

Libera Università Internazionale degli Studi Sociali

Dipartimento di Impresa e Management

Corso di Laurea Triennale in Economia e Management

Insegnamento di Economia e Gestione delle Imprese

TESI DI LAUREA TRIENNALE

Il Private Equity nel settore Oil & Gas:

Razionalità economica e prospettive nella transizione energetica

Relatore:

Prof. Adinolfi

Candidato:

Mattia Ruggieri

Matr. 301041

Anno Accademico 2025/2026

Abstract

Il presente lavoro analizza il ruolo dei fondi di Private Equity nel settore Oil & Gas nel contesto della transizione energetica, con l'obiettivo di valutare se il loro intervento risponda a logiche di efficientamento operativo o di arbitraggio regolatorio. La ricerca si inserisce in un dibattito accademico ancora aperto, caratterizzato da posizioni contrastanti: da un lato, la letteratura suggerisce che i fondi PE possano migliorare l'efficienza operativa e ridurre le emissioni degli asset acquisiti; dall'altro, evidenze empiriche indicano che il trasferimento di asset fossili verso soggetti con minori obblighi di disclosure possa semplicemente spostare le emissioni senza ridurle.

L'elaborato adotta un approccio metodologico integrato, combinando analisi quantitativa dei flussi di investimento PE nel settore O&G nel periodo 2020–2024 con un'analisi qualitativa di cinque operazioni M&A significative e due casi studio approfonditi: il take-private di Tallgrass Energy da parte di Blackstone (2019–2020) e la fusione tra GE Oil & Gas e Baker Hughes (2017). L'analisi è arricchita da un'intervista condotta dall'autore con Lorenzo Simonelli, Chairman, President e CEO di Baker Hughes, nell'aprile 2026.

I risultati mostrano che i due fenomeni, efficientamento e arbitraggio regolatorio coesistono e sono empiricamente indistinguibili in assenza di obblighi di disclosure uniformi tra mercato pubblico e privato. Nel ciclo 2020–2024, l'arbitraggio regolatorio appare prevalente come esito strutturale del sistema di incentivi normativi. A partire da queste evidenze, viene proposta una misura normativa originale, la Fossil Asset Opacity Fee, un meccanismo che prezza l'opacità informativa sulle emissioni dei fondi PE anziché

le emissioni stesse, con l'obiettivo di ridurre l'asimmetria tra mercato pubblico e privato senza eliminare la funzione economica del Private Equity nel settore fossile.

Indice

1. Introduzione	7
1.1 Contesto e rilevanza del tema	7
1.2 Obiettivo e domanda di ricerca	9
1.3 Metodologia della ricerca	12
1.4 Struttura della tesi	15
Capitolo 2 Il Private Equity: natura, meccanismi e logiche finanziarie.....	17
2.1 La definizione di Private Equity e le sue caratteristiche.....	17
2.2 Il periodo di durata di un investimento PE	20
2.3 Strategie per gli investimenti	22
2.4 Indicatori della performance	24
2.5 Il ruolo del PE nei settori intensivi di capitale: il caso dell'O&G.....	26
2.6 L'approccio all'analisi empirica	29

3. Il settore Oil & Gas: struttura e sfide della transizione energetica	32
3.1 Filiera del settore Oil & Gas	32
3.2 Dinamiche macroeconomiche e geopolitiche	35
3.3 Transizione energetica e normative ESG	39
3.4 Strategie di adattamento delle compagnie O&G	42
3.5 Quadro regolatorio e fiscale	45
4. Il Private Equity nel settore Oil & Gas: trend e performance recenti	48
4.1 Track record 2020–2024	48
4.2 Distribuzione geografica degli investimenti	55
4.3 Fattori di attrattività economica	59
4.4 Rischi finanziari e reputazionali	64
4.5 Differenze tra fondi generalisti e energy-focused	70
4.6 Tipologie di asset O&G target	75
5. Operazioni M&A significative nel settore Oil & Gas	80
5.1 Principali operazioni del ciclo 2020–2024	80
5.2 Motivazioni economiche e strategiche	82
5.3 Performance post-deal	92
5.4 Lezioni apprese	96
5.5 Sintesi comparativa e posizione dell'autore	98
6. Caso studio: Blackstone - Tallgrass Energy (2019-2020)	102
6.1 Contesto e rationale dell'operazione	102
6.2 La struttura MLP e il contesto dei take-private midstream 2018-2020	103

6.3 Il processo di acquisizione: dalla partecipazione iniziale al take-private	106
6.4 La controversia di governance: la side-letter e il paradosso degli investitori istituzionali.....	108
6.5 La logica finanziaria dell'LBO midstream: il modello Blackstone.....	111
6.6 La performance operativa pre-delisting: la continuità della produzione	114
6.7 Il delisting come strumento di arbitraggio per sparizione dalla disclosure	115
6.8 Il caso Tallgrass e le ipotesi di ricerca	117
7. Caso studio: Baker Hughes – General Electric (2017).....	120
7.1 La fusione tra GE Oil & Gas e Baker Hughes: origini e motivazioni	120
7.2 L'asimmetria strategica tra i due soggetti: GE in crisi, Baker Hughes con una visione	121
7.3 Struttura dell'operazione e la separazione progressiva da GE	124
7.4 Il cuore della strategia: posizionarsi al centro del value chain energetico.....	126
7.5 L'acquisizione di Chart Industries: la coerenza della strategia nel tempo	128
7.6 Il gas come destinazione: una strategia guidata dai clienti	130
7.7 La tensione strutturale tra emissioni operative ed emissioni di sistema	132
7.8 Oltre le ipotesi di ricerca: Baker Hughes come caso limite e fonte primaria	133
7.9 Conclusioni del capitolo e implicazioni per la ricerca.....	135
8. Analisi critica e prospettive future	136
8.1 Introduzione: dalla descrizione all'argomento	136
8.2 La risposta alle ipotesi di ricerca: coesistenza e indistinguibilità.....	137
8.3 Il ruolo strutturale della mancanza di disclosure: un'osservazione scomoda.....	139
8.4 Il paradosso ESG: come la pressione per la sostenibilità ha creato le condizioni per l'arbitraggio	140
8.5 La prospettiva di Simonelli e la distinzione analitica nel mercato PE.....	142

8.6 La direzione normativa	144
8.7 I limiti della ricerca e le direzioni future	144
9. Conclusioni.....	146
9.1 La domanda di ricerca è la risposta che i dati consentono.....	146
9.2 I tre meccanismi identificati e il filo che li lega	147
9.3 Il paradosso ESG e le sue implicazioni	148
9.4 La prospettiva di Simonelli e la distinzione analitica mancante.....	149
9.5 Una proposta normativa originale: la Fossil Asset Opacity Fee	150
9.6 I limiti della ricerca e le direzioni future	154
9.7 La lezione finale.....	155

1. Introduzione

1.1 Contesto e rilevanza del tema

La transizione energetica verso un'economia a basse emissioni di carbonio non va a rappresentare soltanto una sfida tecnologica bensì un processo di profonda riallocazione del capitale investito in questo settore su scala globale, sebbene le politiche climatiche e gli obiettivi definiti dall'accordo di Parigi promuovano una progressiva decarbonizzazione dei sistemi produttivi, numerosi contributi in letteratura evidenziano come il sistema energetico mondiale stia andando verso una coesistenza strutturale tra fonti fossili e tecnologie a basse emissioni (IEA, 2024), in questa fase però le fonti di energia tradizionali continuano ad essere le fonti principali di energia nel mix energetico mentre le rinnovabili stanno gradualmente aumentando la loro quota.

In questo contesto, il settore Oil & Gas si colloca in una posizione caratterizzata da forti tensioni economiche e regolatorie, infatti, da un lato abbiamo la teoria degli stranded assets che suggerisce che una quota significativa degli asset fossili potrebbe perdere il proprio valore economico in presenza di politiche e normative green sempre più stringenti in un contesto globale sempre più incerto. I principali responsabili politici hanno concordato che l'aumento della temperatura non debba superare i 2°C rispetto all'epoca

preindustriale per tutto il XXI secolo, per raggiungere questo obiettivo le emissioni di anidride carbonica entro il 2050 non dovrebbero superare le 1.100 gigatonnellate ma a fronte di stime attuali dichiarate sappiamo che con questo ritmo andiamo verso un percorso che indica una quantità circa tre volte superiore alla soglia stabilita entro il 2050, tutto ciò implica che tra il 2010 e il 2050 circa un terzo delle riserve petrolifere rimanga inutilizzato andando a far aumentare il rischio di stranded asset (McGlade & Ekins, 2015; Semieniuk et al., 2022). Dall'altro lato, fattori quali la resilienza della domanda globale di idrocarburi e l'instabilità geopolitica continuano a sostenere la redditività di numerosi asset esistenti, mantenendo elevato l'interesse degli investitori per il comparto.

È all'interno di questa dinamica che il ruolo del Private Equity assume particolare rilevanza, infatti il modello di investimento dei fondi di Private Equity è tradizionalmente associato a strategie di creazione di valore basate sull'efficientamento operativo, sulla ristrutturazione aziendale e sull'utilizzo massiccio della leva finanziaria tramite il Leverage Buyout (LBO) attraverso l'acquisizione del controllo di maggioranza e dell'uso elevato della leva finanziaria (Kaplan & Strömberg, 2009). Tuttavia, l'applicazione di tale modello al settore Oil & Gas in un contesto di transizione energetica ha generato interpretazioni divergenti nella letteratura.

Una prima prospettiva interpreta l'intervento dei fondi di Private Equity come una forma di razionalizzazione industriale nella quale proprio i fondi agiscono come gestori specializzati di asset maturi andando a migliorarne l'efficienza operativa e a ridurre l'intensità emissiva, tutto ciò allineando tramite incentivi al management una quota

rilevante di upside equity e andando a ridurre le emissioni Scope 1 e Scope 2 nel breve termine anche in misura superiore rispetto alle imprese quotate con obblighi di rendicontazione maggiori e vincoli reputazionali più elevati. Una seconda linea di interpretazione evidenzia che il trasferimento di asset fossili maturi a soggetti privati che di conseguenza hanno obblighi di rendicontazione minimi possa ridurre la trasparenza ambientale complessiva andando a ritardare gli obiettivi prefissati quindi il processo di decarbonizzazione. Alla luce di queste posizioni contrastanti emerge la necessità di analizzare in modo sistematico se l'intervento dei fondi Private Equity nel settore Oil & Gas risponda prevalentemente a logica di efficientamento o arbitraggio regolatorio basata sull'acquisizione degli asset dismessi dagli operatori quotati oppure che vada a rappresentare un'evoluzione del modello di business orientata all'integrazione del rischio climatico nelle strategie d'investimento e nei criteri di rendimento finanziario.

1.2 Obiettivo e domanda di ricerca

Alla luce del contesto delineato, l'obiettivo principale di questa tesi è analizzare il ruolo strategico dei fondi PE nel settore Oil & Gas nel contesto della transizione energetica, andando a valutare in che misura le logiche tradizionali di creazione di valore si stanno adattando ad un contesto in cui le normative ed i vincoli ESG si stanno facendo sempre più stringenti.

La letteratura principale sul Private Equity evidenzia come il modello operativo classico dei fondi sia storicamente orientato all'ottimizzazione dell'efficienza aziendale, alla ristrutturazione operativa e all'utilizzo della leva finanziaria come strumento di valorizzazione degli asset (Kaplan & Strömberg, 2009). L'applicazione di questi meccanismi in settori ad alta intensità emissiva solleva interrogativi circa la sostenibilità di determinate strategie nel medio-lungo periodo, soprattutto all'emergere del rischio climatico come variabile finanziaria, studi recenti però stanno mostrando che gli investitori istituzionali stanno iniziando a considerare più efficace la gestione del rischio e l'engagement attivo con le imprese piuttosto che il disinvestimento come approccio per affrontare i rischi climatici, poiché i rischi legati al clima stanno producendo conseguenze sempre più significative dal punto di vista finanziario ed in particolare quelli regolatori hanno già iniziato a materializzarsi (Krueger, Sautner & Starks, 2020).

Parallelamente l'evidenza empirica suggerisce che il mercato finanziario tende a prezzare l'esposizione alle emissioni di carbonio con effetti che vanno direttamente sul costo del capitale e sulla valutazione degli asset energy intensive, attribuendo una compensazione richiesta maggiore per l'esposizione al carbon risk, in sostanza quindi le emissioni influenzano in modo significativo i rendimenti azionari andando a pesare in maniera concreta sui portafogli con il risultato che l'esposizione fossile possa portare rischi concreti (Bolton & Kacperczyk, 2021). Tali risultati indicano che il rischio climatico non rappresenta esclusivamente una questione normativa o reputazionale, ma assume una dimensione economico-finanziaria rilevante per le strategie di investimento.

Nel settore Oil & Gas queste dinamiche risultano particolarmente accentuate, la letteratura sugli stranded assets evidenzia che una quota significativa delle riserve fossili

se dovessero venire allineate agli obiettivi climatici andrebbero a creare potenziali perdite di valore per gli investitori (McGlade & Ekins, 2015). Analisi più recenti mostrano che tali perdite tendono a concentrarsi in misura rilevante nei portafogli finanziari delle economie avanzate andando così ad ampliare la dimensione sistemica del rischio associato alla transizione energetica (Semieniuk et al., 2022). In questo contesto, anche organizzazioni di ricerca indipendenti come Carbon Tracker Initiative (2013) hanno sottolineato come una parte consistente degli investimenti nel settore fossile possa tradursi in capitale che non potrà essere recuperato nel lungo periodo.

Alla luce di tali evidenze, emerge la necessità di capire in che modo i fondi PE che tipicamente hanno un orizzonte temporale di medio periodo e che sono caratterizzati da un approccio attivo alla governance stiano ricalibrando le loro strategie all'interno del settore Oil & Gas, recenti studi suggeriscono però che il cambiamento di proprietà verso investitori PE può influenzare in maniera importante le performance ambientali delle società energetiche anche se gli effetti risultano non omogenei e dipendenti dalle strategie adottate dai singoli fondi (Bai et al., 2023). Questo risultato ci dimostra che i fondi PE influenzano concretamente le performance ambientali ed energetiche all'interno delle società in cui investono, di conseguenza la gestione della società dall'interno appare più efficace rispetto alla mera vendita delle quote inquinanti in vista della transizione energetica, in questa situazione i fondi stanno adottando strategie sempre più diverse in cui acquistano società legate ad asset fossili con l'obiettivo di trasformarle e portarle verso energie rinnovabili.

Sulla base di queste premesse teoriche ed empiriche, la presente tesi ha l'obiettivo di capire in che modo i fondi di Private Equity stanno adattando le strategie d'investimento

nel settore Oil & Gas per bilanciare obiettivi finanziari e vincoli legati alla transizione energetica e per affrontare questo quesito, l'analisi tocca tre punti fondamentali in merito, in ordine sono, l'evoluzione delle strategie d'investimento in relazione ai cambiamenti del contesto regolatorio e di mercato (Kaplan & Strömberg, 2009; Krueger et al., 2020); i criteri di selezione degli asset Oil & Gas in funzione del profilo rischio-rendimento e dell'esposizione al rischio di stranded assets (McGlade & Ekins, 2015; Semieniuk et al., 2022); il ruolo dei fattori ESG e del carbon risk nella definizione delle strategie di investimento e di exit (Bolton & Kacperczyk, 2021; Bai et al., 2023).

L'obiettivo non è limitarsi alla descrizione dei trend osservabili, ma è quello di valutare se il comportamento dei fondi rappresenti un adattamento ad un nuovo modello di business all'interno di un contesto energetico in evoluzione oppure una mera risposta alle pressioni esterne, la domanda centrale a cui questa tesi intende rispondere è quindi se i fondi si stiano davvero adattando alla transizione energetica oppure stiano semplicemente reagendo alle pressioni esterne senza modificare in modo profondo le loro strategie d'investimento.

1.3 Metodologia della ricerca

L'elaborato adotta un approccio metodologico integrato, che combina strumenti di analisi quantitativa e qualitativa con l'obiettivo di offrire una visione più precisa possibile dei meccanismi d'investimento del Private Equity nel settore Oil & Gas in un contesto segnato dalla transizione energetica

La componente quantitativa si concentra sull'analisi degli investimenti realizzati dai fondi di Private Equity tra il 2020 e il 2024, in particolare, vengono esaminati i volumi delle operazioni, la loro distribuzione geografica, la tipologia di asset acquisiti ed i principali indici di performance finanziaria tra cui l'Internal Rate of Return (IRR) e il multiple on Invested Capital (MOIC), questi indicatori sono stati usati come proxy per valutare la redditività e la capacità dei fondi di generare cassa in un arco temporale di medio-lungo periodo. L'attenzione alla distribuzione geografica degli investimenti è fondamentale per capire come l'allocazione di capitali si muove tra aree globali con diverse condizioni normative. In questo senso, il dato quantitativo non è considerato solo in termini assoluti, ma anche come riflesso di scelte strategiche adattive da parte degli investitori.

Accanto all'analisi dei dati finanziari, la ricerca integra anche una visione su una componente qualitativa che cerca di comprendere in profondità le motivazioni strategiche che guidano le scelte dei fondi con particolare attenzione alle pratiche di gestione adottate nella fase di post-acquisizione. In questo ambito è prestata particolare attenzione soprattutto agli strumenti di engagement attivo che servono per affrontare i rischi legati al cambiamento climatico e che sembrano assumere peso crescente rispetto a strategie più standardizzate (Krueger, Sautner & Starks, 2020).

L'indagine qualitativa include l'analisi di un campione selezionato di operazioni di fusione e acquisizione nel comparto energetico, ogni caso è stato esaminato per identificare logiche economiche alla base dei deal, le strategie adottate successivamente alla fase di acquisizione e la modalità con cui sono stati gestiti i rischi ambientali con quelli finanziari. Un ulteriore elemento analizzato riguarda la possibile svalutazione degli

asset fossili a seguito dell'introduzione di normative ambientali più stringenti: tale rischio rappresenta una variabile chiave nella valutazione della solidità economica degli investimenti.

A supporto di questa analisi, viene sviluppato un caso studio industriale con funzione di benchmark, selezionato per la sua rappresentatività rispetto alle dinamiche del settore, infatti il caso ci permette di osservare le scelte di governance, la strategia di creazione di valore e le performance operative in un contesto reale andando a collegare i dati quantitativi ad una dimensione reale, concreta e contestualizzata.

L'indagine si arricchisce attraverso la realizzazione di un'intervista semi-strutturata condotta con un professionista di primo livello del settore Oil & Gas, l'obiettivo è raccogliere evidenze empiriche dirette sulle percezioni del rischio climatico, sull'influenza delle normative ambientali nel settore e quanto e come le pressioni regolatorie e reputazionali incidono sulle decisioni d'investimento, quindi l'inserimento di una fonte primaria ci consente di rafforzare l'analisi andando a fornirci un punto di vista interno al settore e andando a ridurre il gap tra riflessione teorica e pratica aziendale.

Nel complesso, l'integrazione tra analisi quantitativa e qualitativa risulta particolarmente adeguata per lo studio di un settore caratterizzato da forte complessità decisionale e da una crescente pressione esterna. Questo approccio consente di valorizzare la complementarità tra dati oggettivi e interpretazioni strategiche, offrendo una lettura più completa e robusta del ruolo del Private Equity nella fase di transizione energetica.

1.4 Struttura della tesi

La tesi è articolata in nove capitoli, organizzati in modo da sviluppare progressivamente l'analisi dal quadro teorico generale all'esame empirico del ruolo del Private Equity nel settore Oil & Gas.

Il Capitolo 2 presenta il quadro teorico di riferimento sul Private Equity, andando ad analizzare le principali caratteristiche operative, i vari indici di valutazione di un investimento, meccanismi di creazione di valore e il ruolo della governance attiva nelle imprese partecipate. Questo capitolo getta le basi per comprendere al meglio la logica dietro ai deal analizzati nelle sezioni successive.

Il Capitolo 3 è dedicato all'analisi del settore Oil & Gas, con particolare attenzione alla struttura della filiera, alle dinamiche di mercato e alle sfide che questo settore sta affrontando a causa delle pressioni climatiche e della transizione energetica. Vengono inoltre analizzate le varie normative e vincoli regolatori che costituiscono il settore e influenzano gli investimenti.

Il Capitolo 4 esamina i trend recenti degli investimenti dei fondi di Private Equity nel settore energetico, attraverso un'analisi quantitativa dei flussi di capitale, della distribuzione di capitale e della distribuzione geografica delle operazioni oltre alle tipologie di asset target. Questo capitolo consente di individuare i cambiamenti nei pattern di allocazione del capitale nel periodo considerato.

Il Capitolo 5 approfondisce le principali operazioni di fusione e acquisizione nel comparto Oil & Gas, analizzando le caratteristiche dei deal, le strategie adottate dai fondi

e le performance post-acquisizione. Tale analisi permette di collegare i trend aggregati alle dinamiche operative dei singoli investimenti.

Il Capitolo 6 presenta il caso studio Blackstone-Tallgrass Energy (2019-2020), utilizzato per analizzare nella sua forma più pura l'arbitraggio regolatorio con il take-private e il conseguente delisting dai mercati regolamentati.

Il Capitolo 7 analizza il caso studio Baker Hughes-General Electric (2017), integrando i risultati dell'analisi quantitativa e qualitativa con una prospettiva diretta ottenuta tramite un'intervista condotta dall'autore con Lorenzo Simonelli, Chairman, President e CEO di Baker Hughes, nell'aprile 2026.

Il Capitolo 8 sviluppa l'analisi critica trasversale dei casi empirici, formulando una risposta articolata alle ipotesi di ricerca, andando a presentare brevemente le conclusioni poi presentate in maniera rigorosa e approfondita all'interno del capitolo 9.

Il Capitolo 9 presenta le conclusioni della ricerca, sintetizzando i tre meccanismi identificati ovvero brown spinning, arbitraggio per sparizione dalla disclosure ed efficientamento abilitante, il filo analitico che li lega e la formulazione di una normativa concreta che possa realmente essere attuata in un contesto di asimmetria informativa come quello attuale con implicazioni per la letteratura e per il dibattito normativo sulla transizione energetica.

Capitolo 2 Il Private Equity: natura, meccanismi e logiche finanziarie

2.1 La definizione di Private Equity e le sue caratteristiche

Un tipo di investimento istituzionale in capitale di rischio di società non quotate su mercati regolamentati è noto come Private Equity (PE). L'obiettivo principale è creare valore nel medio-lungo periodo attraverso la gestione attiva delle aziende acquisite. Tuttavia, questa definizione operativa non copre l'essenza del fenomeno in questione, poiché il PE è un modello di governance completamente diverso da un metodo di finanziamento alternativo semplice.

Per iniziare a comprendere tutto quanto dobbiamo iniziare a parlare di un problema reale di cui si è spesso discusso, "i conflitti di agenzia". Già nel 1989 Michael Jensen aveva individuato dei problemi nelle società per azioni ad azionariato diffuso, in particolare tra i manager e gli azionisti.

Il cuore del problema appunto è che spesso gli azionisti sono troppo numerosi e non sono coinvolti nella gestione quotidiana per avere un controllo, quindi i manager possono agire in modo egoistico per il bene proprio piuttosto che per quello degli stakeholder. Ad esempio, possono aumentare la dimensione dell'azienda per migliorare la reputazione, diversificare l'attività per ridurre il rischio occupazionale o trattenere liquidità piuttosto che lasciarla agli azionisti (Jensen, 1989). Queste azioni comportano costi di agenzia o perdite di valore reale per gli investitori.

Il modello PE utilizza tre meccanismi concreti per risolvere questo problema.

Il primo di essi è la riconcentrazione della proprietà, dove i fondi PE siedono nei consigli di amministrazione, nominano il management e monitorano l'attività aziendale mensilmente o settimanalmente. Inoltre, sono in possesso di pacchetti di controllo, a differenza dei piccoli azionisti di una società quotata che sono solo spettatori passivi, hanno l'autorità e l'incentivo per influenzare direttamente le decisioni strategiche.

Il secondo meccanismo è il sistema di incentivi della gestione in cui attraverso obblighi di co-investimento e piani di opzioni di azioni aggressive, il patrimonio personale dei manager viene collegato ai risultati finanziari dell'azienda quindi in questo caso il management condivide sia il rischio di perdita che il potenziale di guadagno riducendo in questo modo i comportamenti opportunistici ed il rischio di far prendere decisioni ai manager non in linea con gli azionisti (Kaplan & Strömberg, 2009).

Quindi in sostanza invece di continuare a lavorare come funzionario stipendiato, il manager di un'azienda controllata da un fondo PE diventa di fatto un co-imprenditore.

Il terzo elemento è la gestione dell'informazione. A differenza degli obblighi delle borse valori di trasparenza trimestrale, i fondi PE possono adottare metodi di ristrutturazione complessi che richiedono tempo e riservatezza ed è proprio questo il punto fondamentale che ci porta a voler rispondere alla domanda principale di questa tesi, cioè la riservatezza che i fondi PE possono adottare cosa che le imprese quotate non possono fare, per gli obblighi di trasparenza che li libera appunto dalla pressione del breve termine dove non devono concentrarsi sui risultati trimestrali ma sulla creazione di valore nel medio-lungo termine.

La tesi dell'efficienza del modello PE si basa su tre punti fondamentali: controllo proprietario, riservatezza gestionale e allineamento degli incentivi. Inoltre, gli stessi strumenti sono utilizzati per attrarre fondi di PE nei settori O&G, come vedremo nei prossimi capitoli. La crescente pressione esercitata sulle società quotate più significative per soddisfare i criteri ESG è la causa di ciò, infatti bisogna comprendere se questi strumenti vengono utilizzati per generare valore e accompagnare la transizione energetica, o se vengono utilizzati per nascondere una continuità operativa nel settore fossile che i mercati pubblici non possono più giustificare e che invece i fondi di PE possono attuare. Questa è la domanda principale che questo studio vuole affrontare.

Tuttavia, è necessario notare un limite contestuale nel modello di Jensen, la sua indagine inizia alla fine degli anni Ottanta, quando l'attenzione degli investitori istituzionali era esclusivamente sulla questione finanziaria, infatti all'epoca il rischio ESG non era una categoria analitica e l'impatto ambientale di un'impresa non era un fattore rilevante per la valutazione, pertanto, l'applicazione del modello di Jensen nel settore petrolifero e del gas introduce una tensione che l'autore non aveva previsto: i meccanismi che rendono il PE efficiente dal punto di vista finanziario, come la riservatezza, l'assenza di scrutinio pubblico e un orizzonte temporale definito, sono gli stessi che potrebbero renderlo opaco dal punto di vista ambientale, andando ad acquistare asset che le aziende quotate non possono più detenere per via delle norme ambientali sempre più rigide. Sebbene questa contraddizione non invalidi il modello, ne limita l'utilizzo e costituisce la domanda di ricerca che questa tesi si propone di studiare.

