalente su asset propri, con supporto di PPA per la copertura complementare — è coerente con le scelte di SNCF Renouvelables, il comparabile più simile per logica e fase di sviluppo. La terza è che DB Energie, pur essendo molto più sviluppata, mostra come questa funzione possa crescere nel tempo fino a diventare un attore rilevante nel mercato energetico. Nel lungo periodo, qualora la capacità installata superasse stabilmente il fabbisogno interno o si sviluppassero ulteriori servizi energetici, potrebbero aprirsi funzioni aggiuntive anche per FS Energy; allo stato attuale, tuttavia, il razionale dichiarato della società resta prevalentemente captive, orientato al servizio del Gruppo.

5.7.3 Analisi di bilancio e confronto strutturato delle società energetiche ferroviarie

Dopo aver introdotto il quadro d'insieme delle società energetiche dei principali gruppi ferroviari europei, questa sezione conduce un'analisi basata sui dati economico-finanziari effettivamente reperibili da fonti ufficiali — il Registro delle imprese francese (Pappers) e il report integrato di Deutsche Bahn per le società estere. L'analisi è organizzata in tre confronti distinti e non sovrapposti, perché i soggetti considerati non sono omogenei e un confronto indistinto produrrebbe conclusioni fuorvianti. Il primo confronto riguarda la dimensione economico-finanziaria di bilancio e, per la sua natura consuntiva, considera le sole società già operative; il secondo, sul modello operativo-industriale, e il terzo, sui ritorni attesi e sul valore generato, includono invece anche FS Energy, letta attraverso i suoi target e il modello previsionale.

5.7.3.1 Primo confronto: dimensione economico-finanziaria

Il primo confronto mette a fuoco la dimensione economica, patrimoniale e la marginalità delle società energetiche ferroviarie. È necessaria una premessa metodologica forte: i tre soggetti considerati non sono comparabili in senso stretto, e i loro bilanci raccontano modelli di business profondamente diversi. DB Energie GmbH è una società energetica ferroviaria matura e integrata, le cui attività spaziano dall'energia di trazione alla gestione della rete elettrica ferroviaria, dalla fornitura di energia agli immobili ai servizi energetici per clienti terzi. SNCF Énergie è una società captive di procurement energetico e gestione dei contratti PPA e cPPA: per questo presenta ricavi elevati ma margini quasi nulli. SNCF Renouvelables è una società di sviluppo rinnovabile in fase iniziale, più simile a FS Energy per vocazione all'autoproduzione, ma con un esercizio ancora in perdita perché sta sostenendo i costi di sviluppo prima di entrare a regime nella produzione. FS Energy, costituita soltanto nel luglio 2025, è volutamente esclusa da questo confronto di bilancio consuntivo: non disponendo ancora di un esercizio operativo significativo, i suoi unici dati certi sono il capitale sociale di 5 milioni di euro e l'organico in formazione, e qualsiasi indicatore di redditività calcolato sulla fase di start-up sarebbe privo di significato.

economico. La società viene pertanto analizzata, sul piano quantitativo, attraverso il modello previsionale dei paragrafi precedenti, e non attraverso un bilancio storico che non esiste ancora.

Tabella 5.9 – Confronto economico-finanziario delle società energetiche ferroviarie europee con bilancio operativo disponibile (ultimo esercizio; fonti: Pappers per le società francesi; report integrato Deutsche Bahn 2024 per DB Energy business unit / DB Energie GmbH; elaborazione propria). FS Energy non è inclusa in quanto priva di un esercizio operativo rappresentativo.

Indicatore (€, ultimo es. disp.)	DB Energie GmbH (2024)	SNCF Énergie SAS (2024)	SNCF Renouvelables SAS (2024)
Ricavi / Chiffre d'affaires	3.512 M€	565 M€	2,1 M€
EBIT / Risultato operativo	65 M€	0,57 M€	-1,9 M€
EBITDA / EBE	182 M€	1,18 M€	-1,5 M€
Utile netto	61 M€	0,37 M€	-1,64 M€
Patrimonio netto / Fonds propres	1.240 M€	1,47 M€	4,7 M€
Debiti finanziari	486 M€	0,2 M€	0,6 M€
Dipendenti	2.140	8	34
EBIT margin	1,9%	0,1%	-90,5%
Net margin	1,7%	0,1%	-78,1%
ROE (rentab. fonds propres)	4,9%	25,0%	-34,9%

I dati di DB si riferiscono prevalentemente al perimetro gestionale della business unit DB Energy, non necessariamente coincidente con il solo bilancio civilistico di DB Energie GmbH, e comprendono anche attività di rete e distribuzione; per questo il confronto diretto sui margini con gli altri soggetti non è appropriato. I dati delle società francesi provengono dai comptes sociaux depositati. Tutti i valori sono espressi in euro e riferiti all'ultimo esercizio disponibile.

Dimensione delle società energetiche dei gruppi ferroviari europei

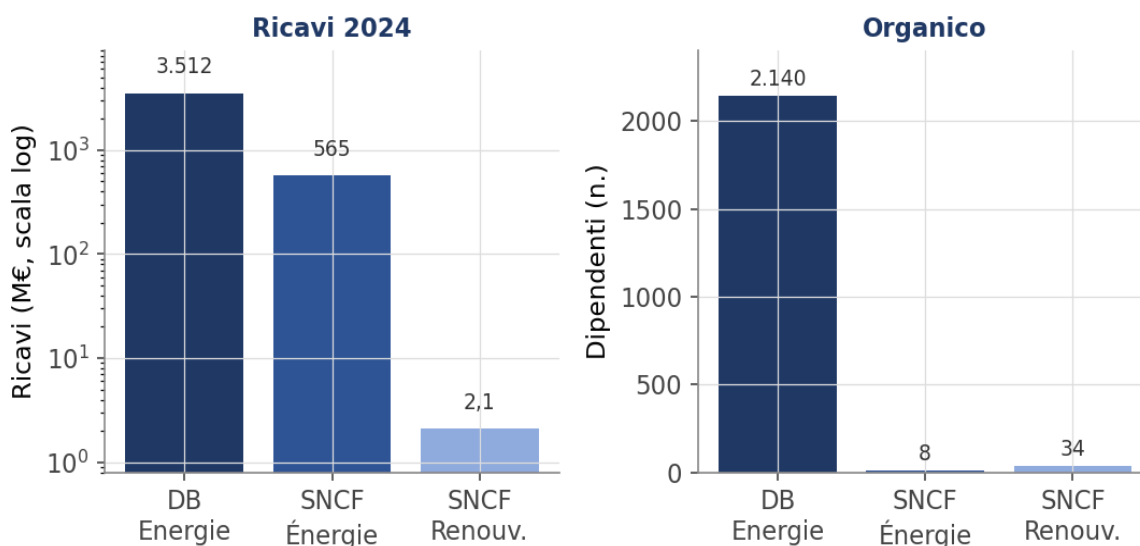


Figura 5.4 – Dimensione economica (ricavi 2024, scala logaritmica) e organico delle società energetiche dei gruppi ferroviari europei con bilancio operativo disponibile. Fonte: report integrato Deutsche Bahn 2024; Pappers; elaborazione propria.

La lettura della tabella conferma la radicale eterogeneità dei modelli. DB Energie genera ricavi per circa 3,5 miliardi di euro con un EBIT di 65 milioni: un EBIT margin dell'1,9% che non riflette una scarsa redditività operativa, ma la natura prevalente di gestore di rete e distributore, attività regolata a margini strutturalmente compressi. SNCF Énergie mostra il profilo tipico dell'intermediario puro: 565 milioni di ricavi nel 2024 ma un risultato operativo di appena 0,57 milioni e un utile netto di 0,37 milioni, con un net margin dello 0,1%. La società compra e rivende energia alle entità del gruppo senza trattenere margini commerciali; significativo che il suo ROE resti comunque elevato (25%) proprio perché poggia su una base patrimoniale minima (1,47 milioni di fondi propri). SNCF Renouvelables, infine, è in piena fase di avvio: i ricavi sono ancora marginali (2,1 milioni) e la società chiude il 2024 con una perdita netta di 1,64 milioni, coerente con una struttura che sta sostenendo i costi di sviluppo del proprio portafoglio di impianti prima di entrare a regime nella produzione. È proprio quest'ultimo profilo — quello di una società di autoproduzione rinnovabile nella fase iniziale del proprio ciclo di vita — a costituire il riferimento più istruttivo per immaginare il punto di partenza di FS Energy.

La conclusione di questo primo confronto non è una graduatoria di redditività, perché confrontare l'1,9% di DB Energie con lo 0,1% di SNCF Énergie significherebbe paragonare un produttore-distributore integrato a un puro intermediario di acquisto. Il confronto serve

piuttosto a distinguere i diversi modelli economico-finanziari delle società energetiche ferroviarie europee: il modello integrato-regolato (DB Energie), il modello di intermediazione a margine minimo (SNCF Énergie) e il modello di sviluppo in fase di investimento (SNCF Renouvelables). FS Energy, nella sua configurazione attuale, è ancora alle soglie di questo percorso: il suo profilo economico-finanziario non è leggibile da un bilancio storico, ma solo attraverso le proiezioni costruite nei paragrafi precedenti, che ne stimano i possibili risultati una volta raggiunto il regime produttivo.

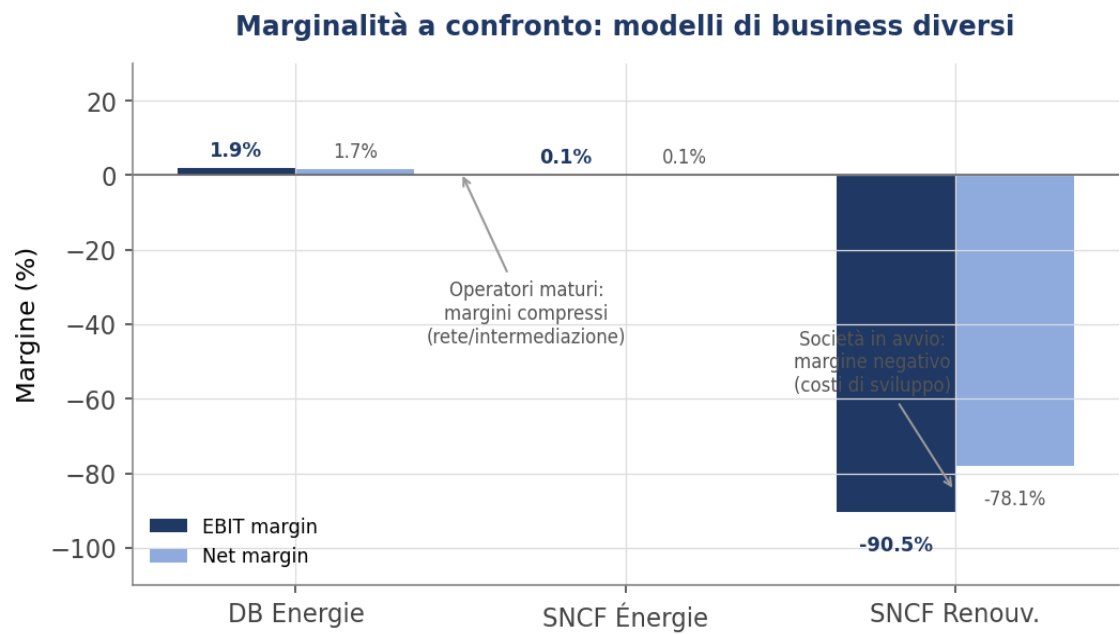


Figura 5.5 – Marginalità a confronto tra le società ferroviarie con bilancio disponibile: l'EBIT margin compresso degli operatori maturi (rete e intermediazione) e il margine negativo della società di autoproduzione ancora in fase di avvio.
Fonte: bilanci societari; elaborazione propria.

5.7.3.2 Secondo confronto: modello operativo-industriale

Il secondo confronto abbandona i bilanci e si concentra sul modello energetico adottato da ciascuna società: come ottiene l'energia, su quali asset si fonda, con quale grado di integrazione. È qui che emergono le somiglianze e le differenze più istruttive per interpretare la scelta del Gruppo FS.