2.2 Il periodo di durata di un investimento PE

Una distinzione significativa tra le imprese industriali tradizionali e i fondi di private equity è l'orizzonte temporale. Anche se l'azienda è stata progettata per operare a tempo indeterminato secondo il principio della continuità aziendale (going concern), il fondo PE è uno strumento finanziario a vita finita. La forma giuridica più comune è la Limited Partnership, che generalmente dura dieci anni con proroghe che possono andare da 1 a 2 anni in base alle esigenze e ad eventi particolari. Questo lasso temporale non è un dettaglio ufficiale ma imposta un ritmo rigido a tutte le attività di creazione di valore e ostacola le strategie inefficaci.

La divisione dei ruoli nel fondo è regolata dal Limited Partnership Agreement (LPA), in cui da un lato, abbiamo i Limited Partners (LPs) cioè fondi pensione, compagnie assicurative, sovereign wealth funds e family offices che apportano la quasi totalità del capitale solitamente si parla del 98/99%, ma non sono in grado di gestire le singole operazioni e beneficiano in cambio di responsabilità limitata è quindi anche in caso di cattiva gestione da parte del GP sarà proprio quest'ultimo a rispondere illimitatamente con il proprio patrimonio e non l'LP.

Parlando invece della società di gestione, nota come General Partner (GP appunto), prende tutte le decisioni di investimento, assume responsabilità illimitata per le obbligazioni del fondo e apporta una quota minima di capitale chiamata anche "skin in the game" (solitamente si parla dell'1/2%).

Il ciclo di vita decennale di un fondo PE si divide in 4 fasi:

La prima fase è la raccolta di fondi (anno 0-1), in cui il GP chiede all'LP impegni di capitale presentando la propria proposta di investimento. In questo momento, il fondo funziona come un blind pool perché gli investitori versano denaro senza sapere quali asset verranno acquisiti, basandosi sul passato del team di gestione e su strategie specifiche mostrate al momento della proposta.

Segue la finestra dedicata alla costruzione del portafoglio, il Periodo di Investimento (Anni 1-5) in cui invece di ricevere tutto il denaro subito, il fondo richiama il capitale o "capital calls" man mano che trova opportunità. (Il termine "dry powder" si riferisce al capitale impegnato ma non ancora investito). La pressione sulle risorse finanziarie è alta e il mancato impiego del capitale entro il quinto anno spesso porta a commissioni di gestione più basse.

La gestione e la creazione di valore (anni 3-7) è la fase centrale in cui il fondo implementa il piano industriale e le strategie mostrate nel momento della proposta d'investimento. Le tattiche che possono essere utilizzate per migliorare l'attività operativa includono il taglio dei costi e la crescita dell'acquisizione, o buy-and-build, per creare economie di scala.

Nell'ultima fase si parla di disinvestimento (Anni 6-10), dove il fondo liquida le partecipazioni per monetizzare il valore creato e restituire il capitale agli LP. Le principali strategie di exit sono: l'offerta pubblica iniziale (IPO), la vendita a un compratore industriale strategico (Trade Sale) e la vendita a un altro fondo PE, la vendita viene attuata perché il fondo in questione ha esaurito le leve di ottimizzazione per quegli asset e di conseguenza quest'ultimi verranno comprati da imprese che lavorano nello stesso

comparto e che possono quindi utilizzare le loro risorse, creare economie di scala o semplicemente garantire una nuova fase di espansione a quel fondo.

Dal punto di vista dei flussi di cassa, questo ciclo genera la caratteristica J-Curve: a causa delle commissioni di gestione e dei costi di transazione, i rendimenti netti sono negativi nei primi anni e diventano positivi solo dopo la maturazione degli investimenti e delle dismissioni del fondo.

2.3 Strategie per gli investimenti

In passato, le strategie di Private Equity nel settore petrolifero e gas hanno prevalso sulla logica del leveraged buyout (LBO). L'acquisizione di una società target finanziata principalmente tramite debito è noto come LBO.

Il fondo costituisce una NewCo capitalizzata usando una parte di equity (30-40%) è l'altra parte usando il debito bancario o obbligazionario "High Yield" (60-70%). Il debito contratto per l'acquisto entra direttamente nel bilancio della società operativa dopo che NewCo acquista e si fonde con la società target.

La ragionevolezza economica dell'uso di una leva finanziaria così aggressiva si basa su tre pilastri che sono i pilastri portanti dei fondi PE.

Il primo è l'effetto moltiplicatore finanziario. L'uso del debito aumenta il rendimento atteso sul capitale proprio (Return on Equity) a condizione che il rendimento operativo degli asset superi il costo del debito. Poiché il fondo investe solo una frazione

del prezzo totale dell'azienda, anche un piccolo aumento del suo valore complessivo sarà molto vantaggioso per gli azionisti del fondo.

Il secondo pilastro è il vantaggio fiscale (tax shield) dove gli interessi passivi sul debito possono essere deducibili dall'utile imponibile. Di conseguenza, l'elevato indebitamento riduce l'esborso fiscale, trasferisce ricchezza agli investitori e aumenta i flussi di cassa netti disponibili per il servizio del debito e nuovi investimenti.

L'effetto disciplinare del debito è il terzo pilastro della Free Cash Flow Theory, sviluppata da Jensen nel 1986. In questo articolo si dimostrava empiricamente che, piuttosto che restituirla agli azionisti, i manager di aziende con molta liquidità libera la distruggono in progetti con rendimenti negativi, acquisizioni sovrappagate o benefici personali. Imponendo restrizioni severe per l'elevato indebitamento post-LBO risolve questo problema perché l'obbligo di pagare rate elevate di interessi assorbe liquidità in eccesso e costringe il management a controllare attentamente il taglio dei costi e l'efficienza operativa. Il debito è qualcosa di più di un semplice mezzo di finanziamento: è un sistema di controllo esterno che sostituisce l'insufficiente supervisione degli azionisti dispersi.

È importante notare che la logica LBO applicata a un settore che sta subendo un declino strutturale, come il settore dei combustibili fossili nella transizione energetica, è molto diversa dalla logica LBO tradizionale applicata a un'azienda in crescita. In quest'ultimo modello un fondo solitamente acquista un'azienda sottovalutata o in crisi per migliorarla e aumentare il suo valore prima di venderla ad una somma più elevata. Il principale multiplo che viene controllato per aumentare il rendimento è la crescita

dell'EBITDA. Nel caso degli asset fossili acquisiti durante la transizione energetica, la logica viene invertita infatti in questo caso l'obiettivo non è quello di aumentare il valore (come nell'LBO tradizionale), ma quello di massimizzare l'estrazione di cassa nel tempo residuo prima che si materializzi il rischio di stranded asset. Ovviamente da ciò ci si può domandare se siccome si possono andare a creare gli stranded asset conviene veramente acquistare questi asset fossili oppure no e la risposta risiede nel fatto che i flussi di cassa generati nel corso dell'operazione siano strutturalmente superiori alla perdita di valore finale attesa, rendendo l'investimento complessivamente redditizio.

Il debito LBO viene ripagato attraverso flussi di cassa operativi di asset maturi che non richiedono un grande reinvestimento. Questo schema, che potremmo chiamare LBO da declino, è strutturalmente diverso e merita un'osservazione analitica perché la letteratura tradizionale sul PE non lo utilizza sempre in modo chiaro.

2.4 Indicatori della performance

A causa dell'illiquidità degli asset e dell'assenza di un prezzo di mercato quotidiano che consenta di valutare il portafoglio in tempo reale, la misurazione di tutte le performance del Private Equity può risultare difficoltosa e complessa da misurare, a differenza delle public companies. Le misurazioni più importanti in questo settore sono:

L'Internal Rate of Return (IRR) è il tasso di sconto che rende il Valore Attuale Netto di tutti i flussi di cassa dell'investimento uguale a zero e serve a misurare il rendimento percentuale annualizzato generato rispetto all'investimento iniziale. È la metrica standard

che viene utilizzata per confrontare diversi tipi di fondi ma nonostante ciò, l'IRR ha un limite importante: quando viene valutato nel tempo, compensa sproporzionatamente la velocità di esecuzione, ad esempio un guadagno di due anni produce un IRR matematicamente molto più elevato rispetto a quello di cinque anni, il che crea un incentivo comportamentale a realizzare un'uscita rapida (quick flip) o a utilizzare strumenti di ingegneria finanziaria per gonfiare artificialmente il dato riportato.

Questo limite viene compensato con il Multiple on Invested Capital (MOIC), noto anche come Cash-on-Cash multiple. Questa misura mostra il rapporto tra la liquidità restituita dal fondo e il capitale iniziale investito. Se un fondo investe 100 milioni di dollari e ne restituisce 250 milioni di dollari, il MOIC è pari a 2,5 volte. A differenza dell'IRR, la creazione di ricchezza del MOIC viene misurata in termini assoluti senza contare il fattore tempo quindi la durata dell'investimento. A titolo esemplificativo, si consideri un fondo che investe 100 milioni di euro nell'acquisizione di un asset O&G e ne ricava 250 milioni dopo sette anni: il MOIC è pari a 2,5x. Se la stessa uscita fosse avvenuta dopo tre anni, il MOIC sarebbe rimasto invariato a 2,5x, ma l'IRR sarebbe risultato significativamente più elevato, evidenziando come le due metriche debbano essere lette congiuntamente per una valutazione completa della performance.

Entrambi gli indicatori vengono utilizzati per un'analisi completa. Dalla metodologia Public Market Equivalent (PME), sviluppata da Kaplan e Schoar (2005) possiamo notare che dopo aver esaminato oltre 700 fondi PE americani essi hanno scoperto che i rendimenti dei fondi erano molto più elevati rispetto a quelli del mercato pubblico e che i fondi che avevano sovraperformato in passato tendevano ad avere le stesse performance anche in investimenti futuri, questo ci fa capire quindi che oltre alle

condizioni favorevoli del mercato il rendimento viene determinato anche dalla bravura del GP (Kaplan & Schoar, 2005). Il PME quindi compara i rendimenti del fondo con quelli che si sarebbero ottenuti investendo gli stessi flussi di cassa in un indice azionario pubblico di riferimento nelle stesse date. Ciò consente al manager di distinguere l'alpha reale ovvero il rendimento extra dovuto alla bravura nel prendere determinate decisioni strategiche rispetto all'andamento passivo del mercato chiamato (Beta).

2.5 Il ruolo del PE nei settori intensivi di capitale: il caso dell'O&G

Le caratteristiche finanziarie degli asset energetici forniscono una solida giustificazione per l'interesse strutturale del Private Equity nel settore dell'O&G. Il settore viene chiamato capital-intensive perché richiede grandi investimenti iniziali per l'esplorazione, la perforazione e lo sviluppo delle infrastrutture anche se una volta terminata la fase di costruzione, questi asset entreranno nella fase operativa che avrà costi marginali relativamente bassi e flussi di cassa stabili ed affidabili per decenni.

Questa prevedibilità dei flussi di cassa può sostenere perfettamente la leva finanziaria tipica degli LBO. Le banche sono disposte a prestare grandi somme di denaro per 3 motivi principali: il primo è che le banche non valutano il prestito basandosi solo sul patrimonio fisico ma anche ad eventuali contratti a lungo termine già siglati, quindi la capacità di generare flussi di cassa lungo il tempo; il secondo punto sono le arrangement fees ovvero quando viene emesso un debito tanto elevato i fondi sono "costretti" a pagare consistenti commissioni di strutturazione (underwriting); il terzo ed ultimo invece si basa

sulla garanzia di gestione del fondo ovvero che avere un PE come azionista di controllo viene percepito dalle banche in maniera molto positiva.

Parlando ora in generale lo scenario competitivo di oggi è stato completamente cambiato dall'emergere di una nuova variabile di rischio, gli "asset incagliati" che nella letteratura finanziaria e ambientale, questo termine è utilizzato per descrivere infrastrutture e riserve di combustibili fossili che potrebbero perdere inaspettatamente il loro valore e non essere più economicamente sfruttabili prima della fine della loro vita utile fisica. Le cause possono essere: inasprimento delle leggi climatiche, come le tasse sul carbonio e i divieti di estrazione, l'innovazione tecnologica che rende le rinnovabili più economiche o cambiamenti strutturali nei gusti degli investitori e questa variabile sta prendendo sempre più piede perché queste leggi/tasse/divieti con i criteri ESG possono essere improvvisi o molto repentini.

Secondo Semieniuk et al. (2022), una transizione disordinata verso un'economia a basse emissioni di carbonio potrebbe causare perdite per investitori privati globali di un valore compreso tra 1,4 e 4 trilioni di dollari. Gli investitori istituzionali dei paesi avanzati sono tra i più vulnerabili perché sono quelli che detengono le quote maggiori di titoli azionari ed obbligazionari legati ai combustibili fossili (Semieniuk et al., 2022).

In risposta a questo scenario, si sta verificando un fenomeno di divergenza crescente tra i mercati dei capitali privati e pubblici. Le banche e gli investitori azionari pubblici stanno diminuendo via via sempre di più l'esposizione al settore fossile dovuto alle pressioni ESG.

Tuttavia i fondi di PE stanno occupando questo spazio vuoto, infatti, i numeri evidenziano questo fenomeno e ciò si può vedere in circa 500 transazioni che vanno dal 2015 al 2021 dove appunto i fondi acquistano asset di questo tipo per circa 60 miliardi di dollari che sarebbe tre volte l'importo totale investito nelle energie rinnovabili (Gözlügöl & Ringe, 2023).

Questo processo lo si può dimostrare con questo esempio quando nel 2017, le emissioni di ConocoPhillips sono diminuite del 22% dovute alla vendita di asset O&G a Hilcorp Energy, una società privata supportata da Carlyle Group diventato il maggior emettitore di metano negli USA (Gözlügöl & Ringe, 2023). Quindi invece di essere scomparse, le emissioni semplicemente si sono spostate in un segmento del mercato meno visibile e meno sottoposto al controllo pubblico.

Il ruolo di "investitori di ultima istanza" è concesso ai fondi PE per due motivi strutturali. Prima di tutto, si è stabilito un periodo di tempo relativamente breve (5-7 anni) ma abbastanza sufficiente da poter massimizzare l'estrazione di cassa dagli asset fossili esistenti prima che l'opportunità si possa chiudere definitivamente, in secondo luogo, questi fondi sono molto meno influenzati dall'opinione pubblica e ciò permette di svincolarsi dalle pressioni ESG che invece vincolano le imprese esposte a mercato pubblico. Per gestire le strategie di disinvestimento essi acquisiscono asset a sconto da società pubbliche e utilizzano i maggiori investimenti possibili per generare cassa il più possibile durante tutta la durata dell'investimento sugli asset già esistenti e acquisiti.

Inoltre c'è una coerenza strutturale molto elevata tra opportunità d'investimento degli asset fossili nella transizione energetica e orizzonte temporale dei fondi PE, infatti,

un fondo con durata decennale ha abbastanza tempo per estrarre tutto il valore dagli asset senza dover tenere conto dei cambiamenti climatici o delle continue pressioni ESG a differenza delle imprese pubbliche che devono tener conto di quest'ultime. Quindi possiamo capire da questo scenario, la grande compatibilità strutturale tra due orizzonti temporali simili che vanno a favorire i fondi PE in questo tipo di investimenti.

In sostanza i fondi non sono solo degli investitori ma sono quegli acquirenti di asset fossili più adatti per gestire la fase finale di un settore ormai in declino programmato che punta a massimizzare il guadagno in una finestra temporale sempre più breve.

2.6 L'approccio all'analisi empirica

I capitoli successivi forniranno le basi teoriche per l'indagine empirica. L'obiettivo principale di questa analisi è quello di determinare se l'intervento dei fondi PE nell'O&G sia davvero conforme alle logiche di creazione di valore green, andando a seguire le linee guida impartite dai criteri ESG oppure a strategie di arbitraggio meramente opportunistiche che vanno a sfruttare la differenza tra le leggi per aggirare determinate regole ma non per essere più efficienti e sostenibili. Proprio su questo andremo a testare due ipotesi diverse che ci aiuteranno ad approfondire questo dibattito.

La prima ipotesi è quella dell'efficientamento operativo ovvero nota anche come miglioramento operativo, infatti, con questa idea si afferma che i fondi PE possono aiutare a ridurre davvero l'inefficienza, a migliorare la gestione del rischio e alla riduzione delle emissioni per unità di prodotto. Questa prospettiva, quindi, sostiene che i fondi

incentivano davvero l'efficienza perché un'impresa con bassi rischi ambientali varrà molto di più agli occhi degli investitori mondiali piuttosto che un'impresa con “debiti nascosti” che avrà sicuramente un valore minore. Questa ipotesi in parte viene sostenuta da Bellon (2020) dicendo che i fondi PE riducono davvero l'inquinamento quando le aziende target operano in contesti in cui ci sono forti pressioni regolatorie ESG. Tuttavia, si può osservare il fenomeno contrario nel caso in cui il rischio regolatorio è basso suggerendo una condizionalità importante che andremo ad analizzare in seguito in maniera empirica.

La seconda ipotesi nota anche come arbitraggio regolatorio o “Brown Spinning” presenta una situazione più delicata è che dovremmo analizzare in maniera più approfondita. Secondo Gözlügöl e Ringe (2023), le emissioni fisiche vengono semplicemente spostate in un'area del mercato più trasparente e meno soggetta a pressioni e regolamentazioni green è quindi più difficile da monitorare in modo tale da ripulire i bilanci delle società quotate per soddisfare tutti quei criteri ESG. Quindi in una situazione del genere anziché ridurre le emissioni questi asset vengono semplicemente spostati non andando ad apportare modifiche alla situazione ambientale attuale.

La tensione che si trova tra queste due ipotesi è l'oggetto principale della domanda di ricerca di questa tesi, infatti, nei capitoli successivi andremo ad analizzare dati di mercato, volumi di investimento e casi studio specifici per andare ad identificare le dinamiche predominanti che influenzano l'attuale fase storica della transizione.

In tutto ciò è fondamentale riconoscere il limite metodologico che accompagna qualsiasi analisi empirica dei fondi PE in questo settore, dato dalla mancanza o parzialità dei dati disponibili per analizzare questo fenomeno nella sua interezza. Per questo motivo la scarsa disponibilità di dati potrebbe andare a limitare la nostra risposta, poiché come discusso in precedenza i fondi, a differenza delle società quotate, non sono soggetti a obblighi di disclosure pubblica.

I dati che andremo ad utilizzare in questa tesi spesso provengono da dichiarazioni volontarie o da ricostruzioni indirette che ci permettono di provare a ricostruire nella maniera più precisa possibile la risposta alla nostra domanda. Nonostante questa premessa, dobbiamo imporre cautela nell'interpretazione, poiché ciò che vediamo è che analizziamo non è altro che una piccola parte di un fenomeno molto più ampio. La riservatezza operativa, che è la stessa che rende i fondi PE attraenti per gli investitori, è anche la principale difficoltà per chi cerca di valutare l'impatto ambientale dall'esterno. Questa consapevolezza metodologica non si limita alla tesi ma costituisce una conclusione implicita: finché i fondi PE non verranno sottoposti a obblighi di trasparenza analoghi a quelli delle imprese quotate, la domanda di ricerca di questo lavoro rimarrà empiricamente aperta, generando inevitabilmente divergenze interpretative.

3. Il settore Oil & Gas: struttura e sfide della transizione energetica

3.1 Filiera del settore Oil & Gas

Per comprendere le logiche di investimento del Private Equity nel settore Oil & Gas, è necessario partire da una descrizione strutturata della filiera produttiva che si suddivide in tre segmenti diversi tra loro: upstream, midstream, downstream. Questi 3 segmenti sono completamente differenti tra loro per il profilo di rischio, per struttura dei costi e attrattività dei capitali ed infine la natura dei ricavi.

Il segmento upstream chiamato anche Exploration & Production comprende tutte quelle attività che vengono prima dell'estrazione vera e propria come ad esempio le indagini geologiche, sismiche, perforazione esplorazione ed infine il completamento, in sostanza tutte quelle azioni che servono a trovare il petrolio e il gas e riportarlo in superficie. Questo segmento è il più rischioso dei 3 perché richiede ingenti somme di denaro anche prolungate nel tempo prima di generare qualsiasi ritorno di cassa. I costi di esplorazione e sviluppo possono impiegare anni prima di tradursi in produzione commerciale, il che rende l'upstream particolarmente vulnerabile alle fluttuazioni del prezzo del petrolio. Al tempo stesso è il segmento con la percentuale rischio/guadagno più alta dei tre in quanto il valore di una riserva estratta dipende quasi esclusivamente dal prezzo spot del greggio e dal costo operativo marginale di estrazione. Vale la pena notare che questa struttura temporale, con investimenti iniziali elevati seguiti da una fase operativa a costi marginali bassi e flussi di cassa stabili come ne parleremo poco più avanti è esattamente il profilo che, come illustrato nel Capitolo 2, rende gli asset O&G

compatibili con la leva finanziaria tipica degli LBO e con la J-Curve caratteristica del ciclo di vita di un fondo PE.

Il segmento midstream va a costituire esattamente il segmento di mezzo che fa da ponte tra la produzione e il mercato finale va ad includere il trasporto degli idrocarburi tramite oleodotti gasdotti, navi cisterna e lo stoccaggio in deposito o terminal nonché la lavorazione preliminare del gas grezzo. La principale differenza tra quest'ultimo e l'upstream è il profilo di rischio dove nel midstream decisamente più basso. Questa caratteristica lo rende particolarmente attraente per investitori istituzionali orientati al rendimento ricorrente, come i fondi infrastrutturali.

Il segmento downstream infine parla della raffinazione del greggio in prodotti finiti, come benzina, gasolio, cherosene e combustibili per uso industriale, nonché la distribuzione e la vendita al consumatore finale. Includendo anche la produzione petrolchimica la trasformazione degli idrocarburi in materie prime per l'industria plastica, farmaceutica e cosmetica. Rispetto agli altri segmenti, il downstream è principalmente caratterizzato da margini di raffinazione più volatili, che dipendono dalla differenza tra il prezzo del greggio acquisito e quello dei prodotti finiti venduti, una differenza nota anche come “crack spread”.

Per i fondi di Private Equity i 2 segmenti più attrattivi sono l'upstream e il midstream.

Per quanto riguarda l'upstream le ragioni sono:

- Valutazioni a sconto questo perché spesso per via delle pressioni ESG le quotate vendono asset già maturi a prezzi scontati
- Efficienza operativa (EBITDA): i fondi sanno gestire in maniera molto più snella determinate asset come (pozzi) rispetto ad una major e di conseguenza aumentare i profitti anche in maniera repentina.
- Hedging: i fondi di PE utilizzano dei derivati per bloccare il prezzo del petrolio ad una determinata cifra.
- LBO da declino: comprano direttamente il pozzo.

Per quanto riguarda invece il midstream abbiamo:

- Prevedibilità dei flussi di cassa: i ricavi derivano praticamente sempre da contratti già regolati quindi il fondo conosce perfettamente il suo cash-flow anche da qui a cinque anni.
- Capacità di indebitamento: siccome i flussi sono sicuri anche le banche sono disposte a sborsare maggior debito (quindi maggior leva finanziaria per il fondo).
- Bassa esposizione al prezzo del barile: in questi casi non si parla di prezzo ma di volume di trasporto quindi anche se il prezzo crolla continuo ad incassare il “pedaggio” per ogni barile trasportato.

Le principali compagnie petrolifere internazionali, dette "major", come ExxonMobil, Shell, BP, TotalEnergies e Chevron, sono solitamente aziende che operano in tutti e tre i segmenti della filiera potendo così andare a compensare la volatilità dei margini in un determinato segmento con gli altri. Le compagnie indipendenti, invece tendono a specializzarsi in 1 al massimo 2 segmenti potendo essere influenzati

maggiormente dalle oscillazioni ma anche potendo specializzare competenze più approfondite. È proprio tra le compagnie indipendenti, e tra le attività cedute dai grandi gruppi integrati, che i fondi PE hanno trovato il terreno più fertile per i propri investimenti, come vedremo nei capitoli successivi.

3.2 Dinamiche macroeconomiche e geopolitiche

Il settore O&G è storicamente uno dei mercati più sensibili alle variabili macroeconomiche e geopolitiche globali, il che lo rende strutturalmente diverso da altri settori capital-intensive come le infrastrutture o le utility. Il prezzo del petrolio fondamentale per l'intera industria non è determinato esclusivamente dal costo di produzione o dalla domanda di lungo periodo bensì dalla combinazione di fattori spesso imprevedibili e non lineari che andremo ad approfondire di seguito. Questa volatilità strutturale ha implicazioni dirette per la logica degli LBO nel settore fossile discussa nel Capitolo 2: la capacità di servire il debito post-acquisizione dipende in larga misura dalla stabilità dei flussi di cassa operativi, che a loro volta dipendono dall'andamento del prezzo degli idrocarburi.

Il principale meccanismo di coordinamento dell'offerta globale è storicamente rappresentato dall'OPEC, l'Organizzazione dei Paesi Esportatori di Petrolio, che nella sua forma allargata (OPEC+ include anche la Russia e altri produttori non arabici). Quest'organizzazione controlla una fetta rilevante di tutta la produzione mondiale e usa le decisioni sui tetti produttivi come strumento di stabilizzazione. Le decisioni dell'OPEC+ rimangono una delle principali fonti di incertezza per gli investitori nel

settore anche perché non sempre si traducono in un effettivo supporto ai prezzi dovuti a decisioni di altri paesi come gli USA con la produzione shale che rende quasi immuni tutte le decisioni prese dall'OPEC+.

La produzione shale sarebbe l'estrazione da parte degli USA sarebbe l'estrazione di idrocarburi da rocce sedimentarie.

Secondo le previsioni dell'EIA (U.S. Energy Information Administration), il prezzo del Brent (punto di riferimento più importante sul prezzo del petrolio) era atteso in calo da una media di 81 dollari al barile nel 2024 a circa 66 dollari nel 2026, per effetto della crescente produzione non-OPEC+ e di una domanda globale in rallentamento (EIA, 2025), uno scenario che tuttavia è stato radicalmente ribaltato dagli eventi geopolitici discussi di seguito.