Tabella 5.10 – Confronto operativo-industriale dei modelli energetici ferroviari (fonti: report integrato DB 2024; SNCF groupe; comunicati FS; elaborazione propria)

Dimensione operativa	DB Energie	SNCF Énergie	SNCF Renouvelables	FS Energy
Modello prevalente	Integrato maturo: rete + trazione + procurement + servizi	Procurement / PPA: acquisto e rivendita infragruppo	Autoproduzione FV su asset del gruppo	Integrato accentrato: procurement + produzione + efficienza
Fabbisogno gruppo (TWh/anno)	≈ 10	≈ 9 (perimetro SNCF)	≈ 9 (idem)	≈ 7,5
Rete elettrica ferroviaria	Sì — 7.956 km a 110 kV / 16,7 Hz	No	No	No
Capacità rinnovabile propria	Limitata (1 idro; prevale PPA)	Nessuna (solo trading)	Target 1 GW al 2030 (in sviluppo)	12,2 MW operativi; target 1,1 GW al 2029
Energia via PPA / cPPA	Sì — 14 nuovi PPA nel 2024	Sì — 23 cPPA, ≈ 1 TWh/anno	No (focus produzione)	Sì — 275 GWh/anno (5 lotti)
Target rinnovabili	80% al 2030, 100% al 2038	Copertura quota SNCF Voyageurs	1 GW FV al 2030	19% al 2029, 40% al 2034
Asset utilizzati	Rete, depositi, coperture stazioni	Nessun asset fisico produttivo	100.000 ha terreni + 12 mln m ² edifici	Aree idonee ferroviarie (DL 175), sottostazioni
Stato di avanzamento	Maturo (decenni)	Maturo (2009)	Avvio (2023), impianti dal 2028	Avvio (2025), primi impianti 2025

Le quattro società rappresentano quattro modelli distinti. DB Energie incarna il modello maturo e integrato, fondato sulla proprietà e gestione della rete elettrica ferroviaria a 110 kV, sull'energia di trazione, sul procurement massiccio via PPA e sui servizi energetici venduti anche a clienti terzi. SNCF Énergie rappresenta il modello procurement/PPA in forma pura: non possiede asset produttivi, ma gestisce l'acquisto di energia e i contratti di lungo periodo (23 cPPA per circa 1 TWh/anno). SNCF Renouvelables incarna il modello di autoproduzione fotovoltaica su terreni e immobili del gruppo, con un patrimonio fondiario imponente (100.000 ettari) ancora in larga parte da valorizzare. FS Energy adotta infine un modello integrato e accentrato: concentra in un'unica società le funzioni che in Francia sono divise tra SNCF Énergie e SNCF Renouvelables — procurement, PPA, sviluppo rinnovabili, energy management ed efficienza energetica.

La conclusione di questo secondo confronto è che FS Energy non è una replica di DB Energie, perché la società tedesca ha un perimetro più ampio e maturo, che comprende la

gestione della rete e la fornitura a terzi — attività che FS Energy non prevede di svolgere. FS Energy è invece più vicina al modello francese, ma con una differenza organizzativa decisiva: ciò che SNCF ha scelto di separare in due società dedicate, FS Energy lo concentra in un'unica struttura. Questa scelta accentrata può favorire il coordinamento e una visione integrata del portafoglio energetico, ma impone alla società di sviluppare competenze molto eterogenee — dallo sviluppo impianti all'energy trading — in tempi rapidi.

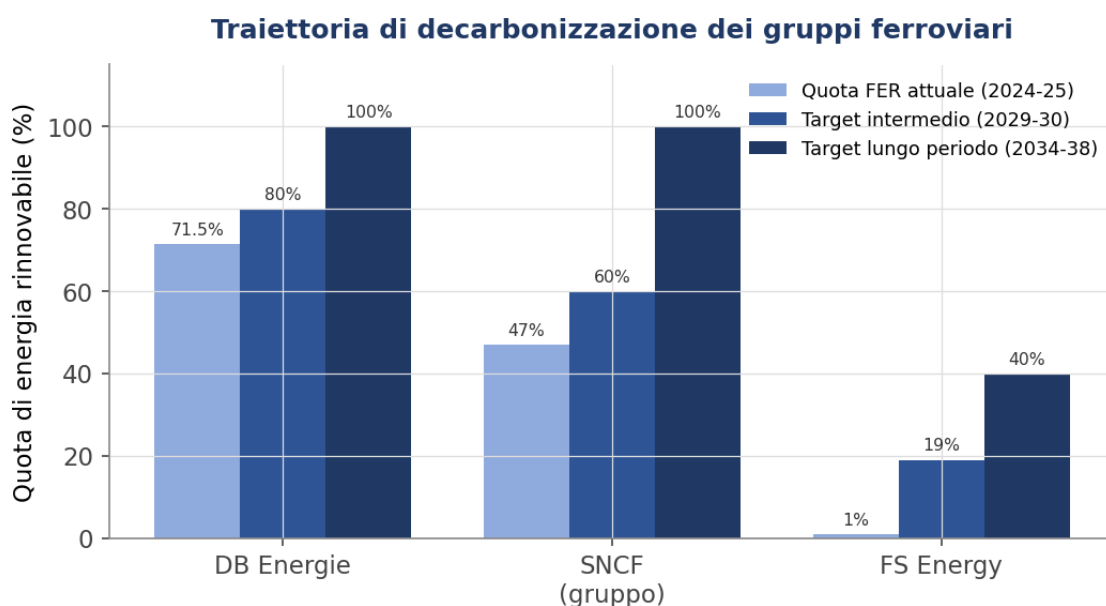


Figura 5.6 – Traiettoria di decarbonizzazione: quota di energia rinnovabile attuale e target dei tre gruppi ferroviari.
Fonte: report e comunicati ufficiali dei rispettivi gruppi; elaborazione propria.