Sul lato della domanda, le dinamiche macroeconomiche dei grandi paesi emergenti, in particolare della Cina e dell'India, esercitano un'influenza crescente. La Cina che sta vivendo un periodo di transizione in cui sta passando da promotrice della crescita della domanda globale post-pandemico a riduzione della sensibilità della domanda di energia agli stimoli fiscali tradizionali. L'India, al contrario della Cina, è destinata a diventare uno dei principali driver macroeconomici per la crescita della domanda di petrolio man mano che la sua industrializzazione e urbanizzazione progredisce.

Sul lato geopolitico, il settore O&G è intrinsecamente esposto a eventi di rischio concentrati geograficamente. Il Medio Oriente rimane l'area con il rischio e la vulnerabilità strutturale maggiore perché concentra una quota molto rilevante dei flussi commerciali e delle riserve petrolifere mondiali, un esempio molto importante che

andremo a riprendere dopo quando affronteremo questo tema è proprio lo stretto di Hormuz in cui transita almeno il 20% del commercio globale petrolifero. Diciamo che in questo periodo storico ci troviamo in una situazione geopolitica abbastanza delicata per via di diverse tensioni mondiali che andremo ad approfondire qui di seguito.

La prima situazione che andremo ad approfondire riguarda il conflitto israelo-palestinese in cui abbiamo visto ad esempio gli attacchi alle infrastrutture di trasporto nel mar rosso nel 2023-2024 o alla persistente instabilità iraniana situazione che riporta ad un'incertezza generale ma che come hanno mostrato non c'è stata una correlazione diretta tra rischio geopolitico e variazione dei prezzi infatti i mercati tendono a reagire non all'instabilità politica in quanto tale ma alla percezione di rischio concreto per le infrastrutture il trasporto è la produzione. Come evidenziato dalla Georgetown Journal of International Affairs, fintanto che gli impianti fondamentali del golfo non vengono attaccati o minacciati concretamente l'abbondanza della capacità di riserva della Arabia Saudita e degli UAE può fungere da cuscinetto per proteggere il mercato efficacemente dai picchi di prezzo (GJIA, 2024).

La seconda tensione di cui andremo a parlare è la guerra in Ucraina che ha determinato una completa ristrutturazione dei flussi energetici europei e una forte accelerazione degli investimenti nel diversificare il più possibile le fonti da cui prendere le forniture di gas e di petrolio. Il tentativo concreto da parte dell'Europa di ridurre la propria dipendenza dal gas russo ha fatto sì che la domanda di GNL (gas naturale liquefatto) aumentasse improvvisamente verso fonti alternative con effetti quasi immediati sui prezzi globali del gas e sulla scelta di investimenti in infrastrutture per la rigassificazione.

Un evento che nuovamente ha cambiato la situazione geopolitica attuale si sta materializzando durante la stesura di questa tesi, confermando in tempo reale la centralità delle dinamiche geopolitiche per il settore dell'O&G, infatti il 28 febbraio 2026, gli Stati Uniti ed Israele hanno avviato attacchi ed operazioni militari nei confronti dell'Iran andando a colpire infrastrutture petrolifere nella regione di Teheran. La risposta dell'Iran è stata immediata perché ha bloccato e quasi azzerato il traffico marittimo nello stretto di Hormuz attraverso attacchi a navi commerciali ed interferenze a sistemi di navigazione. Bloccando questo stretto come ne abbiamo parlato prima si è bloccato oltre il 20% del commercio marittimo petrolifero globale andando a far aumentare il prezzo del greggio da 67 dollari a barile a 97 con picchi di 100 dollari che non si vedevano dal 2022 con la guerra russia-ucraina. Gli analisti di Société Générale hanno calcolato che la chiusura prolungata di questo stretto potrebbe aumentare concretamente il rischio di interruzioni produttive per UAE, Qatar e Arabia Saudita. JP Morgan ha descritto il mercato come in transizione da una semplice valutazione del rischio geopolitico ad una gestione di disordini operativi concreti con raffinerie ferme e vincoli all'export che minacciano significativamente i flussi è il commercio del greggio. In risposta a questa situazione i paesi facenti parte dell'IEA hanno concordato il rilascio straordinario di 400 milioni di barili di riserve strategiche (il più grande rilascio nella storia di questa organizzazione), misure che però gli analisti considerano sufficienti solo per alcuni giorni di stabilità. JP Morgan offre come termine di paragone a questa situazione la storia del regime change o meglio la caduta di un regime che in paesi produttori come ad esempio l'Iran potrebbe portare ad un picco improvviso e violento verso l'alto (spike) del prezzo del petrolio addirittura del 76%.

Questo scenario, ancora in evoluzione, non è un elemento superfluo ma anzi va ad accompagnare e ad approfondire la conferma empirica che questa tesi intende argomentare. Da un lato abbiamo la fragilità in determinati contesti degli asset fossili è quindi quanto diventa fondamentale il timing dell'investimento PE discusso nel capitolo 2, dall'altro lato i prezzi elevati e il contesto di stabilità potrebbe aumentare l'attrattiva degli asset fossili maturi agli occhi dei fondi PE nel breve periodo ed è qui appunto che si può parlare come nel capitolo 2 dell'LBO da declino in cui prezzi più alti possono allungare la finestra per l'estrazione di cassa è la capacità di ripagare il debito LBO in minor tempo accelerando il raggiungimento dei multipli che sono il target proprio di questi fondi, andando ancora una volta ad aumentare la divergenza tra le pressioni ESG è il mercato dei PE che andremo ad analizzare ancora meglio nei capitoli successivi.

Queste dinamiche rilevano direttamente per l'analisi del PE nel settore O&G perché, come mostrato nel Capitolo 2, la volatilità del prezzo del petrolio e del gas incide sul valore degli asset sottostanti degli investimenti, sulla capacità di generare i flussi di cassa necessari al servizio del debito negli LBO, è quindi sulla realizzabilità stessa dell'exit strategy del fondo.

3.3 Transizione energetica e normative ESG

La transizione energetica rappresenta oggi il principale fattore strutturale di cambiamento per il settore O&G, con ripercussioni che vanno oltre alla semplice diminuzione di domanda di idrocarburi ma stiamo parlando di un processo che coinvolge tantissimi settori come quello energetico, finanziario, sociale, tecnologico e normativo è

che sta ridefinendo in modo sempre più profondo ed irreversibile i confini del settore è la prospettiva verso cui si sta progredendo.

Sul piano normativo, l'accordo fondamentale e di riferimento è costituito dall'accordo di Parigi del 2015 in cui 196 nazioni si impegnano a limitare il riscaldamento globale ad 1,5°C rispetto ai livelli preindustriali. Nel 2021, l'IEA ha pubblicato il suo scenario "Net Zero Emissions by 2050" (NZE), andando a costituire il punto di riferimento tecnico fondamentale nella discussione sulla compatibilità tra investimenti fossili e obiettivi climatici. Il messaggio centrale del rapporto IEA è di grande impatto per l'industria, infatti, nel percorso NZE non sono necessari nuovi progetti di sviluppo di campi petroliferi già approvati nel 2021 bensì la riduzione della quota di mix energetico globale che dovrebbe scendere di circa 60 punti percentuali quindi dagli attuali 80 al raggiungimento dei 20 entro il 2050 (IEA, 2021). In questo contesto il rischio di stranded asset si fa sempre più concreto è quindi non più una proiezione teorica ma una conseguenza diretta della riforma normativa. Se l'NZE venisse rispettato una parte molto imponente iscritta nei bilanci delle major andrebbe dismessa e non potrebbe mai essere estratta commercialmente perdendo tutto il valore ancora prima della fine della vita utile degli impianti petroliferi.

Sul piano regolatorio europeo, l'European Climate Law ha reso giuridicamente vincolante l'obiettivo di neutralità climatica entro il 2050, andando a stabilire un target intermedio di riduzione di almeno il 55% entro il 2030 rispetto al 1990 nell'ambito del pacchetto "Fit for 55" che è stato approvato nel 2023, a questi si aggiunge anche la EU taxonomy regulation che definisce determinati criteri per classificare gli investimenti come sostenibili con implicazioni dirette per l'accesso al capitale degli operatori O&G ed

infine il sistema europeo di Emissions Trading (EU ETS) va ad imporre un prezzo sulle emissioni di CO₂ per le industrie energetiche che va ad aumentare il costo operativo delle attività fossili andando a ridurre in modo crescente la loro competitività economica.

A livello di standard volontari e pressioni degli investitori, i criteri ESG (Environmental, Social and Governance) si sono affermati come una delle principali leve di selezione all'interno di un portafoglio per gli investitori istituzionali andando a far aumentare gli “investimenti sostenibili”. Fondi pensione, assicuratori e sovereign wealth funds dei paesi avanzati hanno adottato politiche di esclusione o riduzione dell'esposizione ai combustibili fossili, modificando strutturalmente la base di domanda per i titoli azionari e obbligazionari del settore in risposta a ciò nove delle maggiori major petrolifere mondiali hanno ceduto asset per 290 miliardi di dollari tra il 2015 e il 2023 con le attività upstream che hanno rappresentato circa la metà del valore disinvestito (BloombergNEF, 2024).

Al COP28 di Dubai nel dicembre 2023, circa 50 compagnie petrolifere tra cui Saudi Aramco e altri 29 produttori nazionali hanno sottoscritto impegni verso il net zero 2050 e di riduzione di gas metano in maniera quasi totale entro il 2030 (S&P Global, 2023).

Tuttavia, la reale efficacia di questi impegni è oggetto di un dibattito acceso. Come evidenziato nel Capitolo 2, sulla scia del lavoro di Gözlügöl e Ringe (2023), esiste il rischio concreto che il disinvestimento da parte delle quotate non si traduca in un reale abbassamento delle emissioni globali ma bensì un mero spostamento degli asset fossili in contesti dove la trasparenza viene meno o semplicemente meno controllati rispetto al settore pubblico, come i fondi PE.

Questa tensione è il punto centrale di questa tesi e vedrà risposta nei capitoli successivi dopo un'analisi approfondita.

3.4 Strategie di adattamento delle compagnie O&G

Di fronte alle pressioni dovute alla transizione energetica le compagnie petrolifere hanno sviluppato insieme delle strategie di adattamento che si differenziano in base alla dimensione aziendale, struttura proprietaria, esposizione geografica e orizzonte temporale, queste strategie sono importanti da leggere e da capire perché non ci vanno a mostrare solo i cambiamenti delle major ma anche il meccanismo d'investimento dei fondi PE che acquisiscono asset fossili e che appunto per loro ogni dismissione da parte di una major è un'opportunità d'investimento proficua.

La primissima strategia adottata è il riposizionamento strategico del portafoglio attraverso un processo di disinvestimento selettivo in cui le compagnie cedono asset ad elevata intensità di emissioni concentrandosi sulle riserve più efficienti, a minor impatto ambientale ed a costi di produzione minori, infatti come ci fa notare BloombergNEF, Shell è la prima major per disinvestimento con circa 71 miliardi di dollari di dismissioni tra il 2015 e il 2023.

Tuttavia proprio queste strategie fanno emergere problemi legati al Brown-spinning quindi andando a consegnare questi asset a soggetti con obblighi di trasparenza molto meno elevati.

Ed è proprio qui che come scritto nel capitolo 2 entra in gioco l'LBO da declino ovvero i fondi che acquisiscono questi asset a prezzi scontati in modo tale da poter raggiungere la massimizzazione di profitti per poi dismetterli una volta intensamente sfruttati o prima che il pericolo di stranded asset si possa materializzare.

Una seconda strategia è quella di avvicinarsi alle energie rinnovabili e alle tecnologie a basse emissioni infatti BP, Shell, TotalEnergies hanno effettuato acquisizioni significative in ambito solare, eolico, idrogeno e GNL cercando di posizionarsi non più come major meramente orientate al fossile ma più come attori della transizione energetica.

Un esempio può essere BP che ha acquistato Archaea Energy nel 2022 per 4,1 miliardi di dollari (Offshore Technology Focus, 2024). Questa strategia però ha mostrato i propri limiti perché il campo delle rinnovabili è meno proficuo rispetto ad asset tradizionali portando scontento a quegli azionisti orientati quasi puramente al dividendo.

Una terza linea di adattamento è quella dell'efficienza operativa e della riduzione delle emissioni dirette (Scope 1 e 2), attraverso la riduzione del flaring ovvero il bruciare gas in eccesso durante le estrazioni petrolifere oppure attraverso l'implementazione di sistemi di carbon capture and storage (CCS) cioè il comprimere la CO2 prima che possa entrare all'interno dell'atmosfera e la digitalizzazione dei processi produttivi. Come sottolineato da EY (2024), le aziende con buone credenziali ESG possono valorizzare i loro asset per venderli poi a multipli superiori rispetto alle aziende meno virtuose è proprio ciò che va a creare un incentivo economico alla decarbonizzazione indipendentemente alle pressioni normative. Questa osservazione si lega ad una delle 2

ipotesi che abbiamo visto nel paragrafo 2.6 del secondo capitolo in cui se un fondo PE acquisisce un asset fossile e ne migliora l'efficientamento operativo e il profilo ambientale va ad aumentare il valore dell'exit allineando scopo di lucro ad obiettivi ESG, ovviamente la domanda se questa cosa accade sistematicamente o solo nei contesti meramente ad alto rischio regolatorio come suggerito da Bellon (2020).

La quarta ed ultima strategia, adottata soprattutto dalle compagnie nazionali dei paesi produttori come Saudi Aramco e ADNOC, è quella della monetizzazione quasi immediata delle riserve quindi massimizzando i ricavi dagli asset fossili prima che le normative ambientali possano far perdere quasi totalmente il loro valore. Diciamo che quella appena descritta è un po' la logica che adottano i fondi PE per massimizzare i ricavi senza essere soggetti ad obblighi ESG per via della non trasparenza che invece grava sulle società quotate.

Infine, molte compagnie stanno investendo in strategie di compensazione delle emissioni attraverso l'acquisto di crediti di carbonio e progetti di riforestazione, una soluzione criticata da molti analisti come insufficiente e talvolta come una forma di greenwashing, in quanto non riduce le emissioni alla fonte ma le compensa con meccanismi il cui effettivo impatto climatico è difficilmente verificabile.

3.5 Quadro regolatorio e fiscale

Il quadro regolatorio e fiscale è uno degli aspetti più importanti dell'analisi degli investimenti PE nel settore O&G perché va a determinare la redditività attesa degli asset ed i rischi di compliance che un fondo deve valutare al momento dell'acquisizione.

A livello fiscale questo settore da sempre beneficia di un insieme di incentivi che lo differenziano dagli altri segmenti presenti nel mercato globale. Il trattamento fiscale che ricevono gli investimenti in esplorazione e sviluppo, la deduzione degli interessi passivi sul debito (particolarmente rilevante per la struttura LBO discussa nel Capitolo 2, dove il tax shield rappresenta uno dei tre pilastri della razionalità economica dell'indebitamento) ed i regimi di royalty sui proventi estrattivi variano significativamente da paese a paese andando a rendere la posizione geografica degli asset una variabile fondamentale nella valutazione strutturale di un'operazione.

Nei paesi anglosassoni e soprattutto negli USA la scomputabilità delle spese di esplorazione (intangible drilling costs) ha rappresentato per molto tempo un vantaggio fiscale non indifferente è fondamentale per gli operatori in quel settore.

Sul piano di un investimento il rischio maggiore a cui un investitore di lungo periodo può essere sottoposto è l'incertezza dell'evoluzione delle normative ambientali. Andando avanti nel tempo queste regolamentazioni si stanno facendo sempre di più stringenti e lo possiamo notare ad esempio dai vincoli sulle emissioni CO₂ e di metano oppure dalla progressiva espansione del sistema di carbon pricing europeo e la possibile introduzione di nuove tasse sul carbonio in paesi oggi completamente privi di questi strumenti e che vanno a rappresentare potenzialmente il rischio sul valore residuo di asset

fossili. Il riferimento fondamentale è quello già citato nel capitolo 2 in cui Semieniuk et al. (2022) dice che una possibile transizione energetica disordinata possa portare agli investitori perdite potenziali che vanno dall'1,4 a 4 trilioni di dollari attraverso il meccanismo degli stranded asset. Per un fondo PE strutturato ad esempio come un LBO da declino, questo rischio non è del tutto letale se il timing dell'exit che si farà andrà a precedere le perdite che si potrebbero verificare nel caso opposto, ed è questa infatti la ragione principale per cui un fondo PE è compatibile con questo fenomeno proprio per l'orizzonte temporale e la finestra regolatoria disponibile, queste valutazioni vanno a diventare una variabile fondamentale per ogni valutazione nel settore fossile

Una dimensione regolatoria di crescente importanza è quella relativa agli obblighi di trasparenza ESG, in Europa un ruolo fondamentale in questo lo gioca la Corporate Sustainability Reporting Directive (CSRD) che è entrata in vigore nel 2024 e che progressivamente sta estendendo obblighi di disclosure non finanziaria ad un numero di imprese sempre più grande andando ad imporre strategie di decarbonizzazione e rendicontazione uniformata sulle emissioni, l'aspetto fondamentale di questa legge è che si, impone regole sempre più rigide ad imprese quotate e a grandi imprese non quotate ma lascia fuori dall'obbligo i fondi PE e le società di portafoglio dei fondi di private capital. Proprio questa asimmetria che viene applicata solo ad alcune imprese crea lo spazio per l'arbitraggio informativo che descrive appieno il "Brown Spinning" Gözlügöl e Ringe (2023) e già introdotto nel Capitolo 2 è proprio questa operazione di cessione di asset da una società quotata a CSRD ad un fondo PE che non lo è, andando a ridurre automaticamente la massa di emissioni poste a bilancio nelle quotate ma nella realtà non andando a diminuire nemmeno di un grammo perché spostate in un diverso segmento.

Questo meccanismo è anche la manifestazione concreta del limite spiegato nel paragrafo 2.6 poiché appunto non sono soggetti agli stessi obblighi disclosure delle società quotate la parte fondamentale da analizzare e pressoché opaca e i dati disponibili vanno a rappresentare meramente solo una piccola parte della realtà.

Sul lato delle licenze e permessi estrattivi dopo un importante sentenza della corte di giustizia dell'unione europea si sta alimentando il dibattito sulla compatibilità del rilascio di nuovi permessi di estrazione di idrocarburi ma con gli impegni climatici presi dai paesi membri, infatti, secondo Kuapa (2024), pubblicato sulla *Review of European, Comparative & International Environmental Law* l'approvazione degli stati membri su nuovi progetti estrattivi è sempre più soggetta a determinati vincoli green che fanno sì che si crei un ulteriore livello d'incertezza regolatoria per gli investitori di questo determinato settore.

In toto il quadro regolatorio del settore O&G è in continua evoluzione e le certezze del passato vengono sempre di più messe in discussione da nuovi obblighi normativi da un sistema di prezzi del carbonio in espansione e da pressioni giudiziarie sempre più stringenti. Per un fondo PE quindi con un orizzonte temporale di cinque-sette anni questa dinamica può essere gestita andando a mitigare i rischi a patto che il timing di ingresso e di exit sia valutato in una maniera maniacale rispetto alla finestra regolatoria disponibile. È questa la ragione per cui i fondi PE non sono semplicemente degli acquirenti ma sono soggetti che incorporano nella logica di investimento una lettura precisa di quella finestra che sfrutta gli strumenti di riservatezza per operare quasi indisturbate e quasi senza vincoli ESG nel breve periodo in questi settori il che li rendono strutturalmente diversi dalle società pubbliche.

4. Il Private Equity nel settore Oil & Gas: trend e performance recenti

4.1 Track record 2020–2024

Il quinquennio 2020-2024 ha rappresentato per il Private Equity nel settore O&G una delle fasi più articolate degli ultimi anni con un periodo iniziale di forte contrazione per poi una ripresa selettiva che ha ridefinito la composizione della base degli investitori, le strategie di raccolta del capitale e i modelli operativi dei fondi. Comprendere la traiettoria di cambiamento che ha visto protagonista il PE ci aiuta a valutare empiricamente le 2 ipotesi formulate nella sezione 2.6 ovvero efficientamento contro arbitraggio regolatorio, poiché proprio durante questa fase storica la differenza tra mercato pubblico e privato ha raggiunto la sua massima ampiezza naturale.

Il punto di partenza è il 2020, anno che ha rappresentato uno stress test straordinario per tutti quei fondi che avevano asset fossili nel segmento O&G. Infatti, il crollo della domanda di idrocarburi indotto dalla pandemia ha portato il prezzo del WTI a valori negativi il 20 aprile 2020 un evento che non era mai capitato in precedenza nella storia dei mercati energetici e che ha causato la saturazione della capacità di stoccaggio fisico e dal collasso della domanda di trasporti rendendo appunto insostenibile la tipica struttura degli investimenti PE ovvero l'LBO, infatti, in questo contesto i flussi di cassa erano

bassissimi se non zero e la leva finanziaria che negli anni precedenti aveva caratterizzato rendimenti finanziari altissimi si è trasformata nel principale vettore di rischio infatti secondo i dati del Private Equity Stakeholder Project già nel primo trimestre del 2020 tre delle società O&G fallite avevano come struttura quella del PE-backed e tutte con debito superiori ai 500 milioni di dollari (PESP, 2020). Questo dato illustra il limite strutturale dell'LBO da declino infatti in condizioni di shock estremo come quelle del 2020 la tesi che i flussi di cassa siano superiori rispetto alla perdita di valore atteso alla fine dell'investimento si regge su un'ipotesi importante ovvero la stabilità dei prezzi degli idrocarburi che un evento come quello del 2020 ha messo seriamente a repentaglio e che ha temporaneamente invalidato. In questi casi la leva finanziaria non è più uno strumento di amplificazione del rendimento LBO ma in condizioni di shock diventa il principale amplificatore delle perdite, una simmetria strutturale che i modelli di valutazione dei fondi sottostimano nei periodi in cui le condizioni di mercato sono favorevoli ai rendimenti e agli investimenti.

In parallelo al collasso operativo, la raccolta dei fondi per i fondi energy-focused subiva un tracollo strutturale e in merito a ciò Wil VanLoh fondatore e CEO di Quantum Capital Group, ha dichiarato che tra il 2010 e il 2019 il settore raccoglieva circa 21 miliardi di dollari annui in capital commitments, cifra che è scesa in modo abbastanza vertiginoso a partire dal 2020 con una media annua di circa 3 miliardi di dollari (Yahoo Finance, 2024). Ovviamente questa stima è data da una dichiarazione di un operatore di un singolo fondo e non di un dato proveniente da una fonte primaria indipendente ma vista la situazione geopolitica in quel periodo storico possiamo affermare che è un ordine di grandezza coerente con le evidenze documentate in modo indipendente da Akin Gump

(2025) e Hart Energy (2024) che quindi vanno a confermare il calo drastico del fundraising energy-focused nel periodo. Quest'ultimo è stimabile intorno all'85% e riflette la fuga degli investitori istituzionali alle sempre più stringenti normative ESG che hanno avuto un effetto paradossale infatti abbassando la concorrenza tra gli acquirenti ha di conseguenza compresso i multipli di acquisizione e ha migliorato strutturalmente le condizioni d'ingresso precedendo e creando le condizioni per i rendimenti straordinari nelle fasi di exit del periodo 2022-2024. In altri termini, la stessa situazione che rendeva difficile la raccolta fondi creava condizioni di mercato ottimali per impiegare il capitale in modo profittevole, caso in cui le pressioni ESG sui mercati pubblici hanno reso più forte la razionalità economica del mercato privato.

La dinamica della base di LP merita un'analisi approfondita perché è direttamente rilevante per le ipotesi di questa tesi infatti, come documentato da Gary Petersen, fondatore di EnCap Investments fondo proprietario con circa 40 miliardi di dollari in gestione aggregata che aveva chiuso Fund XI nel 2019 a 7 miliardi di dollari, il suo fondo più grande di sempre al momento della raccolta fondi per Fund XII, 65 dei 90 atenei universitari che avevano contribuito nel Fund XI non hanno rinnovato il loro impegno nell'investimento proprio per via dei criteri di sostenibilità nei confronti del settore fossile. Analogamente, Quantum Capital Group ha registrato un tasso di re-up ovvero la percentuale di LP che una volta finita una partnership reinvestono nel nuovo fondo molto inferiori alla media storica che si aggirava intorno al 95-98% perdendo gran parte degli investitori europei e delle istituzioni chiamate "blue states" americani (Hart Energy, 2024). La sostituzione degli LP con i family offices o i fondi pensione di stati americani non hanno compensato appieno il vuoto lasciato infatti Fund XII ha chiuso con 5,25

miliardi di dollari contro i 7 del precedente fondo quindi quasi il 25% in meno nonostante il raggiungimento del proprio hard cap, ovvero la soglia che un fondo in base alle condizioni di un periodo storico vuole raggiungere. Questo dato riflette una debolezza strutturale del modello di fundraising energy-focused infatti non si tratta meramente di un semplice adattamento del mercato ma di una riduzione permanente degli investitori istituzionali di qualità come gli LP. I fondi pensioni di grandi dimensioni, i sovereign wealth funds garantivano non solo volumi di capitale più elevato ma anche stabilità pluriennale degli impegni presi che i sostituti attuali non riescono a replicare.

Un modello di fundraising sempre più dipendente da capitali politicamente orientati e meno istituzionalizzati è molto più volatile e vulnerabile alle oscillazioni del ciclo politico americano, variabile che è fuori dal controllo dei fondi e che rende difficile la raccolta di fondi nel lungo periodo.

Come dichiarato esplicitamente da Petersen: "È diventata una questione politica più che una questione di rendimento" (Hart Energy, 2024) è questa affermazione diventa centrale infatti se il ritiro degli investitori istituzionali è guidato da ragioni politiche e non finanziarie significa che gli asset e i rendimenti del settore fossile non sono rifiutati per ragioni reputazionali e di conseguenza extrafinanziarie il che rende il mercato molto favorevole agli acquirenti rimasti ovvero condizione perfetta per gli LBO da declino cioè il fondo non deve creare valore attraverso l'EBITDA ma deve comprare ad un prezzo sufficientemente basso in modo tale da poter ripagare il debito solo ed esclusivamente tramite i flussi di cassa generati.