5.7.3.3 Terzo confronto: ritorni attesi e valore generato

Il terzo confronto affronta la domanda economica centrale: FS Energy può generare valore? La risposta non può essere ottenuta confrontando direttamente i ritorni di FS Energy con DB Energie o SNCF Énergie, che hanno modelli incompatibili. Va invece costruita sui target dichiarati di FS Energy, sulle ipotesi del modello previsionale (sviluppato al paragrafo 5.4), sul benchmark AIDA delle imprese rinnovabili italiane e — solo in chiave qualitativa — su SNCF Renouvelables come riferimento per la fase di avvio.

Prima di leggere i numeri è indispensabile distinguere tre concetti che vengono spesso confusi. Il valore lordo dell'energia autoprodotta è il prodotto tra energia generata e prezzo di valorizzazione: è una grandezza teorica, non un ricavo. Il risparmio netto per il Gruppo FS è il costo evitato di acquisto dell'energia meno il costo complessivo di autoproduzione: è il vero beneficio economico dell'operazione, e si manifesta nel bilancio consolidato del Gruppo, non in quello di FS Energy. I ricavi civilistici futuri di FS Energy, infine, dipendono dai

contratti infragruppo con cui l'energia verrà ceduta alle altre società del Gruppo e non coincidono automaticamente con il valore lordo dell'energia: a seconda del prezzo di trasferimento adottato, FS Energy potrebbe registrare ricavi prossimi al valore di mercato dell'energia oppure prossimi al solo costo di produzione.

Tabella 5.11 – Confronto dei ritorni prospettici di FS Energy (scenari al 2029) con il benchmark AIDA delle imprese rinnovabili (fonti: modello previsionale par. 5.4; AIDA Bureau van Dijk; elaborazione propria)

Indicatore prospettico (FS Energy al 2029)	Prudente	Base	Ottimistico	Benchmark AIDA rinnovabili
Capacità installata (MW)	900	1.100	1.200	—
Produzione annua (TWh)	1,1	1,5	1,8	—
Valore lordo energia (M€)	88	150	216	—
EBITDA (M€)	72	132	196	—
Utile netto (M€)	17	52	93	—
EBITDA margin	82%	88%	91%	42-49% (mediana)
ROS	45%	60%	68%	24-37% (mediana)
ROI / ROA	7,7%	12,9%	18,0%	4-5% (mediana)
ROE	8,1%	18,6%	28,2%	6-14% (mediana)
Payback operativo (anni)	≈ 18	≈ 14	≈ 9	—
Beneficio netto annuo Gruppo FS (M€)	≈ 90	135-150	≈ 200	non rilevabile

I valori di FS Energy sono stime dell'autore e vanno interpretati come scenari, non come previsioni certe. Il beneficio netto per il Gruppo FS è il risparmio sui costi di approvvigionamento (energia autoprodotta valorizzata al prezzo di mercato evitato), che non compare nel conto economico di FS Energy ma in quello consolidato del Gruppo.

Il confronto con il benchmark AIDA serve a verificare se gli indicatori prospettici di FS Energy siano coerenti con quelli delle imprese rinnovabili italiane, evitando affermazioni troppo forti. Nello scenario base, l'EBITDA margin stimato (88%) e il ROS (59%) risultano superiori alla mediana del campione AIDA (rispettivamente 42-49% e 24-37%). Questo scarto non indica una redditività anomala, ma riflette la scala utility e la struttura di costo di un grande

impianto fotovoltaico, privo dei costi variabili che gravano sui produttori di minori dimensioni e caratterizzato da una ridotta esposizione al rischio prezzo, data la destinazione prevalente all'autoconsumo. È significativo, tuttavia, che gli indicatori che tengono conto dell'intera base di investimento — il ROI (6,4%) e il ROE (8,3%) — si collochino invece all'interno degli intervalli osservati nel campione (rispettivamente 4-5% e 6-14%): segno che, una volta considerato il capitale investito e la struttura finanziaria, il profilo di FS Energy si avvicina a quello delle imprese rinnovabili del settore. Va ribadito che si tratta di scenari, non di previsioni: la realizzazione dipende dal completamento del piano nei tempi e ai costi previsti.

La conclusione di questo terzo confronto è che FS Energy può generare valore non solo, e non principalmente, attraverso gli utili registrati nel proprio bilancio civilistico, ma soprattutto a livello di Gruppo FS. Il beneficio economico più rilevante si manifesta come riduzione del costo energetico complessivo, stabilizzazione dei prezzi di approvvigionamento, minore esposizione al rischio commodity, maggiore autonomia energetica e miglioramento del profilo ESG del Gruppo. Il modello previsionale suggerisce che, se i target dichiarati venissero raggiunti, FS Energy potrebbe avere anche una sostenibilità economico-finanziaria autonoma — ma è il valore trasferito al Gruppo, più che l'utile della singola società, la vera misura della convenienza strategica dell'operazione.