Le conseguenze operative di questa difficoltà di raccolta si manifestano anche nella dimensione temporale del fundraising infatti dove normalmente ci si volevano 6-12 mesi ora per la raccolta ci vogliono due anni come nel caso del Flagship fund Quantum Energy Partners VIII e diciotto mesi come nel caso di EnCap (Yahoo Finance, 2024). Una raccolta fondi più lunga significa anche un periodo d'investimento più ristretto infatti il fondo inizia a chiamare il capitale più tardi rispetto al solito accorciando la finestra disponibile per costruire il portafoglio entro i termini contrattuali predeterminati, questo ritardo sposta la J-Curve verso destra posticipando il momento in cui i rendimenti diventano positivi e aumentando le pressioni sul GP in fase di exit. Per un fondo con orizzonte temporale fisso come il PE incapace di estendere il limite temporale senza il consenso degli LP (e comunque anche con l'estensione non più di 1-2 anni) ogni mese di ritardo comporta un mese in meno per l'ottimizzazione dei flussi di cassa e per le condizioni di uscita. In questo modo ciò non implica solo la difficoltà nella raccolta di grandi volumi di capitali ma comprime le fasi operative e aumenta la pressione su ogni singola scelta strategica e di exit adottata dal GP.

La ripresa è iniziata nel 2021 e si è accelerata con la guerra in Ucraina che ha portato il prezzo del Brent oltre i 120 dollari a barile, proprio grazie a questo scenario i fondi che avevano mantenuto o acquisito asset fossili a multipli compressi durante il periodo 2020-2021 o fase di ribasso esattamente come la logica dell'LBO da declino avevano iniziato a vedere rendimenti straordinari proprio per merito di questa situazione. Per dare supporto a questo ciclo andremo a parlare di dati aggregati e indipendenti, infatti, secondo Deloitte attraverso il periodo di downturn (2016-2020) i fondi PE avevano effettuato acquisizioni nette per circa 42 miliardi di dollari nel settore O&G spostandosi da strategie monobasin

ovvero che un fondo PE costruisce il proprio portafoglio concentrandosi su un singolo bacino produttivo verso portafogli diversificati per gestire la volatilità. Tra il 2021 e il 2025 i fondi PE hanno dismesso in toto oltre 100 miliardi di dollari in asset fossili, con l'aumento invece di attività upstream che ha raggiunto il picco nel 2023, quando quasi 27 miliardi di dollari di asset nel solo bacino Permiano in Texas (Deloitte, 2026). Il caso emblematico è XCL Resources, piattaforma E&P nel bacino Uinta in Utah, ceduta da EnCap a SM Energy e Northern Oil and Gas per 2,64 miliardi di dollari nell'ottobre 2024, questa transazione ha dimostrato che durante il periodo di massima espressione delle normative ESG i fondi rimasti esposti al settore fossile hanno potuto beneficiare della fase di consolidazione delle major, andando a vendere ad operatori industriali che cercavano rendimenti dopo un periodo di sottoinvestimenti strutturali.

Il 2023-2024 ha consolidato la ripresa selettiva che iniziò nel 2021 sul piano della raccolta di fondi. Nell'ottobre del 2024 EnCap ha chiuso il fundraising con 5,25 miliardi di dollari raccolti superando il target iniziale e raggiungendo l'hard cap, arrivando ad un totale di 6,4 miliardi di dollari con i co-investimenti includendo il 40% di capital commitments proveniente da nuovi LP, questi dati ci confermano quindi il ricambio della base degli investitori (EnCap, 2024). Nello stesso mese anche Quantum Capital Group ha raggiunto i 10 miliardi di dollari in fundraising divisi su 3 distinti fondi: il Flagship Quantum Energy Partners VIII con 5,25 miliardi, il fondo di credito strutturato da oltre 2,8 miliardi e circa 2 miliardi in veicoli accessori (Yahoo Finance, 2024). NGP Energy Capital Management ha chiuso un fondo da 3,25 miliardi, e Kayne Anderson Capital Advisors stava finalizzando una raccolta oversubscribed ovvero raccolta di capitale che aveva superato di gran lunga l'hard cap che si era imposto il fondo stesso. Secondo J.P.

Hanson, global head del gruppo O&G di Houlihan Lokey, "nell'arco di sei mesi, la marea è cambiata completamente" (Cresta Funds, 2025). La lettura di questo dato non ci porta verso un ritorno alla normalità pre-pandemia anche perché i fondi rimangono inferiori ai picchi storici e la base di investitori e LP è completamente cambiata, ma ci porta verso una stabilizzazione del mercato intorno ad un nuovo equilibrio in cui il settore energy-focused si trova in condizioni di mercato più favorevoli. Simultaneamente come documentato da Deloitte (2026) l'attività PE si sta spostando verso asset del segmento midstream segnalando un cambiamento nella tipologia di investimenti che verrà analizzato nel capitolo 4.6.

Parlando di emissioni secondo i dati PECR (2025) i 20 principali fondi PE globali detenevano partecipazioni in 264 società legate a combustibili fossili su 407 in portafoglio a gennaio 2025, con la concentrazione maggiore (circa il 64%) in attività fossili. I 21 maggiori fondi PE globali dal 2010 ad oggi hanno investito oltre 1 trilione di dollari generando emissioni annue che si aggirano intorno a 1,17 miliardi di tonnellate di CO₂ (PECR, 2024; Utility Dive, 2024). Per rendere questo dato leggibile nel contesto europeo secondo i dati Eurostat le emissioni di gas serra in Italia ammontano a 408 milioni di tonnellate e in Germania a 673 milioni per un totale complessivo di 1,08 miliardi di tonnellate (Eurostat, 2024). I 21 principali fondi PE globali, quindi, emettono annualmente più di Italia e Germania messe insieme. Nonostante ciò, è opportuno segnalare che il dato PECR proviene da una fonte advocacy, il che impone cautela nell'utilizzo del dato anche se l'ordine di grandezza è coerente con quanto documentato da fonti indipendenti accademiche come Nature Climate Change (2022), il che ne rafforza la credibilità complessiva. Ciò che rende questo dato importante non sono le emissioni in

sé e per sé ma più lo scontro è l'uso in parallelo di criteri green che mirano ad allinearsi con i criteri ESG globali e il possesso di asset di questo genere in portafoglio che costituisce una contraddizione nonché il nucleo del rischio reputazionale analizzato nella sezione 4.4 e che alimenta il dibattito tra le 2 ipotesi.

4.2 Distribuzione geografica degli investimenti

La distribuzione è la concentrazione geografica degli investimenti PE nel settore O&G presenta una concentrazione molto marcata che oltre a riflettere la disponibilità di asset riflette anche le differenze nei vari regimi regolatori e fiscali analizzati nel Capitolo 3. La scelta della giurisdizione non è un dettaglio operativo ma una variabile strategica, infatti, determina il profilo di rischio-rendimento, l'orizzonte temporale d'investimento e di exit, la struttura di finanziamento accessibile ed il livello di esposizione del fondo nei confronti dei criteri ESG durante tutto l'arco temporale dell'investimento. In altri termini la geografia è anche una scelta non solo di disponibilità di asset ma anche di regimi regolatori infatti i fondi PE si spostano verso le politiche che offrono il miglior allineamento possibile tra finestra di redditività e finestra regolatoria disponibile esattamente come descritto nella sezione 3.5, non è quindi casuale che il mercato americano sia più adatto per i fondi PE e per la logica dell'LBO da declino sia perché combina valutazioni compresse sia perché pur in evoluzione i criteri ESG sono molto meno stringenti rispetto a quelli europei.

Il Nord America e in particolare gli USA rimangono il mercato dominante di riferimento, infatti, secondo i dati GlobalData 2021 9 su 10 dei principali fondi PE che

investono nel settore O&G hanno sede proprio negli USA con un solo operatore europeo. Questa concentrazione geografica appare confermata anche nei periodi successivi, infatti, i dati PECR (2026) confermano che dei 20-21 principali fondi con esposizione nel settore energetico hanno tutti sede nel Nord America o in generale nei paesi anglosassoni con pochissimi fondi presenti in Europa come EQT e Macquarie. I vantaggi strutturali del mercato americano sono molteplici e interconnessi, ad esempio sul piano fiscale, la deducibilità degli intangible drilling costs discussa nella sezione 3.5 riduce il costo effettivo dell'investimento in fase di sviluppo, aumentando il rendimento netto dell'operazione rispetto a giurisdizioni con trattamenti fiscali meno favorevoli. Sul piano giuridico, la certezza contrattuale è la liquidità del mercato secondario degli asset E&P consentono exit rapide e prevedibili verso acquirenti industriali di grandi dimensioni, infatti, come dimostrano le cessioni a Diamondback Energy, ConocoPhillips e SM Energy nel periodo 2022-2024 c'è una grande platea di acquirenti disposti ad acquistare asset produttivi a prezzi di mercato. Sul piano operativo, la concentrazione della produzione shale in bacini geograficamente definiti come il Permiano in Texas e Nuovo Messico, l'Appalachia per il gas naturale, l'Uinta Basin in Utah permette ai fondi energy-focused di costruire portafogli con competenze operative profonde tramite sinergie di gestione che abbassano i costi unitari e creano le economie di scala tipiche degli operatori industriali integrati.

La consolidazione del settore nel periodo 2020-2024 è documentata da Opportune infatti il numero di operatori E&P pubblici americani è sceso da 67 nel 2019 a 46 nel 2024, riduzione di circa un terzo mentre il numero di operatori privati si è ridotto del 58% andando da 1.789 a 753 fondi (Cresta Funds, 2025). Questa concentrazione e diminuzione

di operatori nel mercato ha creato dinamiche opposte ma complementari tra loro ovvero che ha concentrato la produzione nelle mani di grandi attori con costi unitari più bassi aumentando la qualità media degli asset presenti sul mercato secondario dall'altro ha liberato un volume significativo di asset marginali come pozzi in disuso, giacimenti in aree periferiche concentrando i propri portafogli nelle aree core di produzione creando esattamente l'offerta a valutazioni compresse, caratteristiche tipiche di asset da LBO da declino.

Il Medio Oriente costituisce la seconda area geografica per rilevanza strategica, infatti, qui il mercato è diverso da quello americano perché l'attività dei PE si concentra quasi totalmente sul segmento midstream attraverso operazioni di sale-and-leaseback con le National Oil Companies (NOC) della regione, questo modello consente alle NOC di monetizzare le infrastrutture di trasporto senza cedere il controllo sulla produzione e consente invece ai fondi PE di acquisire flussi di cassa contrattualizzati a lungo termine quindi con rischio basso. Questa logica è esattamente quella del midstream, infatti, i ricavi vengono principalmente da tariffe di trasporto regolamentate che sono indipendenti dal prezzo spot del barile con scadenze compatibili con l'orizzonte temporale del fondo con quindi una mitigazione del rischio elevata. Il caso paradigmatico è l'acquisizione nel 2019 da parte di KKR e BlackRock Infrastructure del 40% delle pipeline petrolifere di ADNOC per circa 4 miliardi di dollari, una delle prime operazioni di questo tipo tra un gestore patrimoniale estero e una compagnia del golfo, questo modello è stato replicato recentemente attraverso altre operazioni con scale crescenti come nel 2024 con Global Infrastructure Partners acquisita da BlackRock che ha guidato un consorzio nell'acquisizione di una quota delle infrastrutture di lavorazione del gas a Jafurah di Saudi

Aramco per un totale di 11 miliardi di dollari, operazione più grande nella storia del settore energetico del golfo (Oil & Gas 360, 2025). Queste transazioni non si limitano a fornire rendimenti finanziari ai fondi PE ma producono un effetto strutturale del mercato che va a cambiare l'allocazione degli asset nel settore midstream perché il mercato medio-orientale offre un profilo rischio-rendimento sufficientemente attraente da giustificare allocazioni importanti anche in un contesto ESG sempre più stringente. Arabia Saudita, UAE e Qatar rappresentano oggi i mercati mediorientali più attivi per questo tipo di operazioni, sostenuti dalla volontà delle NOC di attrarre capitali internazionali per finanziare la propria espansione produttiva senza aumentare il debito pubblico.

L'Europa presenta il profilo geografico più problematico per i fondi PE del settore fossile e le ragioni di questa marginalità sono direttamente riconducibili al quadro normativo analizzato nel Capitolo 3. La combinazione di varie normative come EU ETS, CSRD, pacchetto Fit for 55 e EU Taxonomy ha ridotto sempre di più lo spazio per manovre di investimento con gli LBO nel settore fossile elevando rischi di compliance e abbreviando l'orizzonte temporale di redditività degli asset. In Italia come documentato da PESP (2024) il calo della domanda di gas e le normative sempre più vincolanti ha portato alla rinuncia di operazioni già precedentemente pianificate. Il caso Carlyle-Cogentrix è illustrativo in entrambe le direzioni, infatti, nell'agosto 2024 Carlyle ha ceduto il proprio portafoglio di centrali di gas a Quantum Energy per circa 3 miliardi di dollari, dal punto di vista Carlyle l'operazione è andata liberare capitale da poter allocare in asset più accettabili per le normative ESG per i propri LP europei. Dal punto di vista di Quantum invece l'operazione ha permesso di acquisire asset a valutazioni compresse che però generano flussi di cassa stabili. Dal punto di vista ambientale, come rilevato da

PESP (2024), non è cambiato nulla, infatti, le emissioni si sono semplicemente spostate sotto una proprietà diversa con obblighi di disclosure meno vincolanti. Questa appunto è la manifestazione più nitida del brown spinning a livello europeo e dimostra che il problema non è prettamente limitato agli USA ma si replica ovunque esista asimmetria regolatoria tra compratori e venditori, ovvero dove esiste una combinazione che da una parte vede le major soggette ad obblighi ESG e dall'altra fondi PE che non sono soggette alle stesse regolamentazioni.

4.3 Fattori di attrattività economica

Il settore O&G nonostante tutte le normative, le regolamentazioni green o ESG è l'involuzione della base di LP tradizionali istituzionali rimane comunque per caratteristiche strutturali un segmento molto attraente a livello economico per i fondi PE soprattutto in questa fase specifica della transizione energetica. Analizzare questa situazione con rigore è necessario e ci aiuta ad evitare una lettura superficiale del fenomeno, infatti, il PE non investe nel settore fossile per inerzia ma perché esistono determinate condizioni di mercato che sono favorevoli e che nel breve-medio periodo giustificano l'allocazione del capitale in questo segmento sulla base di una logica finanziaria coerente e razionale con il periodo storico attuale.

Il primo e più rilevante fattore è la disponibilità di asset a valutazioni strutturalmente compresse. Come documentato nella sezione 3.4, le principali imprese petrolifere quotate hanno intrapreso programmi di dismissione di asset ad alte emissioni che vanno a soddisfare le aspettative green dei criteri ESG degli investitori istituzionali

questa continua pressione alla vendita e con una base via via sempre più ridotta degli acquirenti pubblici genera asimmetrie di mercato che diventano favorevoli per gli acquirenti privati. Secondo i dati di Deloitte nonostante alcuni grandi deal come nel 2023 o 2024 il trend di settore dell'attività M&A nel settore fossile americano è rimasta nel complesso al di sotto dei livelli storici tra il 2020 e il 2025, andando a confermare sempre di più un mercato strutturalmente a favore dell'acquirente (Deloitte, 2026). I fondi PE quindi possono acquisire asset maturi ma con flussi di cassa e multipli sull'EBITDA inferiori rispetto a quelli che storicamente appartenevano a questo settore, ed è proprio questa però la logica dietro l'LBO da declino ovvero che non occorre creare valore attraverso una grande crescita dell'EBITDA ma è sufficiente acquisire un asset a prezzo più basso in modo tale da poter generare flussi di cassa sufficientemente alti da poter ripagare il debito e remunerare il capitale investito prima della scadenza contrattuale del fondo.

Il secondo fattore fondamentale è la resilienza strutturale della domanda di idrocarburi nel medio periodo, infatti, secondo il Carbon Tracker (2023) la spesa da parte di tutto il settore O&G è in fase calante con addirittura il 30-40% di spesa in meno rispetto ai picchi del 2014 e difficilmente si tornerà a quei livelli. Questo sottoinvestimento aggiungendosi anche alle sempre più stringenti restrizioni ESG hanno fatto in modo che l'accesso al capitale per nuovi progetti sia davvero limitato e ciò va a creare una scarsità di offerta futura che tende quindi a mantenere il prezzo degli idrocarburi in maniera stabile se non in crescita andando a migliorare la capacità di generazione di cassa degli asset esistenti.

Il CEO di Quantum Capital, Wil VanLoh, ha affermato che è davvero improbabile che la futura esplorazione petrolifera scopra altri bacini come il Permiano o il Marcellus Shale sostenendo che le opportunità future non risiedono più nella scoperta di nuovi giacimenti ma nello sfruttamento di quelli già esistenti nella maniera più efficiente possibile applicando tecnologie moderne a giacimenti convenzionali già noti (Yahoo Finance, 2024). Questa logica quindi va a rafforzare la visione dell'LBO da declino infatti se la nuova struttura è limitata la domanda di idrocarburi deve essere soddisfatta da asset già esistenti che dovranno mantenere più a lungo la propria capacità di generare cassa rispetto a quanto prevedono i modelli di transizione energetica già esistenti.

Il terzo fattore è la domanda energetica incrementale generata dall'intelligenza artificiale. Secondo i dati Deloitte, infatti, con l'avvento dell'AI i data center hanno attirato oltre 100 miliardi di dollari solo nel 2024 con una domanda di energia che le fonti di energia rinnovabile almeno nel breve termine non può soddisfare andando ciò a riposizionare il gas naturale come fonte principale energetica di transizione con un orizzonte ovviamente temporale più lungo rispetto alle proiezioni degli anni precedenti (Deloitte, 2026). Ovviamente tutti questi dati vanno interpretati con cautela infatti se l'AI rappresenta un acceleratore di rendimento nel breve periodo soprattutto per i fondi PE che fanno della loro fonte principale di remunerazione asset sul gas naturale la traiettoria del trend di lungo periodo non verrà modificata è quindi si andrà sempre di più verso la dismissione di questo tipo di asset, in sostanza si tratta di un jolly che amplia in modo temporaneo la finestra di redditività andando a migliorare inoltre la J-Curve nel periodo iniziale degli investimenti già effettuati senza tuttavia andare ad alterare nel lungo periodo le svalutazioni che vedranno come oggetto principale proprio gli asset fossili. Tutto

questo però non dovrebbe essere interpretato come segnale per poter ampliare le allocazioni in modo significativo in questo settore che può essere confuso come un cambiamento ciclico e non come cambiamento strutturale del mercato energetico, errore che stanno commettendo operatori meno rigorosi e che stanno andando incontro a rischi di stranded asset molto elevati.

Il quarto fattore è l'evoluzione del mercato del credito per le operazioni O&G infatti secondo il report di Akin Gump (2025), il private credit è progressivamente andato a sostituire i finanziamenti bancari tradizionali che sono stati ritirati per ragioni ESG andando ad offrire strutture più flessibili e adattate alle specificità del settore come i prestiti con covenant calibrati sulla riserva estrattiva (reserve-based lending) piuttosto che sugli indicatori contabili tradizionali. Il reserve-based lending è particolarmente adatto alle caratteristiche dell'LBO da declino perché il debito viene dimensionato non in base ai multipli di EBITDA futuri ma sulla base dei valori di cassa attesi già testati su un determinato pozzo andando ad allineare la struttura alla logica operativa del fondo.

La disponibilità di credito flessibile aumenta la leva finanziaria rispetto a quella delle banche commerciali che sono vincolate da propri criteri ESG interni e per questo sarebbero disposte a fornire ampliando il potenziale di rendimento andando ad aumentare il moltiplicatore finanziario descritto nel paragrafo 2.3 del secondo capitolo, in questo senso il ritiro delle banche commerciali dal settore O&G non diminuisce l'accesso al credito ma va a cambiare la struttura del mercato cambiando la tipologia di finanziatore quindi spostando il rischio di credito verso operatori del private credit che sono soggetti a minori vincoli normativi.

Il quinto fattore nonché uno dei più importanti è il vantaggio informativo dei fondi energy-focused nella valutazione degli asset produttivi, infatti, secondo una survey accademica condotto da Gompers e Kaplan (2015) per la Harvard Business School su 79 fondi PE si è documentato che i fondi specializzati su un determinato segmento di mercato presentano tre vantaggi strutturali rispetto ai fondi generalisti:

- Maggiore capacità di identificare opportunità d'investimento nel settore di riferimento
- Maggiore accuratezza nella valutazione delle opportunità una volta identificate
- Migliore comprensione delle leve operative attraverso cui creare valore post-acquisizione.

In questo contesto questi vantaggi si traducono in team con competenze geologiche più specifiche, ingegneri di completamento dei pozzi e specialisti di ottimizzazione della produzione che consentono di valutare con precisione il potenziale produttivo di un asset e identificando opportunità di acquisto a sconto che altri investitori come quelli generalisti non riescono a cogliere. Come dichiarato da VanLoh, "la maggior parte del capitale di Quantum è andato nel settore O&G perché è lì che l'azienda ha trovato i migliori rendimenti corretti per il rischio" (Yahoo Finance, 2024) questa affermazione non riflette una preferenza ideologica ma bensì un vantaggio competitivo che nasce dalla struttura dei fondi e dalle possibilità di mercato di questo segmento. Questo vantaggio è particolarmente rilevante nei settori meno liquidi del mercato come ad esempio, pozzi convenzionali maturi, giacimenti di gas naturale non convenzionale e asset offshore di media dimensione questo perché la minore concorrenza accentua l'asimmetria informativa favorevoli ai fondi specializzati consentendo acquisizioni a multipli ancora

più bassi rispetto al mercato midstream dove la trasparenza obbligatoria dei flussi riduce il vantaggio informativo del compratore e avvicina la struttura di mercato a quella del pubblico.

4.4 Rischi finanziari e reputazionali

A fronte dei fattori di attrattività i fondi PE nel settore O&G sono esposti a rischi specifici che costituiscono le principali minacce per la realizzazione dei rendimenti attesi su questi asset è che spesso mettono a repentaglio la sostenibilità di lungo periodo nel modello d'investimento di conseguenza l'analisi di questi rischi è utile non solo per la valutazione finanziaria ma anche per le ipotesi di ricerca di questa tesi ed in particolare alcuni di questi rischi come quelli normativi e reputazionali si delineano come variabili che possono alterare nel tempo l'equilibrio tra la logica di efficientamento e l'arbitraggio regolatorio.

Il primo rischio finanziario per questi fondi è il prezzo, infatti, la volatilità strutturale degli idrocarburi con particolare riferimento agli eventi geopolitici degli ultimi anni che hanno inciso direttamente sulla capacità di generare cassa dagli asset presenti nel portafoglio e di conseguenza sulla sostenibilità del debito LBO. Un fondo che ha acquisito un asset upstream a leva con un prezzo del Brent ipotizzato tra i 70 e gli 80 dollari per barile può trovarsi in difficoltà se il prezzo scende in maniera significativa sotto la soglia del break-even operativo che nelle aree del bacino Permiano si colloca tra i 35 e i 45 dollari al barile ma in bacini meno efficienti si può trovare a 55-65 dollari. Questa vulnerabilità è strutturalmente più acuta nell'LBO da declino piuttosto che in

quello tradizionale perché in quest'ultimo le manovre strategiche possibili da attuare sono maggiori e si può reagire anche a condizioni di mercato sfavorevoli attraverso investimenti strategici o riposizionamento competitivo mentre nel LBO da declino i margini di manovra operativa sono molto più contenuti poiché l'obiettivo primario in questo caso non è la crescita di valore ma la massimizzazione dei flussi di cassa esistenti. Per attenuare il più possibile questo tipo di rischio i fondi energy-focused ricorrono sistematicamente a strategie di hedging attraverso contratti derivati, swap e opzioni sul prezzo degli idrocarburi che bloccano un prezzo minimo garantito per la produzione futura per periodi tipicamente compresi tra 12 e 36 mesi. Questo strumento è molto efficace nel breve periodo ma non mitiga del tutto il rischio perché nel momento in cui questi contratti come l'hedging scadono il fondo è comunque esposto al rischio finale nella detenzione dell'asset, un esempio può essere quello del 20 aprile del 2020 che nonostante grandi strategie di hedging non si è eliminato il rischio di shock estremo ed infatti nemmeno il mercato dei derivati ha potuto anticipare valori negativi del WTI.

Il secondo rischio è quello degli stranded asset, infatti, come già analizzato nelle sezioni 2.5 e 3.5, la ricerca pubblicata su Nature Climate Change (2022) stima che i soli stranded asset nel settore upstream O&G potrebbero generare perdite superiori a 1 trilione di dollari in valore attuale dei profitti futuri non realizzabili con la quota maggiore del rischio che ricade sugli investitori privati nei paesi OCSE inclusi i fondi pensione che costituiscono la principale base di LP dei fondi PE. Per i fondi strutturati tramite LBO da declino questo rischio può essere mitigato solo nel caso in cui l'exit preceda l'inizio delle perdite, un disallineamento anche di pochi anni tra la scadenza contrattuale del fondo e il cambiamento normativo può essere letale e trasformare un investimento redditizio ad una

perdita significativa. La componente sistemica di questo rischio merita un'analisi specifica che va al di là del singolo fondo infatti il problema principale non è tanto che un fondo si possa trovare con un asset svalutato ma che una singola normativa possa interessare più fondi contemporaneamente rendendo molto più difficile trovare compratori per asset che in fase di dismissione massiva. Come osservano Gözlügöl e Ringe (2023), la lettura tradizionale dei fondi PE non ha ancora mai affrontato questo rischio di contagio sistemico in cui tutti i fondi si sono ritrovati a dover uscire in modo simultaneo dagli stessi asset per via degli shock normativi senza una base di acquirenti sufficiente a sostenere i multipli di exit attesi. Un mercato in cui tutti i fondi PE vendono e non ci sono acquirenti disponibili crea una compressione dei multipli di exit che va ad erodere interamente la remunerazione del fondo.

Il terzo rischio è quello normativo legato alle emissioni del metano che merita un'analisi distinta per la sua rilevanza diretta sulle ipotesi di questa tesi, infatti, la EPA Methane Rule, finalizzata nel dicembre 2023 e pubblicata in Gazzetta Federale nel marzo 2024 ha introdotto per la prima volta dei requisiti vincolanti per le fonti esistenti nel settore O&G americano con standard stringenti sulla riduzione del flaring e monitoraggio delle perdite fugitive che secondo le stime EPA costeranno all'industria in eccesso circa 30 miliardi di dollari in totale (AXPC, 2024), con un costo unitario per barile di circa 0,10 dollari (EDF Business, 2024), contestualmente, l'Inflation Reduction Act aveva introdotto un Waste Emissions Charge sul metano prodotto in eccesso rispetto ai limiti di legge prima di 900 dollari per tonnellata metrica nel 2024 poi con un'aliquota maggiorata di 1.500 nel 2026 prevista dalla normativa (Gibson Dunn, 2024). Tuttavia questa charge è stata abrogata dal Congresso nel marzo del 2025 con il Congressional Review Act

eliminando in modo immediato l'incentivo economico per i fondi PE americani, questo per tre fattori critici: il primo per semplificazione normativa quindi evitare la doppia imposizione tra standard tecnici e prelievo fiscale, la seconda per tutela della redditività operativa perché un'aliquota come quella del 2026 troppo alta quindi alto rischio di stranded assets ed infine per sicurezza energetica e controllo dell'inflazione quindi per mitigare i prezzi finali sull'energia preservando la competitività del comparto upstream. Questo sviluppo normativo è fondamentale per le ipotesi di questa tesi, ovvero, la rimozione della penalizzazione finanziaria sulle emissioni in eccesso riduce di conseguenza anche la pressione all'efficientamento operativo ambientale.

Quando il costo della non-compliance scende, la logica di estrazione pura senza riguardo nei confronti dell'ambiente e delle emissioni torna ad essere dominante a livello finanziario, infatti, i fondi non hanno più un incentivo economico diretto a ridurre le emissioni di metano andando ancora una volta ad aumentare le asimmetrie informative che sono quelle che caratterizzano il settore dei fondi PE sull'impatto ambientale. Ovviamente la performance del Clean Air Act rimane comunque in vigore è la traiettoria di lungo periodo verso vincoli più stringenti rimane la stessa, di conseguenza, l'unica cosa che cambia è il rallentamento di questa direzione nel breve-medio periodo.

Il quarto rischio è quello reputazionale, che ha assunto soprattutto nell'ultimo periodo dimensioni sempre più concrete anche per i fondi PE tradizionalmente sempre protetti dalla propria riservatezza operativa caratteristica fondamentale per investitori privati. Il PECCR Scorecard del 2024 ha evidenziato che nessuno dei principali 21 fondi PE del mondo ha ottenuto una valutazione "A" dal punto di vista green ed in termini di gestione dei rischi climatici, anzi, Carlyle ha ottenuto "D" classificandosi terzo tra i

peggiori "offenders" nonostante stesse lavorando allo sviluppo di un progetto solare da 2 miliardi di dollari in Arizona; un altro esempio che possiamo fare riguarda Quantum Capital Group perché il suo portafoglio d'investimenti è composto al 96% da combustibili fossili ed infine Kayne Anderson Capital Advisors che raggiunge il 100% (PECR, 2026). Questa componente reputazionale ha iniziato a produrre rischi legali concreti quando ad esempio nell'ottobre del 2024, ClientEarth ha depositato presso l'Autorité des marchés financiers (AMF) francese la prima denuncia formale contro un gestore patrimoniale per greenwashing, andando ad identificare 18 fondi retail di BlackRock collocati con il termine "sustainable" nonostante investissero tra l'1 e il 27% del proprio patrimonio in combustibili fossili (ClientEarth, 2024). La risposta di BlackRock è stata quella di rinominare questi fondi per far sì che si omogeneizzassero alle caratteristiche delle linee guida ESMA di 15 dei 18 fondi sui nomi dei fondi ESG entrata in vigore il 21 maggio 2025 tutto ciò documenta quindi come il greenwashing sia selettivo e vari da fondo a fondo (ESG Today, 2025). Il caso BlackRock è particolarmente emblematico perché illustra la contraddizione interna ad un singolo gestore anche perché esso è uno dei principali emittenti di ETF ESG al mondo ed attraverso la propria divisione PE è anche uno dei maggiori detentori di asset fossili a livello globale infatti il problema è proprio l'assenza di standard uniformi di misurazione e rendicontazione per i fondi PE ovvero la stessa asimmetria informativa che crea lo spazio necessario per attività come il Brown Spinning analizzato nella sezione 3.5. Fondi diversi adottano livelli di ambiguità diversi, infatti, in alcuni casi ci sono impegni genuini sulla sostenibilità e poi detengono esposizioni fossili significative e altri invece creano narrative opache che consentono libera interpretazione a seconda dell'interlocutore a cui viene esposto.

In entrambi i casi l'assenza di disclosure omogenea rende impossibile da verificare da parte degli LP la coerenza tra impegni dichiarati e scelte d'investimento effettive, perpetuando quindi l'asimmetria informativa nonché cuore di questa tesi.

Il quinto rischio è quello di liquidità in fase di exit che con il ritiro progressivo delle major quotate dalle acquisizioni di asset ad alta intensità emissiva, il mercato secondario quindi per questi asset si contrae andando ad aumentare la dipendenza da secondary buyout tra fondi PE rendendo più difficile in fase di exit di trovare un acquirente andando ad erodere in modo significativo i multipli realizzabili e di conseguenza i rendimenti finali. Questo meccanismo è autoalimentante infatti più le major vendono asset ai fondi PE più è difficile poi per quest'ultimi in fase di exit trovare un acquirente andando ad erodere in modo significativo i multipli realizzabili e di conseguenza i rendimenti finali. McKinsey nel suo Global Private Markets Report 2026 documenta che i holding periods medi nei fondi PE hanno raggiunto livelli record infatti se normalmente un investimento veniva detenuto in portafoglio 4-5 anni ora per più di 6 anni e mezzo andando a erodere considerevolmente l'IRR è che le distribuzioni agli LP come AUM sono scese dalla media decennale del 14% ad appena il 6% nel giugno 2025 lasciando intendere che per un fondo PE ora come ora è molto più difficile trovare un acquirente disposto a pagare un determinato prezzo a differenza di prima (McKinsey, Global Private Markets Report, 2026). Sebbene questi dati non si riferiscano al mondo del PE nel segmento O&G ma a tutto il PE in generale, la tendenza strutturale è che per i fondi energy-focused nel settore fossile questa tendenza è ulteriormente maggiorata dalla progressiva diminuzione della platea di acquirenti e dall'aumento di normative ESG che vanno a gravare su questo settore.

Il sesto rischio, spesso sottovalutato nella letteratura di settore, è quello degli orphaned wells ovvero pozzi abbandonati senza bonifica a seguito di un fallimento o di un exit del fondo e secondo un report di Public Citizen e PESP, le società PE-backed detengono circa 380 milioni di dollari in pozzi non bonificati in diversi stati americani con il rischio concreto che in caso di dismissione i costi ricadano sulla collettività e non sui fondi siccome fallendo non possono ovviamente pagare la bonifica del pozzo. (Public Citizen/PESP, 2023). Questo rischio è strutturalmente connesso alla logica dell'LBO da declino, infatti, i fondi con orizzonte temporale fisso che puntano alla massimizzazione dell'estrazione di cassa in portafoglio possono avere incentivi a posticipare gli investimenti di manutenzione e bonifica verso la fine del periodo di detenzione questa passività ambientale o al successivo proprietario o nei casi peggiori addirittura alla collettività.

4.5 Differenze tra fondi generalisti e energy-focused

Il mercato PE nel settore O&G si articola in due categorie di operatori con strategie d'investimento e strutture completamente diverse tra loro è la distinzione è fondamentale perché è rilevante nella capacità di migliorare effettivamente il profilo ambientale e operativo degli asset acquisiti. La prima condizione necessaria è quella dell'efficientamento operativo dove è completamente differente tra fondi generalisti e fondi energy-focused ed è proprio questa differenza di capacità operativa che determina due ipotesi di ricerca differenti in un dato caso d'investimento per una ricerca empirica.

I fondi energy-focused come EnCap Investments, Quantum Capital Group, NGP Energy Capital Management, Kayne Anderson Capital Advisors, ArcLight Capital Partners, EIG Global Energy Partners e Lime Rock Partners hanno costruito il proprio modello di business attorno alla specializzazione settoriale esclusiva nel settore O&G. EnCap Investments, con una storia che risale al 1988 e oltre 40 miliardi di dollari in gestione aggregata su 36 fondi, è uno dei principali fornitori di growth capital per le compagnie E&P indipendenti americane operando quasi esclusivamente attraverso la formazione di nuove piattaforme operative con management di comprovato track record, questa logica è un po' la logica del venture capital applicato a questo settore e non LBO. Fund XII include investimenti in 12 portfolio companies, di cui 10 sono gestite da team con esperienza nel settore e che hanno già collaborato in precedenza andando a confermare la centralità delle relazioni già consolidate con EnCap (EnCap, 2024). Lime Rock Partners, con oltre 10,4 miliardi di dollari di impegni totali dal 1998, a differenza di EnCap si focalizza sull'acquisizione e di conseguenza efficientamento operativo di asset upstream in Nord America, Europa, Medio Oriente quindi con un portafoglio diversificato su tutto il globo a differenza di EnCap che opera solo in America (Lime Rock, 2025). Quantum Capital Group si distingue per un approccio "flexible mandate" cioè che va a coprire i vari segmenti upstream, midstream e downstream andando a combinare tre strumenti finanziari diversi che fanno in modo di adattare la propria strategia in modo efficace caso per caso in un'unica piattaforma da oltre 10 miliardi di dollari raccolti solo nel 2024.

Il vantaggio competitivo strutturale di questi fondi risiede in tre elementi principali come documentato da Gompers e Kaplan (2015), che differenziano i fondi energy-

focused da quelli generalisti. Il primo elemento è la profondità delle competenze tecniche, infatti, questi fondi hanno a disposizione esperti in tutti i campi utili per curare ogni segmento della valutazione e acquisizione di un asset come specialisti di ottimizzazione della produzione andando a migliorare l'efficientamento operativo post-acquisizione. Il secondo è la capacità di strutturare operazioni di Hedging che sono fondamentali per la neutralizzazione almeno parziale delle fluttuazioni di prezzo degli idrocarburi rendendo i flussi di cassa più prevedibili nelle fasi critiche come situazioni geopolitiche approfondite nel capitolo precedente. Il terzo è la conoscenza di vari team esperti con cui si è già collaborato o che comunque riduce significativamente il rischio di selezione avversa e migliora soprattutto la qualità del monitoraggio post-acquisizione è proprio questo è il rischio che i fondi generalisti possono mitigare meno perché con la loro alta diversificazione di portafoglio riescono a gestire con più difficoltà rispetto ai fondi energy-focused nel settore O&G.

I fondi generalisti di grandi dimensioni come Blackstone, KKR, Carlyle, Apollo, Brookfield si interfacciano con il mondo O&G in maniera strutturalmente diversa rispetto all'altro tipo di fondi. La loro presenza all'interno di questo settore è spesso mediata attraverso veicoli infrastrutturali o piattaforme midstream dove la prevedibilità dei flussi di cassa si avvicina maggiormente al rischio degli asset che detengono e gestiscono in parallelo rispetto agli asset dell'O&G. Un esempio è KKR che detiene 188 partecipazioni fossili in 21 paesi in giro per il mondo con emissioni stimate che si aggirano intorno a 103 milioni di tonnellate di CO₂ equivalente nel 2023 (PECR, 2024). Questi fondi possono contare su una base LP molto più ampia il che rende la mitigazione al rischio ESG molto più elevata potendo compensare le uscite con il capital commitment da altri

LP ma ovviamente anche più esposte al rischio reputazionale dato che i fondi generalisti così grandi sono sempre "sotto processo" da scrutinio pubblico come dimostrato da ClientEarth-BlackRock.

Un elemento analitico molto importante per questa tesi è la strategia di separazione adottata da alcuni fondi generalisti per gestire la tensione tra esposizione fossile e criteri ESG che non vadano ad incrementare il rischio reputazionale, il caso più importante è quello di Carlyle, che nel 2012 ha acquisito NGP Energy Capital Management ovvero un fondo PE texano fondato nel 1988 specializzato proprio nel segmento degli asset fossili, il rilevamento è stato fatto per ragioni puramente finanziarie dato che NGP per via del boom della produzione shale americana era un veicolo particolarmente attraente per catturare gli alti rendimenti del settore O&G senza dover costruire all'interno del fondo un team da zero. La logica di acquisizione è stata puramente finanziaria perché nel 2012 le pressioni ESG erano inesistenti, di conseguenza nessun fondo ragionava in termini ambientali.

Con l'emergere progressivo delle pressioni ESG negli anni successivi, Carlyle si ritrovò in una posizione paradossale infatti da un lato comunicava sostenibilità agli investitori istituzionali e agli LP mentre appunto era in sviluppo un progetto solare da 2 miliardi di dollari in Arizona, dall'altro però possedeva NGP che continuava ad investire in modo massiccio nel settore O&G, infatti, secondo PEQR (2024) Carlyle detiene ben il 77% del proprio portafoglio in partecipazioni fossili, con gli asset NGP distribuiti prevalentemente nel segmento midstream e in maniera minore in quello upstream (PESP, 2024).

La soluzione adottata per questo problema è stata quella di rendere NGP un'entità separata è relativamente autonoma consentendo al brand Carlyle di operare in maniera efficace e comunicare impegni green, mentre NGP operava con la propria strategia di investimento fossile indipendente. Questa separazione non è interpretabile come una legittima divisione operativa tra business line ma è una forma sostanzialmente identica a quella del brown-spinning a livello di fondo, infatti, la funzione è analoga a quella delle major che cedono asset fossili a soggetti meno trasparenti. Seguendo questa logica ovviamente il risultato ambientale non cambia infatti le emissioni NGP rimangono invariate indipendentemente dalla separazione con Carlyle però di contro la visibilità pubblica è il rischio reputazionale viene isolato e mitigato a soggetti meno trasparenti quindi senza andare a modificare in alcun modo il profilo d'impatto ambientale all'interno del portafoglio complessivo. In altri termini questa acquisizione si è resa efficace non solo dal punto di vista finanziario ma anche verso le pressioni ESG andando verso un utilizzo opportunistico di una separazione societaria originariamente concepita per altri scopi. In altri termini, la struttura nata nel 2012 per ragioni finanziarie si è rivelata successivamente funzionale anche come schermo reputazionale verso le pressioni ESG: un utilizzo opportunistico di una separazione societaria originariamente concepita per altri scopi.

La distinzione analitica quindi non è rilevante tra i fondi generalisti o energy-focused ma tra i fondi che vanno a migliorare effettivamente il profilo ambientale di un asset e i fondi invece che massimizzano l'estrazione di cassa di un asset in declino, ed è questa distinzione che non si può derivare dalla classificazione tipologica del fondo ma da analisi di scelte d'investimento concrete che i capitoli empirici successivi andranno ad analizzare nel dettaglio.

4.6 Tipologie di asset O&G target

La selezione degli asset su cui investire costituisce il momento esatto tra strategia teorica di un fondo PE e scelte operative concrete che rappresentano il livello di analisi più importante per valutare le ipotesi di cui abbiamo parlato nella sezione 2.6. Ogni tipologia implica una diversa strategia, un diverso profilo rischio-rendimento e finestra regolatoria disponibile ed è proprio attraverso questa combinazione di fattori che si determina empiricamente se l'intervento del PE tende all'efficientamento o all'arbitraggio regolatorio. Non tutte le tipologie di asset si prestano ugualmente alle 2 ipotesi, infatti, ci sono alcune che sono più compatibili con l'efficientamento ed altre con l'estrazione di cassa pura proprio questa differenza è l'elemento che rende necessario l'approfondimento necessario per i vari casi studio che andremo ad analizzare nel capitolo 5.

Nel segmento upstream, le tipologie più ricercate nel periodo 2020-2024 sono state i pozzi maturi in bacini operativi a bassi costi operativi, un esempio che possiamo fare è il Permiano bacino per eccellenza dato che i costi di pareggio si aggirano tra i 35 e i 45 dollari per barile che quindi garantiscono una generazione di cassa anche negli scenari di prezzo avversi come ciò che sta accadendo ora. Poi ci sono altri bacini meno efficienti in cui il loro break-even supera i 55-60 dollari a barile rendendo più rischiosa la valutazione di prezzo discussa nel paragrafo 4.4. Per questo motivo i fondi hanno privilegiato le cosiddette Proved Developed Producing (PDP) reserves ovvero riserve già produttive che non hanno bisogno di ulteriori investimenti poiché offrono flussi di cassa immediati e sicuri che servono proprio a ripagare il debito contratto e sono perfettamente adatti alla

struttura dell'LBO da declino. In questo scenario appunto il debito viene ripagato attraverso la produzione già esistente andando a mitigare notevolmente il rischio di una nuova esplorazione situazione che invece può accadere in un investimento greenfield. Un ruolo molto importante nel bloccare i prezzi ad un minimo garantito per la produzione futura con periodi compresi tra i 12 e i 36 mesi sono proprio gli strumenti di hedging che in un periodo critico di servizio del debito rendono i flussi di cassa sufficientemente prevedibili per mitigare l'indebitamento elevato.

Le mineral and royalty interests sono diritti di royalties sui proventi derivanti da estrazioni di asset fossili senza però operare direttamente gli impianti, questa categoria è in forte crescita adottata soprattutto da alcuni operatori per avere un profilo ESG più accettabile rispetto all'ownership diretta degli stessi impianti produttivi. Però questa distinzione non regge ad un'analisi critica ovvero che queste royalty non riducono in alcun modo le emissioni infatti anche se non c'è l'ownership diretta il contenuto dell'investimento non varia in alcun modo perché appunto non vanno a modificare le scelte e le decisioni strategiche d'investimento, infatti, in questo scenario il petrolio viene estratto e bruciato esattamente come se il fondo fosse il proprietario del pozzo consentendo però di dichiarare una "responsabilità diretta" minore sulle emissioni pur presentando la stessa esposizione fossile in forma però più digeribile agli investitori istituzionali e agli LP sensibili ai criteri ESG. Questo meccanismo si chiama repackaging che non altera il profilo d'impatto climatico reale dell'investimento, funzione molto simile alla separazione fra Carlyle e NGP descritta nella sezione 4.5 in cui appunto la forma cambia ma non cambia in nessun modo l'esposizione fossile.

Nel segmento midstream, le tipologie preferite dai fondi sono reti di oleodotti e gasdotti con contratti take-or-pay a lungo termine oppure le infrastrutture di rigassificazione GNL. Come documentato da Deloitte (2026), l'attività dei fondi si è spostata verso il segmento midstream e le infrastrutture export-oriented nel periodo più recente con i GP backed da fondi PE che agiscono sempre più spesso da sponsors per costruire piattaforme midstream di scala. Con il Department of Energy che ha autorizzato nuovi terminal di esportazione che potrebbero triplicare il volume della capacità americana entro il 2030, andando a creare un ciclo d'investimento a cui i fondi PE hanno partecipato attivamente attraverso l'acquisizione di quote in terminal operativi, sfruttando le strutture di project finance tipiche delle infrastrutture energetiche con debiti a lungo termine garantiti dai contratti di fornitura. Per il midstream il numero di transazioni contate solo nel 2025 da parte dei fondi PE sono di 35 per un valore che si aggira intorno ai 57 miliardi di dollari, confermando sempre di più la crescente centralità di questo segmento nell'allocazione degli asset dei fondi energy-focused (Deloitte, 2026).

Una categoria di asset di crescente interesse strategico è quella delle società di oilfield services (OFS) che vanno ad integrare tecnologie di monitoraggio e di riduzione delle emissioni, proprio per il crescere di esse nel 2025 si sono registrate ben 18 transazioni nel segmento OFS da parte dei fondi PE per un valore totale di 8 miliardi di dollari (Deloitte, 2026) un dato che ci fa capire il trend iniziato nel 2023-2024 e verso cui stanno convergendo gli investimenti. Questa spinta è stata data dalla normativa EPA Methane Rule che ha introdotto requisiti vincolanti di monitoraggio di perdite fugitive e di riduzione del flaring per le fonti già esistenti nel settore Oil & Gas con costi stimati dall'EPA stessa di circa 30 miliardi di dollari per l'industria (AXPC, 2024) e con costi

unitari per barile di circa 0,10 dollari (EDF Business, 2024). Avendo compreso i risultati di questa normativa possiamo dire che i fondi PE non investono nell'OFS per virtù ambientale autonoma ma perché le normative hanno reso il costo della non-compliance per via di sanzioni dirette, rischi reputazionali, deterioramento dell'asset in fase di exit superiori al costo dell'investimento tecnologico per una visione meramente remunerativa.

Qualora un fondo PE acquisisca un asset produttivo e contemporaneamente investa in una società OFS che installa tecnologie per la riduzione delle emissioni di metano, ottimizzazione della produzione attraverso tecnologie digitali ed il miglioramento del profilo ESG incrementa soprattutto il valore in ottica di un exit poiché gli acquirenti proprio per via di queste normative green applicano premi di valutazione agli asset con emissioni certificate inferiori rispetto al normale allineando incentivi finanziari con obiettivi ambientali. Questa è la manifestazione più empirica di efficientamento operativo da parte dei fondi PE discussa nel capitolo 2 è che sarà esaminata in maniera approfondita nei casi studio del capitolo 5. Nonostante questo, avvicinarsi ad avere un profilo più green bisogna notare che con l'abrogazione del Waste Emissions Charge nel marzo 2025 l'allineamento discusso viene parzialmente ridotto indebolendo l'incentivo economico con l'efficientamento e rendendo la domanda empirica principale di questa tesi ancora più importante: l'efficientamento avviene per virtù intrinseca del modello PE oppure soltanto per normative finanziarie che rendono questo fenomeno obbligatorio?

Infine abbiamo il decommissioning degli impianti petroliferi a fine vita che rappresenta una categoria emergente con caratteristiche peculiari che si sposano perfettamente con l'LBO da declino. Infatti, solo nel Mare del Nord il costo stimato del decommissioning supera i 50 miliardi di dollari secondo O&G UK invece a livello globale

secondo Wood Mackenzie il costo del decommissioning offshore complessivo raggiungerà i 100 miliardi di dollari entro il 2030 con il Mare del Nord e il Golfo del Messico come aree di maggiore concentrazione (Wood Mackenzie, 2023). Questa passività è legalmente degli operatori e non dei governi e si trasferisce insieme all'asset in fase di cessione, infatti, quando una major cede un impianto a fine vita ad un fondo PE trasferisce con esso anche il decommissioning obligation differito. Il fondo accetta questa passività perché vede nell'asset un'opportunità di remunerazione che combacia perfettamente con il loro orizzonte temporale e che quindi consente l'estrazione di cassa residua prima che diventi esigibile è questa è esattamente la logica della finestra regolatoria discussa nella sezione 3.5. Un'altra dimensione di rischio sottovalutata riguarda tuttavia gli orphaned wells che secondo un report di Public Citizen e PESP, le società PE-backed detengono circa 380 milioni di dollari in pozzi non bonificati in quattro stati americani (Colorado, New Mexico, Utah e Wyoming), con il rischio concreto che in caso di exit anticipata o fallimento i costi di bonifica ricadano sulla collettività piuttosto che sui fondi stessi investitori (Public Citizen/PESP, 2023). Questo dato ci dice che in molti casi i fondi PE non posticipano semplicemente la bonifica all'interno del loro orizzonte temporale ma la stanno strutturalmente scaricando su terzi attraverso la catena delle cessioni successive. all'interno dell'orizzonte temporale del fondo, ma la stiano strutturalmente scaricando su terzi attraverso la catena delle cessioni successive.

Valutare se il decommissioning come categoria di investimento acceleri o rallenti la transizione energetica richiede una distinzione analitica precisa che va oltre la semplice classificazione dell'operazione infatti, un fondo acquisisce un impianto a fine vita e investe nella riduzione del flaring e nelle tecnologie per la riduzione delle perdite fugitive

portando le emissioni residue al minimo possibile durante tutto l'arco della fase del ciclo produttivo è quindi contribuisce in modo genuino a migliorare il profilo ambientale di un asset che invece avrebbe operato a standard inferiori aumentando le emissioni. Invece un fondo che acquisisce lo stesso impianto ma che massimizza la produzione è l'estrazione di cassa senza posticipando la bonifica senza investire in tecnologie per ridurre l'impatto ambientale si limita quindi a guardare solo il lato economico di un'operazione. Quindi la distinzione non è tra decommissioning sì o no, ma tra la gestione attiva del profilo emissivo nella fase terminale di un impianto è la mera ottimizzazione finanziaria di quest'ultimo ed è proprio questo fattore che in assenza di obblighi normativi nei confronti dei fondi PE rende il decommissioning uno degli spazi più opachi all'interno di questo fenomeno nonché uno dei principali candidati per l'analisi empirica nei capitoli successivi.

5. Operazioni M&A significative nel settore Oil & Gas

5.1 Principali operazioni del ciclo 2020–2024

Il periodo compreso tra il 2020 ed il 2024 è stato uno dei periodi più intensi per l'M&A nel settore O&G con però caratteristiche strutturali completamente diverse rispetto agli scenari precedenti, infatti, secondo i dati Enverus l'attività di M&A upstream solo nel 2024 ha raggiunto i 105 miliardi di dollari con ben 23 operazioni che superavano ciascuna il miliardo di dollari solo nel terzo trimestre andando a segnare così un aumento

del 21% rispetto allo stesso periodo nel 2023 (GlobalData, 2024). Stando ai dati Deloitte, il volume totale delle operazioni di M&A nel settore O&G americano ha totalizzato ben 173,9 miliardi di dollari pari al 51,2% del volume totale delle operazioni nel settore delle risorse naturali in Nord America (Deloitte, 2026).

Questo ciclo appena descritto non è riconducibile solamente ad una semplice accelerazione quantitativa di deal transazionali ma bensì riflette una trasformazione strutturale che vede attori diversi come protagonisti all'interno del mercato. La sinergia di tre fattori diversi ha prodotto un mercato M&A caratterizzato da un dualismo atipico, infatti, da un lato abbiamo mega-operazioni tra grandi operatori industriali dall'altro lato un mercato secondario attivo che favorisce i fondi PE perché cedono le piattaforme prodotte nel periodo di massima espressione dei criteri ESG ad acquirenti industriali in fase di espansione, il primo fattore sono proprio le normative green che hanno spinto le major a cedere asset ad alta intensità emissiva, il secondo invece è la quantità di capitale che i fondi PE hanno accumulato durante la fase di declino (2020-2021) prima del boom con la guerra in Ucraina ed il terzo la necessità delle major di consolidare ed aumentare le loro posizioni nei grandi bacini produttivi con operazioni di grande scala dopo anni di sottoinvestimento strutturale.

La lettura di questo ciclo correlata con le due ipotesi empiriche che abbiamo è che continueremo ad analizzare in questa tesi richiede un'analisi approfondita caso per caso poiché le motivazioni economiche e le conseguenze ambientali di ogni operazione presentano profili diversi ed obiettivi diversi. A questo fine il capitolo esamina 5 operazioni che sono rilevanti per le dinamiche discusse nei capitoli precedenti, i deal sono: l'acquisizione di Pioneer Natural Resources da parte di ExxonMobil, l'acquisizione

di Endeavor Energy Partners da parte di Diamondback Energy, la cessione di CrownRock da parte di Lime Rock Partners a ConocoPhillips, la cessione di WTG Midstream da parte di Stonepeak a Energy Transfer, e la cessione di XCL Resources da parte di EnCap a SM Energy e Northern Oil and Gas.