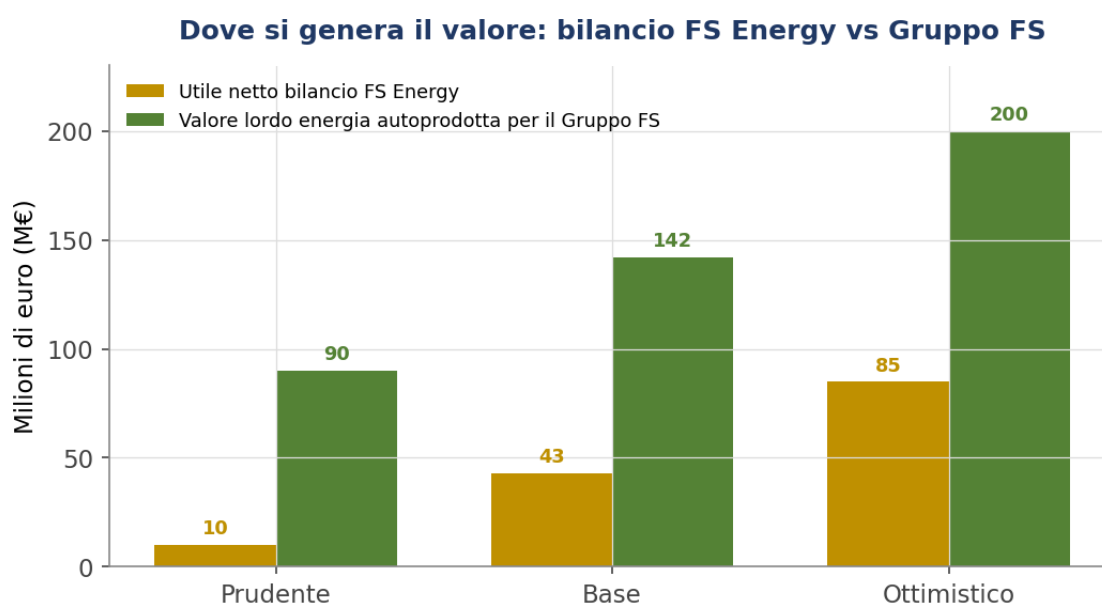


Figura 5.7 – Dove si genera il valore: utile netto nel bilancio di FS Energy a confronto con il beneficio economico netto annuo trasferito al Gruppo FS, per scenario. Fonte: modello previsionale dell'autore.

5.8 Casi comparabili italiani: grandi consumatori e autoproduzione energetica

FS Energy non è un'iniziativa isolata nemmeno nel contesto italiano. Il fenomeno dei grandi consumatori che internalizzano la funzione energetica — attraverso la costituzione di società dedicate, la firma di PPA pluriennali, lo sviluppo di impianti in proprio o la partecipazione a comunità energetiche — è in crescita accelerata. Un'analisi di QualEnergia indica che nel 2025 gli operatori non-energetici rappresentavano l'11% dei soggetti coinvolti nel mercato delle rinnovabili, rispetto al 4% del 2023: un segnale inequivocabile di una trasformazione strutturale in atto.

La tabella seguente riporta alcuni casi comparabili per rationale strategico nel contesto italiano, anche se non omogenei per settore o scala.

Tabella 5.12 – Casi comparabili di grandi consumatori italiani con iniziative di autoproduzione o gestione energetica integrata (fonti: comunicati ufficiali, stampa specializzata; elaborazione propria)

Soggetto	Iniziativa energetica	Modello	Anno	Target / dimensione	Obiettivo dichiarato
Fincantieri	Programma FV + PPA pluriennali	PPA + impianti propri	2023-2027	100% FER entro 2030	Decarbonizzazione cantieri e riduzione costi Scope 2; EAC per copertura globale
Coop Alleanza 3.0	Accendi Luce & Gas + FV su ipermercati (con Axpo)	Utility interna + autoconsumo fisico	2015 →	250+ impianti FV, 19,9 MW	Riduzione bolletta, fidelizzazione soci, revenue energetica accessoria
Lidl Italia	FV su coperture punti vendita	Autoproduzione diretta	Dal 2015	250+ immobili, 19,9 MW, 17 GWh/anno; target 10% autoconsumo al 2030	Riduzione prelievo rete, abbattimento emissioni CO2, anticiclicità costi energetici
Trenitalia / RFI (pre-FS Energy)	PPA pluriennali con Enel, Edison, ERG (275 GWh/anno complessivi)	PPA a lungo termine (5-10 anni)	2024	275 GWh/anno	Copertura fabbisogno infrastrutture; riduzione esposizione PUN; passo verso autoproduzione

Grandi gruppi industriali energivori (siderurgia, chimica, cemento)	Energy release + PPA + FER propri	Vari modelli (PPA, EScO, CER)	2023-2026	Quota crescente: operatori non-energetici = 11% del mercato FER 2025 (vs 4% nel 2023)	Stabilizzazione costi energetici, compliance CSRD, riduzione rischio commodity
--	-----------------------------------	-------------------------------	-----------	---	--

Il caso di Fincantieri è particolarmente rilevante perché riguarda un grande gruppo industriale italiano con fabbisogni energetici concentrati in siti produttivi fissi (cantieri navali), un profilo che per certi aspetti assomiglia a quello delle stazioni e delle sottostazioni ferroviarie di FS. Il Piano di Sostenibilità 2023-2027 di Fincantieri prevede il raggiungimento del 100% di energia da fonti rinnovabili entro il 2030, combinando impianti fotovoltaici propri e PPA pluriennali con garanzie di origine (GO e REC). La differenza rispetto a FS Energy è che Fincantieri non ha costituito una società dedicata, ma gestisce la transizione energetica attraverso la funzione interna, senza la creazione di una struttura societaria separata.

Il caso della GDO — con Coop Alleanza 3.0 e Lidl come esempi più strutturati — mostra un modello diverso: quello dell'autoproduzione distribuita su asset immobiliari esistenti (tetti di ipermercati e magazzini), con impianti di piccola e media taglia e gestione diretta. Coop ha anche sviluppato una vera e propria utility interna (Accendi Luce & Gas), arrivando a un fatturato energetico di 1,15 miliardi di euro nel 2024. Questo dimostra che, in alcuni casi, la gestione energetica internalizzata può evolversi in una vera attività commerciale accessoria al core business.

Il caso dei PPA stipulati da Trenitalia e RFI con Enel Energia, Edison Energia ed ERG Power Generation per circa 275 GWh/anno complessivi non rappresenta un benchmark esterno, poiché tali società appartengono allo stesso Gruppo FS: costituisce piuttosto la fase preliminare del percorso energetico del Gruppo, precedente alla costituzione di FS Energy. Questi contratti hanno permesso al gruppo di stabilizzare una parte dei costi energetici attraverso forniture a lungo termine di energia rinnovabile certificata, preparando il terreno per il passaggio all'autoproduzione diretta con FS Energy.

L'elemento comune a tutti questi casi è la motivazione strategica: la crisi energetica del 2021-2022 ha reso evidente che per i grandi consumatori l'energia è diventata una variabile di competitività che non può essere affidata passivamente al mercato. La transizione energetica non è più soltanto una risposta a pressioni regolamentari, ma una scelta industriale razionale in un contesto in cui i prezzi dell'energia sono strutturalmente più volatili del passato.