5.2 Motivazioni economiche e strategiche

Il caso ExxonMobil – Pioneer Natural Resources (2023–2024)

L'acquisizione di Pioneer Natural Resources da parte di ExxonMobil, è stata annunciata nell'ottobre 2023 e completata nel maggio 2024 per un valore complessivo di 59,5 miliardi di dollari totalmente in azioni, questa operazione rappresenta il più grande deal nel settore O&G nella storia americana post shale è la dichiarazione strategica di una major in uno scenario di transizione energetica (ExxonMobil, 2023). A differenza delle dismissioni che andremo a vedere nelle operazioni analizzate di seguito il caso ExxonMobil-Pioneer è un'acquisizione industriale diretta che non coinvolge direttamente un fondo PE ma che costituisce il meccanismo privilegiato per i fondi PE che negli anni precedenti avevano costruito piattaforme nel bacino Permiano, questa acquisizione da parte di un grande operatore industriale sta a significare l'ampliamento della platea di compratori disponibili per le exit PE nel segmento upstream andando a sostenere i multipli di valutazione e andando a comprimere i premi di rischio.

Le motivazioni economiche si basano su tre distinzioni, la prima è sulla scala produttiva, l'acquisizione infatti ha più che raddoppiato la quota di estensione netta di ExxonMobil nel Permiano andando ad aggiungere oltre 1,4 milioni di acri netti nei bacini del Delaware e Midland portando la produzione di barili di petrolio giornalieri da 1,3 milioni a ben 2 entro il 2027 (OilPrice.com, 2024). Sul piano dell'efficienza operativa, ExxonMobil tramite questa operazione ha individuato la possibilità specifica nella contiguità geografica delle due compagnie andando a creare extended laterals ovvero scavi orizzontali estesi attraverso terreni adiacenti che permettevano loro di ridurre il numero necessario di pozzi abbassando il costo per barile. Sul piano del profilo green ExxonMobil si è impegnata sul piano del raggiungimento del net zero per gli asset all'interno del bacino Permiano dal 2050 al 2035 e applicando le proprie tecnologie per diminuire il più possibile le emissioni fugitive di metano nell'intera area di Pioneer e a portare la quota di acqua riciclata fino al 90% entro il 2030 (ExxonMobil, 2023).

La visione a lungo termine da parte di ExxonMobil è altrettanto importante per questa tesi perché attraverso questa operazione di M&A la major crede nella persistenza della domanda di idrocarburi nel medio lungo termine, infatti, come dichiarato dal CEO Darren Woods, ExxonMobil stava raddoppiando le scommesse sulla capacità organizzative del Permiano (Michigan Journal of Economics, 2023), segnalando appunto che questo bacino viene definito un asset pluridecennale. Questa posizione è completamente opposta alla logica dell'LBO da declino descritta nella sezione 2.3, infatti ExxonMobil non sta massimizzando l'estrazione di cassa come farebbe un fondo PE con un asset in declino ma bensì sta investendo nella convinzione che la domanda di

idrocarburi sia abbastanza robusta da giustificare rendimenti positivi per un lungo periodo di tempo su un investimento che tocca quasi i 60 miliardi di dollari.

Il caso Diamondback – Endeavor Energy Partners (2024)

L'acquisizione di Endeavor Energy Resources da parte di Diamondback Energy, annunciata nel febbraio 2024 e completata il 10 settembre 2024 per un valore complessivo di 26 miliardi di dollari sia in azioni che in liquidità, rappresenta la seconda operazione di cui discuteremo nonché il più grande acquisto da parte di un operatore privato nel bacino del Permiano dopo quella di Concho Resources da parte di ConocoPhillips nel 2020 (CNBC, 2024).

Endeavor Energy Resources, compagnia che è stata fondata nel 1979 dal petroliere texano Autry Stephens, che nel corso degli anni ha accumulato una posizione privilegiata nel bacino del Permiano con ben 344.000 acri e un break-even che sta al di sotto dei 40 dollari per barile (Diamondback SEC Filing, 2024). La struttura proprietaria di Endeavor è fondamentale per capire la natura del deal, infatti, a differenza di CrownRock o XCL Resources, Endeavor non è una piattaforma PE-backed ma bensì una compagnia familiare che quasi dopo mezzo secolo ha deciso di monetizzare la propria posizione all'interno del bacino. Questo la rende un caso completamente distinto dagli altri esaminati in questo capitolo, infatti, non si tratta di un exit di un fondo PE ma di un'uscita da parte di una compagnia familiare che non si è mossa con le stesse motivazioni dei venditori quanto su quello delle strutture di governance sullo sviluppo di asset detenuti così a lungo.

Le motivazioni di Diamondback sono esplicite e documentate nei filing SEC, infatti la combinazione tra il deal e le quote già possedute da quest'ultima creano un'entità con 838.000 acri netti complessivi, una produzione che si aggira sugli 816.000 barili di petrolio giornalieri, 6.100 da costruire ed un breakeven inferiore ai 40 dollari per barile (Diamondback DEFA14A, 2024), le sinergie operative stimate si aggirano intorno ai 550 milioni di dollari annui ed un VAN a 10 anni di circa 3 miliardi, Diamondback ha dichiarato esplicitamente che questa operazione è stata l'unica in termini di qualità e grandezza analizzando ogni deal dell'ultimo decennio, valutazione che riflette che la scarsità di acreage di qualità primaria presente nel bacino per un'acquisizione, elemento che rafforza la logica descritta nella sezione 4.3 sul sottoinvestimento strutturale nel settore come driver di valore per gli asset esistenti.

Sul piano delle implicazioni del profilo ESG il caso Diamondback-Endeavor presenta una dimensione in materia green particolare e che merita un approfondimento specifico, infatti nonostante sia sempre stata trascurata dal dibattito centrato dal punto di vista finanziario, Endeavor, pur essendo un operatore privato, non era sottoposta ad obblighi di disclosure a differenza di una major quotata o comunque non doveva tener conto degli obblighi di rendicontazione ESG, invece con l'acquisizione da parte di Diamondback il trasferimento di questo asset ad una società quotata come quest'ultima determinava anche il trasferimento degli obblighi di disclosure, nel senso opposto rispetto all'ipotesi di brown spinning classico, infatti ciò che prima operava in uno scenario di trasparenza ridotta ora entrava all'interno dell'ambito di rendicontazione di un soggetto quotato assoggettato agli obblighi di reporting verso investitori istituzionali. Questo meccanismo ovviamente di per sé non va a modificare le emissioni che vengono

semplicemente trasferite ad un altro soggetto; infatti, la produzione continua solo sotto ad un altro proprietario bensì ora divengono accessibili e visibili a tutti seguendo gli obblighi formali di disclosure verso tutti gli investitori istituzionali.

Il caso Lime Rock – CrownRock – ConocoPhillips (2007–2024)

Il caso CrownRock rappresenta l'esempio più lampante di un ciclo PE nel settore fossile poiché copre l'intero ciclo che ha fatto parte di diversi scenari e situazioni geopolitiche, si inizia dal 2007 anno in cui Lime Rock Partners ha acquisito la quota del 60% nella compagnia fondata da Timothy Dunn attraverso il conferimento dei propri asset in CrownQuest Operating fino alla completa acquisizione di ConocoPhillips completata nell'agosto 2024 per un valore totale di 22,5 miliardi di dollari incluso il debito (ConocoPhillips, 2024).

CrownRock è stata costruita nel corso di 17 anni come piattaforma di sviluppo del bacino Midland del Permiano con un modello operativo basato sull'acquisizione di acreage e sullo sviluppo tramite tecnologie man mano sempre più avanzate, al momento dell'acquisizione di ConocoPhillips, CrownRock deteneva una capacità produttiva in portafoglio di circa 170.000 barili di petrolio giornalieri, 1.700 pozzi già sviluppati ed altri 1.700 in via di sviluppo, questa è una delle posizioni più importanti in termini di inventario residuo.

La performance finanziaria dell'operazione per Lime Rock Partners è difficile da quantificare in primo luogo per mancanza di disclosure da parte del fondo e poi perché nel 2007 le valutazioni sul bacino Permiano erano una frazione di quelle attuali, la successiva cessione di 22,5 miliardi quanto parlato prima implica un MOIC ampiamente

superiore alla media di settore che si aggira intorno a 2,5-3,5x ma avendo l'orizzonte temporale molto ampio di 17 anni va a limitare significativamente l'IRR rispetto ad operazioni con holding period decisamente più brevi. Questo caso in particolare mette in luce le limitazioni di IRR e MOIC come discusso nel paragrafo 2.4 perché il valore creato è di indiscutibile grandezza ed importanza ma dall'altro lato il tempo di detenzione riduce il rendimento rispetto ad operazioni con un lasso temporale più breve. McKinsey (2026) documenta che gli holding period medi nel PE di detenzione di asset in portafoglio si aggirano intorno ai 6,5 anni nel ciclo recente ed il caso CrownRock con il suo ciclo di 17 anni è il caso estremo di questo scenario spiegabile solo alla luce della qualità degli asset detenuti e della finestra di prezzo favorevole che ha fatto sì che l'exit venisse rimandata.

Sul piano dell'ipotesi di ricerca il caso CrownRock è emblematico ed ambivalente, infatti, da un lato abbiamo la costruzione di una piattaforma lungo l'arco di 17 anni che attraverso continui investimenti ha migliorato la qualità delle perforazioni e l'ottimizzazione operativa quindi coerente con la nostra prima ipotesi ovvero l'efficientamento, infatti Lime Rock non si è limitata nell'estrazione di cassa bensì ha creato un portafoglio coerente con lo sviluppo dell'asset è che ConocoPhillips abbia giudicato degno di un premio significativo di valutazione. Dall'altro lato invece abbiamo che la cessione avviene in un momento in cui i criteri ESG diventavano sempre più stringenti suggerendo appunto che l'exit sia stata fatta leggendo in maniera strategica un periodo storico che virava verso il green, questa logica del timing ottimale è stata discussa nelle sezioni 2.6 e 3.5.

Il caso Stonepeak – WTG Midstream – Energy Transfer (2024)

La cessione di WTG Midstream Holdings da parte di Stonepeak Infrastructure Partners a Energy Transfer, completata nel terzo trimestre del 2024 per un valore di 3,25 miliardi di dollari suddivisi in 2,45 miliardi in liquidità e 50,8 milioni di quote di Energy Transfer che all'epoca avevano un valore complessivo che si aggirava intorno agli 800 milioni di dollari per un controvalore di circa 3,25 miliardi di dollari, va a costituire uno studio emblematico nella logica midstream descritta anche nei paragrafi 3.1 e 4.6 (Sidley Austin, 2024).

WTG Midstream è il più grande operatore privato di raccolta e lavorazione del gas naturale nel bacino del Midland del Permiano, possiede una rete di circa 6.000 miglia di pipeline che serve gli operatori più attivi come le contee Martin, Howard, Upton, Reagan e Irion in Texas con ben 8 impianti di lavorazione con capacità produttiva di circa 1,3 miliardi di piedi cubici al giorno e due ulteriori impianti in costruzione per ulteriori 0,4 miliardi di piedi cubici al giorno (Hart Energy, 2024). La struttura proprietaria al momento della cessione era suddivisa in grandi quote con Stonepeak come azionista di maggioranza, Davis Estate come co-investitore familiare e Diamondback Energy con una quota che toccava il 25% acquisita nel 2021 tramite una sua controllata di nome Rattler Midstream.

Le motivazioni dell'operazione riflettono il profilo midstream descritto nella sezione 4.6, infatti Stonepeak aveva acquisito WTG come piattaforma di raccolta del gas nel Permiano in una fase di fortissima espansione della produzione shale beneficiando in quel momento di contratti take-or-pay che garantivano flussi di cassa stabili e prevedibili indipendentemente dalla volatilità del prezzo del gas, questa cessione avviene in un momento in cui ormai la fase di massimizzazione del valore si era consolidata, la rete era

costruita ed i contratti stipulati, in questo modo il trasferimento ad un operatore industriale consentiva ad Energy Transfer di integrare WTG nella propria rete midstream texana, realizzando investimenti e sinergie che per un fondo di PE con diverse tecnologie e obiettivi era impossibile fare dato anche il lasso temporale limitato.

Dal punto di vista della struttura finanziaria e per la nostra ipotesi il caso WTG Midstream amplifica in modo particolarmente nitido la funzione intermediaria che un fondo PE, in questo caso Stonepeak, ha svolto; infatti, esso ha iniziato raccogliendo capitale per costruire la rete, stipulando contratti take-or-pay con produttori upstream e sviluppando nuovi impianti produttivi, per poi cedere la struttura completamente rinnovata ad una major in grado di poter creare economie di rete. Questo scenario è diverso dall'LBO da declino, infatti, Stonepeak non ha acquisito un asset maturo per estrarre il valore residuo bensì ha finanziato lo sviluppo dell'asset per poi cederlo arrivato ad una certa maturità operativa. In questo caso quindi non parliamo di sfruttamento/brown spinning bensì di efficientamento, infatti, in questo caso esso non è per definizione estrattivo ma costruttivo poiché il punto di partenza dell'investimento non era un asset in declino bensì in fase di sviluppo.

Dal punto di vista ambientale la posizione del caso WTG Midstream è strutturalmente ambivalente, perché da un lato abbiamo una rete di raccolta gas più efficiente, meno flaring uguale meno perdite che altrimenti verrebbero bruciate senza recupero energetico, andando a migliorare così il profilo emissivo relativo alle operazioni upstream del bacino, contemporaneamente però l'espansione della capacità di raccolta e di stoccaggio del gas per commercializzarlo va a prolungare la vita economica delle operazioni upstream sostenendo la redditività dei produttori che altrimenti sarebbero

costretti a ridurre la produzione per mancanza di trasporto, la prima dimensione quindi è coerente con la prima ipotesi cioè quella dell'efficientamento mentre la seconda con quella dell'arbitraggio regolatorio in senso lato nella misura in cui il segmento midstream libera un vincolo alla produzione di idrocarburi senza contribuire alla riduzione delle emissioni.

Il caso EnCap – XCL Resources – SM Energy / Northern Oil and Gas (2024)

La cessione di XCL Resources da parte di EnCap Investments a SM Energy e Northern Oil and Gas, completata nell'ottobre 2024 per un valore complessivo di 2,64 miliardi di dollari, rappresenta il modello operativo per eccellenza dei fondi energy-focused americani e delle logiche di creazione di valore che lo distinguono dalla logica dell'LBO tradizionale.

XCL Resources è una piattaforma E&P che opera nel bacino Uinta nello Utah ed è particolarmente rinominata per possedere un petrolio di alta qualità (Uinta waxy crude) con elevati costi di trasporto verso i vari mercati ma con una prevedibilità di cassa e stabilità di declino importanti. EnCap aveva formato XCL Resources attraverso il loro modello operativo caratteristico ovvero la selezione di un team di management con esperienza in questo bacino, stesso team che aveva precedentemente gestito altre compagnie sempre con esito positivo, ed il conferimento di un capital commitment sufficiente a costruire una posizione dominante nel bacino attraverso acquisizioni di posizioni contigue all'interno del bacino.

Il processo di creazione di valore nell'arco dell'investimento si è articolato su tre assi, il primo è l'acquisizione continua di acreage del bacino in cui XCL ha costruito una

posizione di scala all'interno di esso, attraverso diverse acquisizioni di lotti adiacenti andando a creare un unico blocco che consente perforazioni ottimizzate e riduzione dei costi unitari creando economie di scala. Il secondo asse è l'ottimizzazione operativa, infatti in questo caso il team scelto da EnCap per la propria esperienza nel bacino ha permesso l'implementazione di tecniche sempre più efficienti riducendo i costi di perforazione, il terzo ed ultimo asse invece è la gestione del rischio ESG, infatti la regione in cui è situato il bacino ha livelli di inquinamento dell'aria molto elevati, infatti, in questo caso XCL ha investito in sistemi di riduzione delle emissioni fugitive del flaring per migliorare il profilo di compliance normativa. Questo investimento quindi non è interpretabile come motivato da una scelta di valori autonoma bensì come documentato nel paragrafo 4.6 riguardo all'allocazione di capitale OFS, il miglioramento del profilo ESG è stato funzionale a rendere l'asset più appetibile per acquirenti come SM Energy, soggetta agli obblighi di disclosure e alle normative ESG nei confronti degli investitori istituzionali, che applicano premi di valutazione se un determinato asset detiene un profilo ambientale con emissioni certificate.

La struttura dell'acquirente composto è a sua volta analiticamente rilevante, infatti, il deal XCL non ha un unico acquirente bensì due soggetti con ruoli e profili completamente diversi tra loro, infatti da un lato abbiamo SM Energy, operatore quotato con obblighi di rispettare normative ESG, che ha acquisito l'80% degli asset assumendo il controllo operativo per 2,1 miliardi di dollari e poi Northern Oil and Gas, soggetto specializzato in royalty interests e partecipazioni non-operated cioè che partecipa indirettamente ai rendimenti finanziari cioè senza gestire le operazioni in prima persona, che ha acquisito la restante parte ossia il 20% per 510 milioni di dollari. Questa struttura

riflette il meccanismo di repackaging discusso nella sezione 4.6, infatti in questo caso l'esposizione fossile viene distribuita tra due soggetti con obblighi completamente diversi di disclosure e di profili con responsabilità sulle emissioni. SM Energy, in quanto operatore quotato, è tenuta a rendicontare le emissioni degli asset; Northern Oil and Gas, in quanto soggetto partecipante indirettamente, dichiara una responsabilità molto minore in termini ESG pur beneficiando dei rendimenti finanziari derivanti dalla produzione. In nessun caso, tuttavia, il volume fisico delle emissioni di petrolio viene modificato.

5.3 Performance post-deal

L'analisi delle performance post-deal delle 5 operazioni esaminate ci aiuta a capire le due categorie che abbiamo distinto in modo analitico, da un lato l'operazione d'intervento di un fondo PE che ha generato un effettivo miglioramento in ambito di emissioni sull'asset posseduto, di contro una funzione prevalentemente di intermediazione finanziaria trasferendo gli asset da un proprietario ad un altro senza modificare caratteristiche produttive o ambientali.

ExxonMobil – Pioneer. La performance post-acquisizione è in linea con le aspettative dichiarate al momento del closing, nel secondo trimestre del 2024, ovvero il primo trimestre completo post-acquisizione, ExxonMobil ha dichiarato delle soglie record sui propri risultati con una produzione di 1,2 milioni di barili di petrolio giornalieri con una crescita totale del gruppo del 15% ovvero pari a 574.000 barili in più rispetto al trimestre precedente, trainata dalla combinazione di Permiano, Guyana e patrimonio storico (ExxonMobil Q2 2024 Earnings Release, SEC Form 8-K, agosto 2024). Pioneer

ha contribuito con 500 milioni di dollari agli utili in appena due mesi post-closing di maggio e giugno 2024 con il CEO Darren Woods che ha dichiarato che quest'integrazione stava superando ogni aspettativa. L'impegno sull'accelerazione verso il net zero entro il 2035 non è ancora verificabile perché troppo breve il lasso temporale dalla chiusura, ma una cosa certa è che nel momento in cui un operatore così grande acquisisce determinati tipi di asset costruiti da operatori indipendenti può effettivamente migliorare l'efficienza usando tecnologie ed implementare economie di scala.

Diamondback – Endeavor. In questo caso l'integrazione è avvenuta più rapidamente del previsto, infatti, Diamondback ha comunicato nel novembre 2024 che i costi per piede laterale ovvero nel momento in cui avviene una perforazione orizzontale erano già scesi a 600 dollari su tutto il portafoglio combinato, su larga scala molto al di sotto del target di 625 dollari che la compagnia si era impegnata a raggiungere entro il 2025, tutto ciò grazie alla standardizzazione delle operazioni e all'implementamento delle tecnologie SimulFrac su tutta la flotta di perforazione (Diamondback Q3 2024 Earnings, SEC Form 8-K, novembre 2024). Per l'intero anno 2024, la guida produzione è stata di 587–590 MBOE/d (produzione di barili giornaliera), con il breakeven ridotto da 76 a 67 dollari al barile confermando ancora una volta che il miglioramento sul piano operativo è avvenuto prima di quello che ci si aspettava (Diamondback Full Year 2024 Financial and Operating Results, SEC Form 8-K, febbraio 2025). Sul piano della produzione fisica, Diamondback ha confermato piani di sviluppo dell'inventario Endeavor senza alcuna riduzione sulle perforazioni ed anzi non solo non c'è stata una riduzione bensì un aumento all'interno del piano pluriennale comunicato agli investitori.

Lime Rock – CrownRock – ConocoPhillips. La performance post-deal più rilevante per le ipotesi di ricerca riguarda il comportamento produttivo degli asset dopo la cessione. ConocoPhillips ha integrato CrownRock nel proprio portafoglio Permiano, nel terzo trimestre del 2024 nonché primo trimestre in cui gli asset acquisiti sono entrati in piena produzione Permiana, la produzione di ConocoPhillips ha raggiunto i 781 MBOED in crescita rispetto ai trimestri precedenti (ConocoPhillips Q3 2024 Earnings, SEC Form 8-K, ottobre 2024) e nel quarto trimestre 2024, la produzione è salita nuovamente fino al raggiungimento di 833 MBOED confermando il trend positivo degli asset acquisiti (ConocoPhillips Q4 2024 Earnings, SEC Form 8-K, febbraio 2025). ConocoPhillips ha dichiarato di voler applicare le proprie tecnologie volte alla riduzione delle emissioni fugitive includendo anche il portafoglio CrownRock nei propri target di riduzione del metano, questo rappresenta in maniera limpida che il trasferimento da un fondo PE ad una quotata porta almeno sul piano degli impegni dichiarati un effettivo miglioramento a livello ambientale sugli asset.

Stonepeak – WTG Midstream – Energy Transfer. La performance post-deal è strutturalmente diversa da quella degli asset upstream, essendo questa un'infrastruttura midstream con contratti take-or-pay, i flussi di cassa in questo caso sono prevedibili e la performance operativa è direttamente verificabile attraverso i volumi di gas processato, al momento dell'acquisizione completata a luglio 2024 WTG contava 8 impianti funzionanti che le permettevano di lavorare 1,3 Bcf/d di capacità con la produzione di due nuovi impianti per un'ulteriore 0,4 Bcf/d, nel terzo trimestre del 2024 Energy Transfer ha comunicato che il sistema WTG aveva già nove impianti arrivando a 1,5 Bcf/d, che il

decimo era in fase di completamento è che un'ulteriore impianto avrebbe apportato un aumento di 200 MMcf/d (Energy Transfer Q3 2024 Earnings, SEC Form 8-K, novembre 2024). In novembre 2024, Energy Transfer ha completato l'ottimizzazione del Grey Wolf plant portandone la capacità da 200 a 250 MMcf/d; in febbraio 2025 ha approvato la costruzione di un'ulteriore impianto nel bacino Midland, il Mustang Draw plant da 275 MMcf/d, previsto per il primo semestre 2026 (Energy Transfer Q4 2024 Earnings, SEC Form 8-K, febbraio 2025). Dal punto di vista delle emissioni l'espansione della capacità ha ridotto in modo significativo il flaring nel bacino Midland, infatti, ora un volume maggiore di gas che in precedenza veniva bruciato ora viene catturato, lavorato e commercializzato, costituendo un miglioramento misurabile del profilo emissivo relativo delle operazioni del bacino.

EnCap – XCL Resources – SM Energy / NOG. SM Energy ha chiuso l'acquisizione dell'80% degli asset XCL il 1° ottobre 2024 per 2,1 miliardi di dollari; Northern Oil and Gas ha acquisito contestualmente il restante 20% per 510 milioni di dollari (SM Energy Q3 2024 Earnings Release, SEC Form 8-K, ottobre 2024), al momento dell'acquisizione gli asset producevano circa 38.200 barili che equivalevano a circa l'88% di contenuto petrolifero con circa 390 localizzazioni da sviluppare e un breakeven compreso tra i 43 e i 57 dollari per barile. Nel quarto trimestre 2024, SM Energy ha comunicato una crescita della produzione petrolifera di circa il 40% è quella totale di circa il 25% trainata dall'integrazione degli asset Uinta, con ben 18 nuovi pozzi in Utah che hanno mostrato tassi di produzione iniziali di picco a 30 giorni in media di 870 barili equivalenti al giorno per pozzo al 94% di contenuto petrolifero (SM Energy Q4 2024 Earnings Call, febbraio 2025). Il programma di perforazione definito da EnCap è

stato mantenuto ed ampliato confermando la continuità iniziata dal fondo PE, questo caso quindi documenta in modo diretto il meccanismo discusso nel paragrafo 4.6 che riguarda gli investimenti OFS, infatti il miglioramento del profilo ESG durante il tempo di detenzione dell'asset al fondo PE si è trasformato in un valore aggiunto al momento dell'exit creando un allineamento tra rendimento finanziario e miglioramento ambientale che però non è attribuibile pienamente al modello PE ma alla struttura normativa.

5.4 Lezioni apprese

L'analisi comparata delle cinque operazioni esaminate consente di articolare delle conclusioni analitiche rilevanti per questa tesi che integrano la lettura empirica dei deal con il funzionamento del mercato M&A nell'O&G durante il periodo della transizione energetica.

Prima lezione: la distinzione tra creazione di valore e estrazione di valore non è binaria. I casi CrownRock e XCL Resources mostrano che i fondi energy-focused americani, in particolare EnCap e Lime Rock, operano in maniera prevalente nella logica di creazione di valore attraverso la costruzione di piattaforme operative, acquistano acreage, selezionano team con esperienze all'interno del bacino e usano tecnologie per l'efficientamento operativo sugli asset in condizioni operative migliori rispetto all'acquisizione. Questa dinamica è coerente con la prima ipotesi di efficientamento operativo, infatti, tramite le tecnologie abbiamo riduzione dei costi, ottimizzazione delle perforazioni e riduzione del flaring; quindi, migliora il profilo ambientale in senso stretto relativo all'asset ma non cambia la natura fossile è la riduzione di emissioni. Il termine

"efficientamento", quindi, descrive un fenomeno reale ma parziale, reale perché va a modificare davvero l'asset, parziale sul piano delle emissioni aggregate del sistema.