Rispetto a questi casi, FS Energy si distingue per due elementi che ne accentuano la portata strategica. Il primo è la scala: con un fabbisogno di 7,5 TWh annui e un target di 2 GW al 2034, il Gruppo FS opera su un ordine di grandezza che non ha eguali tra i consumatori industriali italiani che hanno intrapreso percorsi di autoproduzione, collocandosi piuttosto al livello delle grandi utility. Il secondo è la scelta di costituire una società dedicata e pienamente strutturata — con quattro direzioni operative — anziché gestire la transizione attraverso una funzione interna, come fatto ad esempio da Fincantieri. Questa configurazione avvicina FS Energy più al modello delle società energetiche dei grandi gruppi ferroviari europei, analizzate nel paragrafo precedente, che non ai casi italiani di autoproduzione industriale, confermando che il termine di paragone più appropriato per FS Energy va cercato sul piano internazionale più che su quello domestico.

5.9 Discussione finale: FS Energy come modello di gestione energetica integrata

Il caso FS Energy permette di rileggere i risultati dell'analisi condotta nei Capitoli 3 e 4 da una prospettiva diversa: non più quella di un analista del settore energetico, ma quella di un grande consumatore che decide di diventare produttore. Questa prospettiva ribalta alcune delle evidenze del campione AIDA.

Nel Capitolo 3 l'analisi ha mostrato che le micro e piccole imprese rinnovabili del campione sono le più redditizie in termini percentuali — con ROS tra il 24% e il 37% contro lo 0-10% dei grandi termoelettrici — proprio perché non sostengono costi del combustibile. Nel Capitolo 4 è emerso che i top 25 del campione generano larga parte dei ricavi del settore ma una quota molto più ridotta dei margini: la dissociazione tra peso sui ricavi e peso sui margini è la caratteristica strutturale dei grandi produttori termoelettrici. Questi risultati contengono implicitamente il rationale economico per l'autoproduzione da rinnovabili di FS Energy: un grande consumatore che investe in impianti fotovoltaici presenta caratteristiche economiche più vicine ai produttori rinnovabili puri che ai grandi operatori termoelettrici, soprattutto per l'assenza dei costi di combustibile che erodono i margini di questi ultimi.

In termini di posizionamento strategico, FS Energy si configura come un nuovo tipo di operatore del settore elettrico: non un produttore indipendente che vende sul mercato, non una utility integrata che gestisce la rete, ma un produttore captive che serve esclusivamente il proprio azionista. Questo modello — che potrebbe essere definito corporate energy player — è diverso da tutti i soggetti analizzati nel campione AIDA e nei top 25 del Capitolo 4. La sua peculiarità è che il successo non si misura con i classici indicatori di redditività commerciale, ma con la capacità di ridurre il costo energetico del gruppo, stabilizzarne la volatilità e costruire un portafoglio di asset rinnovabili che rafforzino la posizione competitiva e la reputazione ESG del Gruppo FS.

L'analisi svolta in questo capitolo ha mostrato che, sulla base delle ipotesi adottate, FS Energy potrebbe generare anche una sostenibilità economica autonoma in senso stretto — con un ROE prospettico tra l'8% e il 28% secondo lo scenario e un EBITDA margin strutturalmente superiore alla mediana del campione. Questo suggerisce che la scelta di costituire una società dedicata, anziché gestire l'autoproduzione tramite funzioni interne, può generare anche benefici di accountability e trasparenza, rendendo i ritorni dell'investimento energetico verificabili nel bilancio separato della società.

Restano aperti alcuni rischi che la sola analisi economico-finanziaria non cattura. Il principale è il rischio di esecuzione: il piano da 1,3 miliardi presuppone tempi autorizzativi rapidi, catene di fornitura affidabili e capacità organizzativa interna ancora da costruire. Il secondo è il rischio di policy: eventuali modifiche al regime degli incentivi o alla normativa sulle aree idonee potrebbero alterare le condizioni di realizzo. Il terzo è il rischio di concentrazione tecnologica: un portafoglio dominato da fotovoltaico è esposto alla variabilità stagionale e alle ore di irradiazione, che nel caso italiano sono favorevoli ma non illimitate.

In conclusione, il caso FS Energy mostra come la transizione energetica stia modificando le strategie dei grandi gruppi industriali italiani. Per il Gruppo FS, l'energia non rappresenta soltanto un costo operativo, ma una risorsa strategica da governare. La costituzione di una società dedicata consente di accentrare competenze, investimenti e strumenti di gestione del rischio, configurando una forma di integrazione verticale a monte orientata alla produzione rinnovabile, all'autoconsumo e alla stabilizzazione dei costi energetici. Il confronto con il benchmark del campione AIDA e la costruzione di scenari previsionali permettono di interpretare FS Energy non solo come iniziativa ambientale o di compliance normativa, ma come scelta industriale potenzialmente capace di generare valore economico, ridurre il rischio energetico e rafforzare la competitività complessiva del Gruppo FS.

Conclusioni

L'analisi del settore italiano della produzione di energia elettrica (ATECO 35.11) nel periodo 2017-2024 ha perseguito un duplice obiettivo: ricostruire il profilo economico-finanziario del comparto sui bilanci di un campione di 2.494 imprese estratto da AIDA e interpretare, su questa base, il fenomeno emergente dei corporate energy players attraverso il caso FS Energy. I risultati si ricompongono attorno alle quattro domande di ricerca formulate in apertura.

Il primo risultato riguarda l'andamento del valore della produzione e la sua sensibilità allo shock dei prezzi del 2021-2022. Il valore della produzione aggregato passa da 23,7 miliardi di euro nel 2020 a 71,5 miliardi nel 2022, per poi ridiscendere a 45,2 miliardi nel 2023 e a 39,1 miliardi nel 2024, replicando quasi perfettamente l'andamento del Prezzo Unico Nazionale, salito da 38,9 €/MWh nel 2020 a 304,9 €/MWh nel 2022 (+485% sui livelli pre-crisi del 2019). L'aumento dei ricavi non riflette quindi una crescita strutturale dei volumi o dell'efficienza, ma l'evoluzione dei prezzi: il picco del 2022 è uno stress test naturale, capace di amplificare i ricavi delle imprese esposte al mercato senza migliorarne in modo omogeneo la redditività. Lo conferma l'evoluzione recente: secondo Terna, nel 2025 i consumi nazionali sono rimasti stabili (311,3 TWh) e i prezzi si sono riportati su livelli più contenuti, a riprova che la fiammata del 2022 è stata un fenomeno di prezzo e non di volumi.

Il secondo risultato, il più rilevante, è la distinzione tra crescita dei ricavi e qualità dei margini, lungo la linea della fonte produttiva. I produttori convenzionali, pur generando volumi elevatissimi, sono esposti all'aumento dei costi di gas e combustibili, al punto che il loro ROS aggregato si comprime al 2,7% nel 2022 e allo 0,8% nel 2023, in anni di ricavi record; le imprese rinnovabili mostrano invece margini strutturalmente più elevati e resilienti (ROS mediano tra il 24% e il 37%), grazie a costi variabili quasi nulli una volta realizzato l'investimento. Il biennio 2021-2022 agisce così da spartiacque paradossale: i convenzionali vedono esplodere i ricavi ma collassare i margini, i rinnovabili beneficiano del PUN senza incrementi di costo. Ne discende la risposta alla seconda domanda di ricerca: la fonte produttiva non è una variabile secondaria, ma incide direttamente sulla struttura economica dell'impresa, definendo un diverso modello di esposizione al rischio prezzo e costo. Il vantaggio va però letto con cautela: la producibilità dipende dal meteo, l'idroelettrico è esposto al rischio idrologico e incentivi, prezzi fissi e PPA possono modificare l'esposizione al mercato. La dipendenza dalla risorsa naturale emerge anche a livello di sistema: sempre secondo Terna, nel 2025 la quota rinnovabile sui consumi è scesa dal 42% al 41,1% per la minore produzione idroelettrica, pur con un fotovoltaico in crescita record (+25,1%), divenuto per la prima volta la prima fonte rinnovabile del Paese.

Il terzo risultato riguarda la struttura dimensionale e il ruolo dei grandi operatori. Il campione è composto in larga parte da micro e piccole imprese — oltre la metà con valore della produzione inferiore a 2 milioni di euro, spesso società veicolo di un singolo impianto — mentre pochi grandi operatori concentrano una quota dominante del valore della produzione. L'analisi dei top 25 (circa l'1% del campione) mostra però che la concentrazione dei ricavi non coincide con quella dei margini: questi operatori generano tra il 44% e il 76% del valore della produzione ma solo tra il 4% e il 30% del risultato operativo stimato, con una cost intensity superiore di 8-22 punti percentuali a quella dell'impresa mediana. La dissociazione tra peso sui ricavi e peso sui margini è la cifra strutturale dei grandi produttori termoelettrici e multi-fonte. Anche la crescita del 2021-2022 è risultata più diffusa che concentrata: il 57,3% dell'incremento del valore della produzione tra 2020 e 2022 proviene dal resto del campione. Ne emerge un comparto fortemente eterogeneo, in cui convivono grandi utility, produttori termoelettrici, società rinnovabili multi-fonte e piccoli impianti fotovoltaici e idroelettrici.

Sul piano patrimoniale il settore è solido e in progressivo rafforzamento: il leverage mediano scende da 3,37x a 1,42x, segnalando un de-leveraging diffuso, con molte imprese che hanno usato gli anni di alta redditività per ridurre il debito e rafforzare il patrimonio netto. Permane però l'elevata intensità di capitale: la produzione elettrica richiede investimenti iniziali rilevanti in impianti, infrastrutture e connessioni, la cui sostenibilità dipende dalla capacità di generare flussi di cassa stabili nel medio-lungo periodo. È questa combinazione — margini rinnovabili elevati e resilienti, e fabbisogno di capitale paziente — a definire il terreno su cui si innesta il fenomeno dei corporate energy players.

La quarta domanda trova risposta nel caso FS Energy. Il Gruppo Ferrovie dello Stato, con circa 7,5 TWh annui pari a circa il 2% della domanda nazionale, è il maggiore consumatore elettrico del Paese: a questa scala l'energia non è più una voce di costo da acquistare, ma una variabile strategica da governare. La costituzione di FS Energy nel 2025 risponde a una logica di integrazione verticale a monte — internalizzare una quota crescente della produzione, riducendo l'esposizione alla volatilità e migliorando il profilo ambientale — con l'obiettivo di 1,1 GW di capacità rinnovabile entro il 2029 (19% dei consumi) e di circa 2 GW entro il 2034 (40%), per un investimento stimato nell'ordine di 1,3 miliardi di euro. L'analisi prospettica del Capitolo 5 mostra che, raggiunti i target, nello scenario base al 2029 FS Energy assumerebbe il profilo di un produttore rinnovabile captive di grande scala: circa 1,5 TWh di produzione, un valore dell'energia autoprodotta di circa 150 milioni di euro l'anno e indicatori di marginalità (EBITDA margin intorno all'88% e ROS al 59%) superiori alla mediana del campione rinnovabile AIDA — ordini di grandezza, non previsioni puntuali.

Il punto interpretativamente più importante è però un altro: il valore non emerge nel bilancio della società, ma a livello di Gruppo. Gli indicatori che considerano l'intera base di investimento — ROA intorno al 6% e ROE intorno all'8% — rientrano negli intervalli del campione rinnovabile, segno che, considerato il capitale investito, FS Energy si avvicina al settore. Il beneficio più rilevante si manifesta come minore costo energetico, stabilizzazione dei prezzi di approvvigionamento, riduzione del rischio commodity e miglioramento del profilo ESG: una creazione di valore che transita dal bilancio consolidato del Gruppo, non da quello della singola società. Costituire una società dedicata, anziché gestire l'autoproduzione tramite una funzione interna, aggiunge un beneficio di accountability, rendendo i ritorni verificabili in un bilancio separato.