Seconda lezione: il ruolo delle finestre di prezzo nelle decisioni di exit è sistematicamente sottostimato. Le exit che si sono avute nella finestra temporale tra il 2022 e il 2024 non sono il risultato tra asset maturi pronti per la vendita e acquirenti disponibili bensì sono il risultato tra una qualità degli asset costruita negli anni precedenti a questo periodo ed una finestra di prezzo eccezionale creatasi grazie alla guerra in Ucraina che ha fatto impennare il prezzo del Brent oltre i 120 dollari al barile nel 2022 ed il successivo mantenimento di una stabilità di prezzo così elevata, se non ci fosse stato questo scenario molti dei fondi avrebbero dovuto prolungare il lasso temporale di detenzione degli asset con la conseguente penalizzazione sull'IRR documentato da McKinsey (2026). Questa considerazione è importante per valutare la robustezza dei fondi energy-focused, infatti il successo della finestra temporale 2020-2024 è nato grazie alla guerra Russia-Ucraina ovvero da un fattore esogeno che non era controllabile né prevedibile in alcun modo al momento degli investimenti. Quindi come documentato nel capitolo 3 la crisi del 2026 con la guerra USA-Iran-Israele ha rafforzato l'idea che l'esposizione del settore fossile ad eventi shock geopolitici non si esaurisce con il conflitto Russia-Ucraina bensì la persistenza di questa volatilità può essere sia un rischio strutturale ma paradossalmente un'opportunità di prezzo favorevole per i fondi PE.

Terza lezione: la gestione del profilo ESG come leva di valorizzazione in fase di exit è un meccanismo documentabile ma non autonomo. I casi CrownRock e XCL Resources documentano con fermezza il meccanismo in cui i fondi PE avevano investito durante il periodo di detenzione in miglioramento nel contesto delle emissioni tramite

l'applicazione di tecnologie andando a ridurre il flaring e migliorando la gestione delle acque che poi si sono tradotti a loro volta in multipli più alti durante le valutazioni per le exit. Questo investimento quindi non è stato effettuato per virtù ambientale ma perché dovuto alle normative ESG le major quotate applicano valutazioni più alte durante le exit perché devono applicare le normative green nei confronti degli investitori istituzionali, il meccanismo è esattamente quello descritto nel 4.6 che riguarda gli investimenti OFS ovvero che l'incentivo finanziario e l'obiettivo ambientale è legato alle normative e non appartiene al mondo del PE. Questa distinzione acquisisce rilevanza in un periodo in cui la Waste Emissions Charge viene abrogata quindi viene parzialmente ridotta l'intensità di questo incentivo, rendendo empiricamente verificabile la domanda di ricerca centrale, l'efficientamento avviene per virtù del fondo o per le pressioni normative ESG?

5.5 Sintesi comparativa e posizione dell'autore

L'esame delle operazioni analizzate nei paragrafi precedenti ci aiuta ad identificare tre pattern ricorrenti che ci permettono di fare una valutazione in risposta alle nostre due ipotesi all'interno del mercato M&A O&G nell'era della transizione energetica.

Il primo pattern è la contrapposizione tra consolidatori e cedenti lungo la dimensione ESG, le major quotate più esposte agli obblighi degli investitori istituzionali sulle normative ESG cedono asset ad alta intensità emissiva mentre simultaneamente acquisiscono asset di qualità primaria per migliorare il loro portafoglio. Questo comportamento è coerente con entrambe le ipotesi di ricerca, infatti, da una parte la cessione degli asset meno efficienti a soggetti con obblighi di disclosure meno elevati che

possiamo considerare brown spinning di contro l'acquisizione di asset di alta qualità per ottimizzare il portafoglio è efficientamento. La stessa major può essere protagonista quindi di entrambe le logiche ma in operazioni contemporanee e diverse, il che esclude qualsiasi interpretazione unidirezionale del comportamento degli operatori.

Il secondo pattern è la complementarità tra i cicli d'investimento PE e i cicli di consolidamento strutturale, infatti, i fondi PE acquistano asset in momenti di basse valutazioni per migliorarli e poi cedono nel momento in cui la concorrenza per l'acquisto è alta e la grande dimensione della platea d'investitori sostiene le valutazioni. Il ciclo 2020–2024 ha rappresentato un caso quasi perfetto per valutare questa dinamica, infatti nel 2020-2021 vediamo la fase di acquisizione a prezzi compressi, poi 2021-2023 fase della creazione di valore e 2023-2024 exit a multipli elevati che sostengono l'investimento effettuato favoriti dall'impennata dei prezzi. Questa complementarità ha un'implicazione spesso trascurata ovvero che i fondi PE non competono con le major per gli stessi asset ma svolgono la funzione di incubatori per creare valore in fase di exit ad entrambi i soggetti, i fondi che realizzano l'exit a multipli di valutazione elevati e le major che acquisiscono asset già maturi a costi inferiori rispetto a quelli che avrebbero dovuto sostenere internamente.

Il terzo pattern, il più rilevante dei tre per la domanda centrale di questa tesi perché parliamo della persistenza fisica degli idrocarburi indipendentemente dalle cessioni, infatti, come abbiamo analizzato prima, ExxonMobil ha aumentato la produzione di Pioneer raggiungendo 1,2 milioni di barili equivalenti al giorno nel Permiano nel Q2 2024, Diamondback ha integrato Endeavor riducendo il breakeven da 76 a 67 dollari al barile e pianificando ulteriore sviluppo dell'inventario, ConocoPhillips ha portato la

produzione Permiana da circa 750 a 833 MBOED nel Q4 2024 anche grazie agli asset CrownRock, Energy Transfer ha aumentato la capacità di WTG da 1,3 a 1,5 Bcf/d con ulteriori espansioni pianificate, da ciò possiamo notare che le operazioni M&A nel periodo 2020-2024 non hanno portato ad una riduzione delle emissioni, ma hanno semplicemente spostato questi asset ad alta intensità emissiva da attori del mercato che hanno meno obblighi di disclosure ed ESG.

Alla luce dei pattern analizzati e delle operazioni esaminate chi scrive ritiene che i due fenomeni ossia efficientamento operativo e arbitraggio regolatorio coesistano empiricamente nel ciclo preso in considerazione 2020-2024 e non siano distinguibili dall'esterno senza obblighi di disclosure adeguati anche per i fondi PE, questa posizione non è una forma di neutralità ma è ciò che emerge dall'analisi empirica fatta. I casi CrownRock e XCL Resources dimostrano che i fondi energy-focused americani creano valore operativo genuino migliorando i profili dei pozzi, riducendo il flaring e selezionando management di qualità, allo stesso tempo però le exit concentrate nel periodo 2022-2024 non sarebbero avvenute con quella qualità senza l'incremento dei prezzi dovuta alla situazione geopolitica descritta precedentemente e ciò implica che una componente significativa delle performance descritte avviene grazie a fattori esogeni che non sono controllabili.

Il problema analitico centrale è che queste due componenti appena discusse non sono separabili dall'esterno, infatti, il prezzo di cessione non consente di distinguere quanto sia attribuibile alla qualità degli asset e quanto alle condizioni di mercato favorevole in un certo periodo. Questa indistinguibilità non è accidentale ma strutturale ovvero è il prodotto tra l'assenza di obblighi normativi omogenei che consentirebbe agli

osservatori esterni come gli LP di verificare con precisione la composizione dei rendimenti e il profilo delle emissioni durante il periodo di detenzione, finché quindi questa disuguaglianza normativa esisterà qualsiasi valutazione esterna rimarrà necessariamente parziale.

Il terzo pattern si ritiene che sia la manifestazione più diretta e meno contestabile del brown spinning sistematico che caratterizza il ciclo analizzato; infatti, ogni operazione analizzata in questo capitolo indipendente dalla logica finanziaria interna ha prodotto lo stesso risultato sul piano delle emissioni fisiche ovvero che la produzione è continuata, aumentata e in alcuni casi pianificata per crescere ulteriormente. Le emissioni non si sono ridotte come conseguenza delle cessioni ma si sono semplicemente spostate in attori che hanno vincoli di bilancio green molto meno stringenti rispetto alle major soggette a scrutinio pubblico. Il movimento delle emissioni tra soggetti con diversi obblighi di disclosure è la definizione operativa del brown spinning, è il ciclo 2020–2024 ne offre cinque esempi documentati, ovviamente questa affermazione non invalida la possibilità che l'efficientamento all'interno dei fondi sia reale ma dimostra che l'attività di M&A presa in considerazione nel periodo analizzato non ha portato ad una riduzione delle emissioni nel settore O&G. Il meccanismo regolatorio che avrebbe dovuto migliorare l'efficientamento è la riduzione delle emissioni ha invece operato come differenziale tra soggetti con obblighi di compliance e non andando ad incentivare la redistribuzione degli asset piuttosto che andare a ridurre in maniera fisica le emissioni nell'atmosfera.

6. Caso studio: Blackstone - Tallgrass Energy (2019-2020)

6.1 Contesto e razionale dell'operazione

Il caso Blackstone-Tallgrass Energy è, tra tutti quelli presenti in questa tesi quello in cui la seconda ipotesi di ricerca si palesa nella forma più documentabile e diretta ovvero l'arbitraggio regolatorio. Con questo deal non parliamo di una cessione di asset fossili da una major ad un fondo PE, argomento già trattato nel capitolo 5 bensì parliamo di un qualcosa completamente diverso che sarebbe, Blackstone che acquisisce un operatore midstream quotato al NYSE e lo porta fuori dal mercato pubblico, eliminando in un colpo solo ciò che era la disclosure e gli obblighi di rendicontazione che la quotazione al mercato pubblico comportava. Questo ovviamente non significa che la seconda ipotesi prevalga in maniera assoluta sulla prima, infatti, come dimostrerò nelle conclusioni di questa tesi, i due fenomeni coesistono e rimangono indistinguibili in assenza di disclosure obbligatoria, ciò non toglie però che il caso Tallgrass offre la documentazione empirica più precisa è disponibile dell'arbitraggio regolatorio nella sua forma più pura e verificabile attraverso i dati pubblici.

Tallgrass Energy è stata fondata nel 2012 e si è quotata al NYSE nel 2013, al momento di Blackstone, Tallgrass operava in undici stati americani attraverso un portafoglio che deteneva cinque gasdotti regolamentati dalla FERC, ovvero Rockies Express, Trailblazer, Tallgrass Interstate Gas Transmission, Cheyenne Connector, Ruby e tre sistemi di oleodotti FERC, tra cui il Pony Express e il Powder River Express, oltre a ben 8,3 milioni di barili di capacità di stoccaggio e la divisione BNN water solution per

la gestione delle acque di produzione in sette diversi bacini (Wikipedia, 2024). I due asset principali sono il Pony Express Pipeline, circa 834 miglia di oleodotto dal Wyoming e Colorado fino all'hub di Cushing in Oklahoma, con capacità di circa 230.000 barili al giorno, è il Rockies Express Pipeline, gasdotto bidirezionale di 1.712 miglia con capacità di 1,8-2,6 miliardi di piedi cubici al giorno, di cui la partecipazione di Tallgrass è del 75% e gestisce come operatore diretto (Tallgrass Energy SEC Form 10-K, 2019). Nel 2019 l'EBITDA era distribuito per il 54% dal trasporto di gas naturale, il 34% dal trasporto di petrolio grezzo e il restante 12% da raccolta, lavorazione e terminaling (Tallgrass Energy SEC Form DEFA14A, 2020).

6.2 La struttura MLP e il contesto dei take-private midstream 2018-2020

Tallgrass operava come Master Limited Partnership questa struttura giuridica è molto comune nel midstream americano e separa il controllo strategico da una partecipazione economica. Il General Partner (GP) prende le decisioni mentre il Limited Partner (LP) partecipa a livello economico ma non ha potere deliberativo. Questa struttura è utilizzata spesso perché offre sgravi fiscali significativi, infatti, le MLP non pagano imposte societarie anche se hanno un problema a livello di governance che gli investitori ESG considerano inaccettabile ovvero quello che chi prende le decisioni spesso non le prende in linea con chi ha interesse nel ritorno economico come appunto gli investitori. Come documentato da S&P Global Market Intelligence (2019), i principali fondi ESG

investono in società pipeline organizzate come C-Corporation ma non nelle MLP proprio per questa ragione strutturale.

Trovo che questo punto sia fondamentale per l'obiettivo di questa tesi, infatti la pressione ESG nata con l'obiettivo di spostare il capitale verso investimenti più sostenibili ha prodotto nel caso delle MLP il caso opposto, infatti, andando ad abbassare i criteri di valutazione di questi asset i fondi PE hanno trovato un ambiente favorevole privo di normative green per andare ad acquistare gli asset a multipli favorevoli e rimuoverli dai radar della rendicontazione pubblica. Questo appena descritto è un paradosso sistemico che il caso Tallgrass documenta in modo particolarmente nitido e che, a mio avviso, non è ancora stato adeguatamente riconosciuto nel dibattito accademico sul ruolo del PE nella transizione energetica.

Il caso Tallgrass non è un episodio isolato infatti possiamo vedere che nel biennio 2018-2019 si sono verificati più casi di Take-private midstream e che seguono la stessa logica del caso Tallgrass e che quindi andremo ad approfondire perché esso dimostrerà la sistematicità del fenomeno in questione.

La prima operazione che può essere comparata è l'acquisizione da parte di Global Infrastructure Partners della quota Devon Energy in EnLink Midstream nel luglio 2018 per circa 3,7 miliardi di dollari, qui GIP, ha acquisito il 100% del general partner ENLC, più circa il 64% della partnership operativa ENLK andando a replicare la struttura in due fasi, la prima il controllo del GP e la seconda il take-private degli azionisti di minoranza, azione che Blackstone replicò solo sette mesi dopo tramite il caso Tallgrass (EnLink SEC Form 8-K, 2018). La logica era identica, Devon Energy era in difficoltà finanziaria e

cercava di valorizzare la propria partecipazione in EnLink senza una cessione a prezzi più bassi, mentre GIP vedeva nell'MLP un asset con flussi di cassa stabili sottovalutato dal mercato pubblico ESG-sensibile.

La seconda è l'acquisizione di Buckeye Partners da parte di IFM Investors nel maggio 2019 per un valore d'impresa di 10,3 miliardi a un multiplo di 10,75x EBITDA forward ed un premio del 27,5% sulla chiusura del giorno precedente, qui Buckeye possedeva una delle più grandi reti di asset midstream degli USA, parliamo di circa 6000 miglia di pipeline con oltre 100 punti di consegna e 115 terminal di prodotti petroliferi liquidi con una capacità di stoccaggio di oltre 118 milioni di barili (GlobeNewswire, 2019). Il management di Buckeye ha dichiarato che la vendita è stata attuata perché i mercati pubblici tendevano verso metriche finanziarie conservative producendo una sottovalutazione degli asset (Buckeye Partners SEC Form DEFA14A, 2019). Questa dichiarazione è la forma più precisa e disponibile della asimmetria di disclosure che ricade sulle valutazioni tra pubblico e privato delle MLP midstream.

La terza è l'acquisizione di American Midstream Partners da parte di ArcLight Energy Partners nel marzo 2019 a 4,85 dollari per unità un premio altissimo sull'ultima chiusura del 3 gennaio 2019 infatti parliamo del 54% con ArcLight che già deteneva il 51,6% delle quote è il 100% del GP (American Midstream SEC Form SC 13E3, 2019). Questo premio è il più alto del ciclo analizzato e chiarisce quanto il mercato pubblico sottovalutasse gli MLP in quel periodo.

Mettendo a confronto le tre operazioni prese in esempio emergono altrettanti elementi comuni che confermano la natura dei deal, infatti il primo è che prima di

formulare la proposta di take-private il fondo aveva già acquisito il controllo totale del GP tramite una partecipazione economica parziale. Il secondo è il timing dove tutte e tre le operazioni si concentrano nel biennio 2018-2019 esattamente il frangente in cui c'è stata la massima pressione ESG sugli MLP midstream americani, il terzo invece implicava durante l'offerta di acquisizione un premio significativo sulla valutazione di mercato ma un multiplo inferiore rispetto ai valori storici delle transazioni private proprio per via della sottovalutazione da parte del mercato. Dopo aver parlato delle tre operazioni prese in esempio, passando al caso Tallgrass abbiamo che è il più emblematico non per via delle dimensioni, infatti, come abbiamo visto il caso Buckeye è più grande per valore d'impresa, ma per la complessità della struttura di governance e per le implicazioni che ha prodotto sul piano della disclosure ESG che la rendono l'operazione più importante per la valutazione delle ipotesi di ricerca di questa tesi.

6.3 Il processo di acquisizione: dalla partecipazione iniziale al take-private

Il processo si sviluppa in due fasi distinte ciascuna di esse separate di soli tredici mesi in ordine non casuale, stesso ordine di EnLink, Buckeye e American Midstream, applicata con maggiore raffinatezza.

La prima fase si chiude nel marzo 2019 dove Blackstone Infrastructure Partners acquisisce il 100% della quota del general partner di Tallgrass e circa il 44% della quota economica complessiva per un ordine di circa 3,3 miliardi di dollari, con GIC come co-investitore di minoranza (Tallgrass Energy SEC Form 8-K, gennaio 2019; Axios, 2019),

con questa acquisizione da parte del GP, Blackstone prende il controllo delle decisioni strategiche di Tallgrass avendo meno della metà di partecipazioni con interesse economico, questa struttura è esattamente quella che gli investitori ESG escludono sistematicamente dai loro portafogli. Il titolo in quel momento quotava circa 24,18 dollari per unità, in tutto ciò vale la pena notare che questo era il primo investimento effettuato dal debut infrastructure fund di Blackstone che aveva raccolto oltre 12 miliardi di dollari in commitments inclusa una quota significativa da parte di KSA, dettaglio questo che rende l'operazione ancora più rilevante dal punto di vista strategico per Blackstone che non poteva permettersi un investimento fallimentare sul primo deal del proprio Flagship infrastructure fund.

Nei cinque mesi successivi all'acquisizione il titolo perse circa il 45% scendendo a 13,35 dollari, le ragioni di questa perdita sono, un miss (ovvero risultati inferiori rispetto al report degli analisti) sui risultati del secondo trimestre del 2019, il rischio di contrattazione sui contratti del Pony Express e del REX in scadenza nei due anni successivi e le preoccupazioni degli investitori nei confronti di Blackstone perché pur avendo il 44% delle quote controllava il CdA attraverso il GP (Seeking Alpha, 2019; S&P Global Market Intelligence, 2019). Questo crollo del 45% in cinque mesi da 24,18 a 13,35 dollari è importante per una ragione, infatti, Blackstone aveva acquisito la partecipazione iniziale a 22,43 dollari per unità e si trovava in una posizione di perdita significativa sulla propria partecipazione, quindi la proposta di take-private non era solo un'opportunità di acquisire asset a buon prezzo ma anche una mossa difensiva per evitare di avere perdite su un investimento così importante del nuovo infrastructure fund.

Ad agosto 2019 Blackstone formula la proposta di take-private a 19,50 dollari per azione, un premio del 35,9% sulla chiusura di 14,35 dollari (Tallgrass Energy SEC Form 8-K, agosto 2019). L'accordo definitivo trovato a dicembre 2019 alza il prezzo a 22,45 dollari per azione con un premio del 22,7% con l'ingresso di Enagas con 836 milioni di dollari, NPS coreano e USS britannico (CNBC, 2019). Il take-private si chiude nell'aprile 2020 con il delisting dal NYSE. Il valore totale dell'operazione supera i 4 miliardi di dollari (CanvasBusinessModel, 2025).

6.4 La controversia di governance: la side-letter e il paradosso degli investitori istituzionali

Ci sono due elementi principali che rivelano in maniera lapalissiana più di qualsiasi altra cosa è che quindi meritano un'analisi approfondita perché documentano un caso che va ben oltre la logica finanziaria dell'LBO nel midstream.

Il primo è la side-letter stipulata tra Blackstone e il management di Tallgrass al momento dell'acquisizione del general partner nel gennaio 2019, infatti, questo accordo prevedeva che in caso di successivo take-private il management compreso il CEO David Dehaemers avrebbe avuto come prezzo minimo 26,25 dollari per unità indipendentemente dal prezzo offerto agli investitori comuni (SL-Advisors, 2019; Tallgrass Energy SEC Form SC 13E3, 2020). Quando ad agosto 2019 Blackstone ha offerto agli azionisti comuni 19,50 dollari per unità, il management riceveva ben 6,75 dollari in più, un differenziale del 35%, questa side-letter però ha generato controversie

legali che hanno portato Blackstone ad alzare l'offerta a 22,45. L'accordo parasociale (side-letter) prevedeva inoltre il roll-over ovvero che il management aveva la possibilità di accesso alla potenziale crescita futura di Tallgrass come entità privata è quindi di partecipare ai guadagni economici oppure di liquidare la quota a quel prezzo tutta in contanti, possibilità esclusa a tutti gli azionisti comuni.

Trovo che questa struttura sia l'elemento più emblematico e controverso dell'intera vicenda perché dimostra che il take-private non ha prodotto benefici in modo equo tra tutti i soggetti coinvolti, ma ha concentrato i vantaggi nelle mani di chi aveva già un vantaggio informativo, questa situazione è approdata in tribunale e ha portato un aumento dell'offerta da 19,50 a 22,45 dollari rialzo che comunque non aveva colmato il gap con i 26,25 garantiti al management. Simultaneamente, la SEC ha accusato Roy Cook, ex membro del consiglio Tallgrass e quattro suoi associati di insider trading per aver acquistato azioni prima dell'annuncio dell'agosto 2019 andando a usufruire della propria posizione privilegiata all'interno del CdA (Rextag, 2024). La side-letter e il caso di insider trading non sono dettagli marginali, infatti, dimostrano che l'arbitraggio nel caso Tallgrass opera su due livelli in modo sinergico, tra mercato pubblico e privato attraverso il take-private, e tra management e azionisti comuni attraverso la side-letter, questa è la forma di asimmetria informativa più pura, che la struttura MLP consente e che a mio avviso è la caratteristica più emblematica di questa vicenda.

Il secondo elemento che considero il più importante è la composizione dei co-investitori nel take-private, qui Enagas ovvero la principale società di infrastrutture di gas naturale spagnola parzialmente partecipata dallo stato, ha investito ben 836 milioni di dollari mentre GIC, NPS coreano e USS britannico hanno partecipato con quote non

divulgate. Questi soggetti come sovereign wealth funds e fondi pensione di rilievo internazionale sono nell'ambito dei propri portafogli pubblici esposti a obblighi ESG importanti e a pressioni istituzionali per ridurre l'esposizione fossile. GIC è il sovereign wealth fund di Singapore, soggetto a rendicontazione pubblica sui propri investimenti e a pressioni sulla sostenibilità, NPS è il National Pension Service coreano, uno dei maggiori fondi pensione al mondo con oltre 800 miliardi di dollari di asset gestiti e obblighi di rendicontazione ESG verso i propri beneficiari ed infine USS è il Universities Superannuation Scheme britannico, il principale fondo pensione universitario del Regno Unito, soggetto a pressioni istituzionali significative sulla decarbonizzazione del portafoglio. Attraverso il veicolo privato Tallgrass, tuttavia però tutti e tre hanno potuto acquisire esposizione economica a queste pipeline americane senza che quella esposizione comparisse nella rendicontazione pubblica dei loro portafogli.

Ritengo che questo sia l'elemento più sorprendente e più rilevante per le ipotesi di ricerca della tesi, perché dimostra qualcosa che nessun dataset ESG riesce a catturare infatti le politiche green dichiarate dagli investitori istituzionali e i loro comportamenti di investimento possono essere completamente diversi quando il framework normativo lo consente, i fondi pensione che dichiarano pubblicamente di escludere gli MLP dai loro portafogli per ragioni di sostenibilità sono gli stessi che per ragioni economiche attraverso il veicolo privato ad esempio Tallgrass acquisiscono esposizione economica alle stesse pipeline. Ovviamente non li condanno per questo anche perché stanno agendo razionalmente all'interno di un sistema di incentivi che lo consente, ma è la prova più limpida che la pressione volontaria sugli investitori istituzionali produce dichiarazioni pubbliche virtuose ma comportamenti privati invariati e che quindi la soluzione non può

venire da un'autoregolamentazione ma solo da una normativa che possa andare a cambiare l'asimmetria informativa tra mercato pubblico e privato. È importante notare che questi stessi investitori sono i soggetti che fanno parte della categoria che esercita pressioni sui fornitori di tecnologie come Baker Hughes per accelerare la transizione energetica come andrò ad analizzare nel capitolo 7. Questa contraddizione tra il comportamento di investitori privati come nel caso Tallgrass e le loro dichiarazioni pubbliche sulla sostenibilità è uno degli elementi più importanti e più caratterizzanti che questa tesi documenta.

6.5 La logica finanziaria dell'LBO midstream: il modello Blackstone

A 22,45 dollari per azione l'operazione implica un multiplo sull'EBITDA 2019 di circa 9,6x è un multiplo forward sull'EBITDA 2020 di circa 9,8x (Citi Research, SEC Form SC 13E3, 2020). Il segmento midstream americano utilizzava storicamente multipli tra 10x e 14x EBITDA nelle transazioni private comparabili, stima confermata dal deal Buckeye-IFM con un multiplo di 10,75x avvenuto appena due mesi prima della proposta iniziale Blackstone (Alerian, 2019). Blackstone ha acquisito Tallgrass con uno sconto del 20-30% rispetto al prezzo normale delle transazioni M&A nel settore, esattamente la dinamica analizzata nel paragrafo 4.3 che ha identificato come il primo fattore di attrattività del PE nel settore fossile.

I modelli di proiezione interni di Blackstone inclusi nel SEC Form SC 13E3 offrono una trasparenza inusuale nel mondo LBO e di conseguenza meritano un'analisi dettagliata perché sono documenti ufficiali che mostrano il dietro le quinte di una logica finanziaria

all'interno di un deal così grande nel mondo PE. Le distribuzioni dalla holding structure, Prairie HoldCo partono da 592 milioni nel 2019 e crescono in modo costante fino a 793 milioni nel 2025, con un tasso di crescita annuale composto di circa 5% una crescita moderata che non dipende dal prezzo del petrolio o da una ripresa di settore ma esclusivamente dai contratti stabilizzati sui flussi di cassa delle pipeline (Blackstone, SEC Form SC 13E3, 2020). Il levered free cash flow dopo il servizio del debito della Term Loan B da 1,155 miliardi strutturata a L+475bps [tasso LIBOR (utilizzato fino al 2023) + spread fisso a 4,75%] sale da 510 milioni nel 2020 a 712 milioni nel 2025. Il free cash flow cumulativo del periodo 2020-2025 supera i 3,5 miliardi su un investimento equity complessivo di circa 4 miliardi.