Il confronto con DB Energie, SNCF Énergie e SNCF Renouvelables conferma che FS Energy si inserisce in una tendenza europea: i grandi operatori ferroviari sviluppano strutture dedicate alla gestione dell'energia, con modelli diversi per storia industriale e regolatoria. DB Energie è il modello più maturo e integrato, esteso anche alla rete elettrica ferroviaria; SNCF distingue tra approvvigionamenti (SNCF Énergie) e capacità rinnovabile (SNCF Renouvelables); FS Energy nasce più tardi ma integra in un'unica società sviluppo rinnovabile, gestione strategica ed efficientamento. Il confronto è strategico più che contabile, e mostra come l'energia stia diventando una funzione interna critica per i grandi gruppi infrastrutturali europei. Un tratto distingue il caso italiano: i 18 impianti fotovoltaici collegati direttamente alle sottostazioni per la trazione ferroviaria sono, secondo le fonti di Gruppo, un unicum nel panorama europeo.

L'implicazione principale supera il singolo settore: la transizione energetica non riguarda solo il mix produttivo nazionale, ma il modo in cui le imprese organizzano la propria esposizione al rischio energetico. Con prezzi ancora volatili, crescente elettrificazione e obblighi di riduzione delle emissioni, autoproduzione rinnovabile e contratti di lungo periodo diventano strumenti di stabilizzazione economica prima ancora che ambientale. Non è un fenomeno isolato ma in forte accelerazione: secondo SolarPower Europe l'Italia è oggi uno dei mercati di corporate PPA più dinamici d'Europa, con capacità contrattualizzate triplicate tra 2023 e 2024 e raddoppiate ancora nel 2025, in controtendenza con la Germania (-56% di volumi annunciati nello stesso anno); a spingere il fenomeno concorrono prezzi all'ingrosso ancora elevati e strumenti come l'Energy Release, che offre alle imprese energivore energia rinnovabile a prezzo predeterminato (intorno ai 65 €/MWh). Per un grande consumatore, investire in rinnovabili non significa diventare una utility, ma ridurre la dipendenza dal mercato spot, migliorare la prevedibilità dei costi e rafforzare la resilienza operativa. FS Energy è, in questo quadro, l'espressione più strutturata di una traiettoria che coinvolge un numero crescente di grandi consumatori italiani.

L'elaborato presenta alcuni limiti. Il codice ATECO 35.11 non distingue le imprese per fonte produttiva, rendendo necessari criteri di classificazione indiretti. Il 2024 presenta dati di bilancio ancora parziali (oltre il 20% di valori mancanti) ed è trattato come dato preliminare. Infine FS Energy, costituita di recente, non dispone ancora di bilanci consuntivi: l'analisi prospettica si basa su ipotesi dichiarate dal Gruppo e su scenari dell'autore, non su risultati a consuntivo.

I possibili sviluppi futuri riguardano l'aggiornamento del dataset con i bilanci 2024 e 2025, l'integrazione con dati tecnici sugli impianti, una classificazione più precisa per fonte e l'analisi dei primi bilanci di FS Energy non appena disponibili, per verificare la tenuta degli scenari. Sarebbe inoltre utile approfondire il ruolo di PPA, accumuli e infrastrutture di rete: la crescita delle rinnovabili non programmabili — e i primi segnali di curtailment e congestione già osservati in Europa — renderà sempre più cruciali gli strumenti di gestione della flessibilità, come riconosce lo stesso Gruppo FS prevedendo impianti di storage accanto alla nuova capacità solare.

In conclusione, il settore della produzione di energia elettrica in Italia si conferma un comparto rilevante, eterogeneo e sensibile agli shock esterni. La crescita delle rinnovabili, la volatilità dei prezzi e la comparsa dei corporate energy players mostrano che l'energia elettrica assume un ruolo sempre più strategico per la competitività delle imprese. Il caso FS Energy sintetizza questa trasformazione: l'energia non è più solo un input acquistato sul mercato, ma una leva industriale per governare costi, rischio e sostenibilità nel lungo periodo. L'analisi di bilancio del settore, da cui il lavoro è partito, offre non solo una fotografia del comparto, ma le chiavi economiche per comprendere perché un grande consumatore come il Gruppo Ferrovie dello Stato scelga oggi di diventare, almeno in parte, produttore della propria energia.

Bibliografia

Fonti istituzionali italiane — settore energetico

- Terna S.p.A. — Pubblicazioni statistiche annuali
<https://www.terna.it/it/sistema-elettrico/statistiche/pubblicazioni-statistiche>
- Terna S.p.A. — Open Data Portal (dati fabbisogno e produzione)
<https://dati.terna.it/fabbisogno/dati-statistici>
- Terna S.p.A. — Rapporti mensili sul sistema elettrico
<https://www.terna.it/it/sistema-elettrico/dispatching/rapporti-mensili-sistema-elettrico>
- ARERA — Autorità di Regolazione per Energia, Reti e Ambiente
<https://www.arera.it>
- ARERA — Relazione Annuale 2024
<https://www.arera.it/relazione-annuale>
- ARERA — Indici di concentrazione mercato elettrico
<https://www.arera.it/dati-e-statistiche/indici-di-concentrazione>

Fonti istituzionali europee e internazionali

- Eurostat — Energy statistics
<https://ec.europa.eu/eurostat/web/energy>
- IEA — International Energy Agency
<https://www.iea.org>

Fonti dati aziendali — grandi operatori

- Enel S.p.A. — Relazioni annuali e bilanci di sostenibilità
<https://www.enel.com/it/investors/reports>
- A2A S.p.A. — Relazioni annuali
<https://www.a2a.eu/it/investor-relations/bilanci-e-relazioni>
- Edison S.p.A. — Relazioni annuali
<https://www.edison.it/it/investor-relations>
- ERG S.p.A. — Relazioni annuali
<https://www.erg.eu/it/investors/reports-and-presentations>
- Eni S.p.A. — Plenitude (corporate energy player)
<https://www.plenitude.com/ii>

Fonte dati di bilancio

- AIDA — Bureau van Dijk (Moody's Analytics)
<https://www.bvdinfo.com/en-gb/our-products/data/national/aida>

Riferimenti metodologici e accademici

- Politecnico di Torino — WebThesis (tesi consultate)
<https://webthesis.biblio.polito.it>
- LUISS — Archivio tesi (tesi consultate)
<https://tesi.luiss.it>