Questo dato è il più rilevante dell'intera analisi finanziaria, qui, Blackstone recupera quasi integralmente il proprio investimento in equity attraverso solo ed esclusivamente i flussi di cassa operativi nell'arco di sei anni prima di qualsiasi tipo di valorizzazione nel caso di un exit. Questo significa che durante la fase di exit che avverrà in caso di mercato favorevole attraverso la cessione ad un operatore industriale o attraverso il re-listing sarebbe upside puro ovvero guadagno puro senza dover far fronte al debito LBO contratto durante l'acquisizione. Questa è la struttura più favorevole che un LBO può produrre perché resa possibile da tre fattori distinti, il primo l'acquisto a multipli minori rispetto ai valori storici, il secondo la natura contrattualizzata dei flussi di cassa che elimina quasi totalmente il rischio finanziario operativo ed infine la rimozione del titolo dalla rendicontazione pubblica che elimina il rischio di un'ulteriore derating del titolo da parte degli investitori ESG.

Onestamente non ritengo che questo modello sia criticabile in sé perché è esattamente quello che un fondo PE deve fare per i propri LP, infatti, il problema non è nella logica finanziaria di Blackstone che è ineccepibile, ma nel sistema di incentivi che la rende possibile e conveniente. Sean Klimczak, Global Head of Infrastructure di Blackstone al momento dell'annuncio ha dichiarato che investire in una piattaforma infrastrutturale midstream di grande scala contrattualizzata a lungo termine è una rara opportunità (Blackstone Press Release, 2019). Onestamente trovo che la rarità descritta da Sean Klimczak non fosse casuale, infatti a parer mio è stata creata dalle pressioni ESG che hanno significativamente depresso il titolo MLP ben al di sotto dei flussi di cassa contrattualizzati generati normalmente. La pressione ESG creata per spostare i capitali verso investimenti sostenibili ha reso possibile questa acquisizione ed è proprio questo il paradosso centrale del caso Tallgrass.

Dal lato degli azionisti pubblici, come stimato dall'analista Ethan Bellamy di Robert W. Baird, il titolo, se Blackstone avesse ritirato l'offerta nel contesto del crollo energetico del 2020 sarebbe probabilmente sceso a circa 8 dollari per azione con un downside di circa il 64% rispetto al prezzo finale concordato di 22,45 per unità (PE Insights, 2020). Gli azionisti non stavano vendendo perché sottovalutavano l'asset bensì perché il contesto rendeva la quotazione MLP inferiore al valore che un investitore privato avrebbe potuto attribuire nel lungo termine, questa asimmetria tra valutazione pubblica e privata non è una distorsione casuale del mercato ma è la struttura di incentivi che è diversa tra soggetti pubblici e privati ed il caso Tallgrass ne è la prova empirica più precisa possibile.

6.6 La performance operativa pre-delisting: la continuità della produzione

Un elemento che va a rafforzare le conclusioni di questo capitolo è la performance documentata da Tallgrass nel periodo appena precedente al delisting, infatti, nell'ultimo report pubblico annuale di Tallgrass ovvero il form 8-K relativo ai risultati dell'ultimo trimestre del 2019, documentava che la società aveva raggiunto i propri obiettivi in termini di EBITDA e di cash available for dividends per l'intero anno, aveva raggiunto l'espansione di Pony Express Pipeline andando a connettere nuovi bacini come il D-J e Powder River e aveva avviato la costruzione del Cheyenne Connector e del REX Cheyenne Hub Enhancement investimenti che ci fanno capire proprio la continuità operativa nonostante il cambio di proprietà. (Tallgrass Energy SEC Form 8-K, febbraio 2020).

Trovo questo elemento molto rilevante per questa tesi perché dimostra che il take-private o delisting non ha né interrotto né modificato gli obiettivi strategici e di volume di Tallgrass perché le pipeline hanno continuato a trasportare gli stessi volumi, i contratti con i produttori dei bacini shale erano in corso di rinnovo e nuovi investimenti erano in fase di attuazione. Il cambio di proprietà da pubblico a privato quindi non ha cambiato il profilo emissivo ma soltanto gli obblighi di disclosure è questa è la conferma più empirica che abbiamo identificato nel terzo pattern del paragrafo 5.5 dove abbiamo analizzato la persistenza della produzione fisica di idrocarburi indipendentemente dalle cessioni. Nel

caso Tallgrass questa asimmetria è ancora più radicale perché non solo non si riducono le emissioni ma si riduce anche la possibilità di verificare la questione pubblicamente.

6.7 Il delisting come strumento di arbitraggio per sparizione dalla disclosure

Prima dell'aprile 2020 Tallgrass Energy pubblicava ogni trimestre attraverso il sistema EDGAR della SEC i volumi di trasporto del Pony Express e del REX, i ricavi per divisione, i risultati operativi, i contratti in scadenza e gli indicatori sulle performance a livello ambientale. Qualsiasi analista, investitore istituzionale o strumento di screening ESG poteva avere accesso a questi dati in maniera chiara e veloce e poteva costruire in tempo reale un quadro informativo sul profilo ambientale e finanziario della società, tutto ciò dall'aprile 2020 non è più possibile, infatti, Tallgrass è diventata interamente privata e non ha più gli obblighi di disclosure che invece aveva quando era pubblica. In merito Blackstone pubblica informazioni sul proprio portafoglio infrastrutturale, ma non rendiconta Tallgrass come entità autonoma, infatti, le pipeline continuano a trasportare petrolio e gas ma nessun investitore o regolatore ESG può verificare con la stessa precisione i volumi di trasporto o le emissioni operative.

Per capire in modo concreto cosa è cambiato con il delisting è utile elencare i dati disponibili prima dell'avvento dell'acquisizione. Prima dell'uscita dal mercato regolamentato erano pubblicamente disponibili: i volumi di trasporto trimestrali del Pony

Express e del REX disaggregati per direzione e per tipo di prodotto, i ricavi per segmento con margini operativi verificabili, i dati sui contratti in scadenza e sui tassi di rinnovo, le informazioni sugli investimenti in nuova capacità, i dati sulle emissioni Scope 1 e 2 delle operazioni pipeline, e gli indicatori di performance ambientale come il flaring e le emissioni fugitive, da dopo il delisting nessuno di questi dati è più visionabile al pubblico in modo puntuale come la quotazione imponeva, infatti, ora Blackstone pubblica solo le informazioni aggregate che sceglie di pubblicare nel report annuale senza però includere dati operativi o ambientali per singola partecipazione.

Il brown spinning analizzato nel Capitolo 5 sposta le emissioni da soggetti con disclosure elevata a soggetti con obblighi minimi, ma lascia tracce verificabili all'interno dell'ecosistema pubblico, ad esempio i filing del soggetto acquirente i report di sostenibilità delle compagnie che hanno quegli asset ed i dati trimestrali delle major che consolidano le piattaforme cedute. Il take-private invece fa qualcosa di più radicale, esso elimina completamente il soggetto dalla rendicontazione pubblica tantoché dopo aprile 2020 non esiste nessun filing SEC autonomo di Tallgrass che documenti la produzione di pipeline, nessun report che attribuisca le emissioni del Pony Express al nuovo proprietario nella forma che la quotazione imponeva. Definisco questo meccanismo arbitraggio per delisting, ovvero forma di arbitraggio più efficace rispetto al Brown-spinning tradizionale perché non lascia alcuna traccia di dati verificabili nella forma che gli strumenti di valutazioni delle normative ESG richiedono.

Un elemento che trovo particolarmente significativo per illustrare il paradosso è proprio una dichiarazione di Wikipedia dove afferma che Tallgrass dopo il delisting ha sviluppato un robusto business nelle energie pulite, nei carburanti a basse emissioni e

nell'energia pulita (Wikipedia, 2024), il problema di questa affermazione è che non è verificabile attraverso nessun dato concreto o documento pubblico il che ci fa comprendere che la stessa opacità che rende impossibile verificare un peggioramento sul profilo ambientale è la stessa che lo rende impossibile da verificare anche nel caso di un miglioramento. Trovo questo paradosso particolarmente importante perché il take-private non produce opacità solo sulle emissioni fossili ma opacità su tutti quanti i tipi di asset anche quelli che fanno riferimento ad un profilo ambientale, quindi nel bene o nel male, questa è la dimostrazione più concreta che la disclosure non è un ostacolo burocratico ma uno strumento di verifica indispensabile per qualsiasi valutazione seria sulla transizione energetica.

6.8 Il caso Tallgrass e le ipotesi di ricerca

Rispetto alle due ipotesi di ricerca della tesi il caso Tallgrass è il più netto tra quelli analizzati, infatti, non c'è ambivalenza come in CrownRock dove efficientamento e sfruttamento sono simultanei all'interno della finestra regolatoria e non è Brown-spinning di secondo livello come Carlyle-NGP. È un caso in cui la seconda ipotesi l'arbitraggio regolatorio si manifesta nella maniera più diretta possibile, infatti, non attraverso la cessione fra soggetti con diversi obblighi di disclosure, ma attraverso la rimozione del soggetto dal mercato regolamentato.

Ritengo che il caso Tallgrass aggiunga tre dimensioni all'analisi del Capitolo 5 che i cinque casi esaminati non avevano catturato.

La prima è la sistematicità, infatti, Tallgrass non è un episodio eccezionale ma fa parte di un'ondata documentata che nel biennio 2018-2019 include EnLink-GIP, Buckeye-IFM e American Midstream-ArcLight, tutte costruite con la stessa sequenza, tutto ciò dimostra che l'arbitraggio per sparizione dalla disclosure non è una strategia opportunistica ma un approccio strutturale che i fondi PE applicano in reazione ad un cambiamento del mercato. La forbice tra valutazione pubblica depressa dall'ESG e valore degli asset contrattualizzati non è stato uno shock temporaneo ma una condizione strutturale del mercato MLP nel periodo 2018-2020 e a cui i fondi PE hanno risposto in modo coerente.

La seconda è la doppia asimmetria dove l'arbitraggio nel caso Tallgrass opera simultaneamente tra mercato pubblico e privato attraverso il take-private per l'acquisizione e delisting e tra management-azionisti tramite la side-letter, questa struttura a due livelli dimostra che le asimmetrie di governance della struttura MLP non sono solo un fattore di vulnerabilità sfruttabile dall'esterno ma anche un meccanismo che consente al management esterno di ottenere condizioni di uscita migliori a discapito degli azionisti di minoranza. La doppia asimmetria è il prodotto diretto di una struttura giuridica ovvero la MLP che separa controllo e partecipazione economica in modo che il framework normativo consente e che il mercato ESG condanna pubblicamente ma non riesce a eliminare.

La terza, posizione che ritengo la più importante dell'intero capitolo è il paradosso degli investitori istituzionali. Il fatto che GIC, NPS coreano e USS britannico partecipino al take-private aggirando i propri obblighi ESG pubblici è la dimostrazione più palese ed empirica che le pressioni ESG sui mercati pubblici senza un framework normativo

equivalente per tutti i tipi di mercato, pubblico e privato produce una separazione netta tra forma e sostanza, ora questo comportamento non lo condanno perché questi soggetti stanno agendo razionalmente all'interno di un sistema di incentivi che lo consente, ma ritengo che la soluzione non può venire facendo pressione sul comportamento degli investitori istituzionali che producono dichiarazioni pubbliche virtuose e comportamenti privati invariati, ma solo da un framework normativo adeguato che elimini l'asimmetria tra pubblico e privato. Finché questa distinzione di asimmetria esisterà il mercato produrrà sistematicamente operazioni come Tallgrass non perché gli operatori siano irresponsabili, ma perché il sistema li premia per farlo.

È questa la conclusione più scomoda e più importante che il caso Tallgrass consente di formulare e non è una conclusione che riguarda solo il segmento midstream americano o i fondi PE ma come dimostrerò nei prossimi capitoli lo stesso sistema di incentivi che ha permesso il take-private di Tallgrass disciplina anche il comportamento di fornitori di tecnologie come Baker Hughes la cui strategia non è guidata da preferenze valoriali ma dalla domanda dei clienti e dalla struttura delle normative esistenti. Il filo conduttore che lega i capitoli empirici di questa tesi è uno, in assenza di framework normativo equivalente per tutti gli attori lungo la catena del valore energetico, il mercato produrrà sempre la risposta più efficiente al sistema di incentivi esistenti e non quella più sostenibile nel suo complesso.

7. Caso studio: Baker Hughes – General Electric (2017)

7.1 La fusione tra GE Oil & Gas e Baker Hughes: origini e motivazioni

La fusione tra GE Oil & Gas e Baker Hughes, annunciata il 31 ottobre 2016 e completata il 3 luglio 2017, rappresenta uno dei casi di fusione strategica più significativi della storia recente del settore energetico globale, qui non si tratta di una semplice acquisizione o di un'operazione guidata da un fondo PE, ma di una fusione tra due soggetti che ha dato vita ad una nuova entità "Baker Hughes a GE company" la cui direzione strategica è diventata un caso esemplare di riposizionamento competitivo nell'era della transizione energetica. Tre posizioni analitiche guidano questo capitolo dall'inizio alla fine, la prima è che la fusione è stata sia visione che necessità, infatti, GE era in crisi, ma il Dr. Simonelli aveva già captato il potenziale di Baker Hughes e aveva una direzione strategica chiara ancor prima che le circostanze lo rendessero possibile, la seconda ovvero che posizionarsi al centro della molecola è la strategia competitiva più brillante e difficile da attuare perché richiede competenze tecnologiche importanti, macchinari e scala economica che nessun altro operatore ha costruito nella stessa maniera all'interno del settore, la terza, la trasformazione di Baker Hughes è reale nei numeri e coerente nella logica, che però si accompagna a una tensione strutturale tra la riduzione delle emissioni operative interne e la crescita delle emissioni generate dall'utilizzo dei propri prodotti, tensione che i dati pubblici di Baker Hughes documentano con trasparenza e che questa analisi legge non come contraddizione ma come conseguenza logica e prevedibile di una strategia di successo in un contesto di domanda energetica crescente.

Questo capitolo si distingue dagli altri casi studio della tesi perché all'interno presenta una prospettiva diretta ottenuta tramite un'intervista a Lorenzo Simonelli, Chairman, President e CEO di Baker Hughes dal luglio 2017, condotta dall'autore nell'aprile 2026, le dichiarazioni di Simonelli, riportate tra virgolette con attribuzione esplicita, costituiscono una fonte primaria originale che arricchisce l'analisi con una prospettiva che nessuna fonte secondaria disponibile avrebbe potuto offrire e che rappresenta il contributo più originale di questo capitolo rispetto alla letteratura esistente sul tema.

7.2 L'asimmetria strategica tra i due soggetti: GE in crisi, Baker Hughes con una visione

Per comprendere la logica dietro alla fusione dobbiamo analizzare e distinguere le motivazioni dei due soggetti coinvolti, poiché diverse, proprio questa asimmetria è la chiave interpretativa di tutta la vicenda successiva.

Dal lato di General Electric la fusione va letta nel contesto della crisi finanziaria e strategica che stava attraversando il conglomerato nel biennio 2016-2017, la divisione GE Oil & Gas aveva registrato un calo del 43% nei profitti operativi nei primi nove mesi del 2016 a causa del crollo prolungato dei prezzi del petrolio, un andamento comune a tutto il settore in quel periodo (World Finance, 2016). Questo calo rifletteva il crollo prolungato dei prezzi del petrolio che colpì l'intero settore in quella fase, parallelamente, l'intero conglomerato GE stava attraversando il peggior periodo della propria storia recente per ragioni distinte, con il titolo che aveva perso oltre il 30% del proprio valore tra il 2015 e

il 2016 e con Jeff Immelt CEO dal 2001 sotto crescente pressione da parte degli azionisti per le performance deludenti. In questo contesto la fusione con Baker Hughes consentiva a GE di valorizzare la propria divisione Oil & Gas attraverso una partnership quotata con GE che appunto manteneva una quota del 62,5% nella nuova entità andando ad evitare una cessione a prezzi depressi e mantenendo l'upside di una futura ripresa del settore. Questa struttura finanziaria riflette una logica difensiva infatti GE ha contribuito con 7,4 miliardi di dollari nella nuova partnership utilizzati per finanziare un dividendo straordinario per gli azionisti Baker di 17,50 dollari per azione (GE-Baker Hughes SEC Form 8-K, 2016).

Dal lato Baker Hughes la situazione sul piano finanziario non era migliore; infatti, la compagnia aveva registrato una perdita operativa di circa 1,45 miliardi di dollari nei primi tre trimestri del 2016, anche se strutturalmente diversa sul piano strategico. Baker Hughes era il terzo operatore mondiale nel segmento oilfield services, posizionato dietro Schlumberger e Halliburton ma il gap presente stava diventando sempre più difficile da colmare con la sola crescita organica; infatti, Schlumberger aveva ricavi da circa 27 miliardi di dollari nel 2016 ed una presenza tecnologica in tutti i segmenti della catena del valore con investimenti in R&D e capacità di integrazione digitale che Baker Hughes non poteva replicare in modo autonomo. Pochi anni prima, nel 2014, Halliburton, il secondo operatore, aveva tentato di acquisire Baker Hughes per circa 34,6 miliardi di dollari mossa poi bloccata dall'Antitrust americano dopo ben 18 mesi di revisione perché il mercato si sarebbe andato a consolidare come un duopolio, questa situazione aveva lasciato Baker Hughes in una posizione di indebolimento competitivo ulteriore, con costi sostenuti ed una strategia autonoma ancora da ridefinire (Bloomberg, 2016).

La fusione con GE Oil & Gas risolveva questo problema strategico in modo efficiente, infatti invece di competere frontalmente con Schlumberger e Halliburton nel segmento oilfield services puro, Baker Hughes otteneva l'accesso alle tecnologie di Turbomacchinario del Nuovo Pignone, storica divisione italiana di GE con sede a Firenze, leader mondiale nella produzione di compressori e turbine per il settore Oil & Gas e LNG ed alle capacità di soluzioni digitali che GE aveva acquisito in decenni di attività nei settori dell'energia e dell'aviazione. Come Simonelli ha spiegato direttamente all'autore: "la fusione delle due aziende è stata fatta perché si vedeva l'importanza di avere proprio l'estrazione della molecola, poi anche con i macchinari che trasformavano la molecola nell'energia o nell'uso e consumo. Così si poteva andare dal sub-surface al top-side e poi al consumo. E quindi si poteva fare la catena del Value Chain" (Simonelli, intervista con l'autore, aprile 2026).

Ritengo che la lettura più accurata della fusione sia questa, GE essendo in crisi cercava di valorizzare gli asset senza svenderli, ma Simonelli aveva captato il potenziale di Baker Hughes e aveva una direzione strategica chiara prima ancora che le circostanze lo rendessero possibile, la crisi GE ha sì creato l'opportunità ma è stata proprio la visione di Simonelli che è riuscito a trasformarla in una strategia coerente e difendibile nel tempo. Quindi possiamo dire che le grandi trasformazioni aziendali nascono sempre dall'incontro tra una visione e una contingenza favorevole ed il caso Baker Hughes è un esempio particolarmente chiaro di questa dinamica e trovo che sia uno degli aspetti più istruttivi dell'intera vicenda dal punto di vista dell'economia e gestione delle imprese.

7.3 Struttura dell'operazione e la separazione progressiva da GE

L'operazione in questione è stata eseguita attraverso una struttura di partnership, infatti, Baker Hughes è stata convertita in una partnership e GE ha conferito la propria divisione Oil & Gas ottenendo il 62,5% della nuova entità andatasi a creare, con ciò gli azionisti Baker Hughes hanno ricevuto azioni di Classe A della nuova BHGE quotate poi al NYSE dal 5 luglio 2017 sotto il simbolo BHGE più il dividendo straordinario di 17,50 dollari per azione (Business Wire, 2017). Lorenzo Simonelli è stato nominato CEO della fusione dal primo giorno e Chairman del Board nell'ottobre 2017, sostituendo Jeff Immelt, scelta che incarnava appieno il trasferimento del controllo culturale e strategico della logica GE alla logica della compagnia energetica focalizzata che Simonelli voleva costruire.

La struttura di governance ha presentato da subito una tensione fondamentale che è importante analizzare in dettaglio perché ha condizionato tutta la traiettoria successiva dell'azienda, infatti, GE con il 62,5% nominava cinque dei nove membri del CdA e manteneva il controllo sulle decisioni strategiche più importanti come ad esempio le grandi acquisizioni, la struttura dei dividendi è l'assetto patrimoniale. Simonelli era CEO ma operava con un azionista di controllo in difficoltà finanziaria crescente che aveva bisogno di liquidità sempre maggiore e spesso interessi che non coincidevano necessariamente con quelli della strategia di lungo periodo di Baker Hughes, la tensione appena descritta si è manifestata in tre momenti distinti.

Il primo momento rilevante è novembre 2018 quando GE effettuò il primo sell-down della propria quota scendendo al di sotto del 50%, quindi andando a cedere circa

93 milioni di azioni al mercato per raccogliere liquidità in un ambito ampio della dismissione degli asset non-core avviato dal nuovo CEO Larry Culp, nominato nell'ottobre 2018 proprio per gestire la crisi. Il secondo momento è il settembre 2019 quando GE cedette un'ulteriore quota portando la propria partecipazione intorno al 36% ancora una volta per rispondere alle esigenze di liquidità. Il terzo ed ultimo è il 2023, quando GE ha completato la dismissione totale della propria partecipazione, portando Baker Hughes a diventare una società completamente indipendente senza nessun azionista di riferimento con una quota rilevante.

Trovo significativo che questo processo non pianificato al momento della fusione del 2017 e dettato interamente dalle esigenze di liquidità di GE, infatti, penso che questo abbia prodotto paradossalmente l'esito migliore possibile per la strategia di Simonelli, infatti, con GE come azionista di maggioranza Simonelli era vincolato nella strategia d'investimento, di portafoglio e nella comunicazione verso il mercato, dalla necessità di allinearsi con le priorità di un conglomerato totalmente in crisi. Senza GE Simonelli ha avuto la libertà di accelerare la trasformazione verso l'energy technology company, di ridefinire l'identità aziendale attorno ai segmenti IET e OFSE, di annunciare target ESG ambiziosi e di strutturare l'acquisizione di Chart Industries senza le limitazioni che un azionista di controllo con proprie esigenze finanziarie avrebbe imposto. La separazione totale da GE non è stata un fallimento nella fusione, ma è stata la condizione che ha reso possibile la creazione della New Baker Hughes, questo è un caso in cui una situazione negativa ovvero la crisi GE ha prodotto un esito strategico positivo perché esisteva una visione chiara e definita e si stava aspettando solo il momento giusto per realizzarla.

7.4 Il cuore della strategia: posizionarsi al centro del value chain energetico

La trasformazione strategica di Baker Hughes sotto la guida di Simonelli è costruita attorno a un'intuizione competitiva che trovo genuinamente originale nel panorama del settore energetico globale, il posizionarsi al centro del value chain energetico indipendentemente dalla natura della molecola che vi circola. Come Simonelli ha spiegato nell'intervista: "non vogliamo essere i padroni della molecola e non vogliamo essere i consumatori della molecola ma vogliamo essere al centro del value chain per fare trascorrere la molecola. E quella molecola può essere di tutto, perché anche quando si va nel futuro, se si pensa anche all'idrogeno, si pensa anche ossigeno o si pensa all'elio stiamo ritornando a dare importanza alla chimica e alla fisica" (Simonelli, intervista con l'autore, aprile 2026).

Ritengo che questa strategia sia efficace e brillante perché è analiticamente rilevante per EGI, infatti, qui parliamo di resilienza rispetto all'evoluzione del mix energetico. In un settore in continua evoluzione e con un grado di incertezza alto come quello del mix energetico nel 2035 o nel 2040 posizionarsi al centro della molecola come fa Baker e la strategia vincente perché non scommette su una fonte specifica ma osserva, facendo così si minimizza il rischio di stranded assets tecnologici e massimizza la rilevanza competitiva in qualsiasi scenario di transizione energetica futura. Più cambia il mix energetico, più Baker Hughes diventa indispensabile perché le tecnologie di compressione, turbomacchinario e monitoraggio servono qualsiasi molecola, non solo quelle fossili.

Le barriere all'ingresso di questo posizionamento sono altissime e costituiscono il vantaggio competitivo più durevole che Baker Hughes ha costruito attraverso la fusione del 2017, infatti richiedono decenni di competenze accumulate su tutta la catena del valore energetico, una base di clienti globale consolidata in oltre 120 paesi è una scala di investimenti in R&D che nessun entrante può replicare rapidamente. Baker Hughes è l'unica azienda al mondo che ha contemporaneamente le competenze tecnologiche, i macchinari e la scala economica per stare credibilmente al centro di qualsiasi molecola che può andare dal petrolio al gas naturale, dall'idrogeno all'ossigeno industriale. Quando il mix energetico o la molecola cambierà, Baker Hughes sarà già lì, non perché abbia scelto di guidare la transizione ma perché ha costruito posizionamento e vantaggio competitivo che permette di servire qualunque forma prende la molecola.

La trasformazione si è concretizzata in tre fasi distinte. Nella prima fase — BHGE sotto controllo GE (2017-2019) — l'integrazione operativa ha prodotto risultati finanziari solidi: nel 2018 la compagnia ha raggiunto circa 800 milioni di sinergie superando il target annuale di 700 milioni, con un reddito operativo rettificato di 1,4 miliardi (+62% rispetto al 2017) e un margine operativo del 6,1% espanso di 220 punti base (BHGE Full Year 2018 Results). Nella seconda fase — transizione e separazione (2019-2023) Simonelli ha ridefinito l'identità aziendale attorno ai due segmenti IET e OFSE, dismette le linee non-core, rod lift ceduta a KPS Capital nel 2021, specialty polymers a SK Capital nello stesso anno e nel gennaio 2019 annuncia il target net zero entro il 2050 con una riduzione del 50% delle emissioni Scope 1 e 2 entro il 2030 (Baker Hughes, 2019). Nella terza fase da quando Baker Hughes è diventata indipendente (2023-presente) i risultati hanno confermato che lo stanno facendo tutt'ora la trasformazione ovvero ricavi 2024 a 27,8

miliardi (+9%), EBITDA rettificato a 4,6 miliardi (+22%), backlog IET a 30,4 miliardi su 33,2 totali — il 91,6% del portafoglio ordini complessivo (Baker Hughes Full Year 2024 Results, SEC Form 8-K, gennaio 2025).

7.5 L'acquisizione di Chart Industries: la coerenza della strategia nel tempo

L'acquisizione di Chart Industries, annunciata il 29 luglio 2025 per un valore d'impresa di 13,6 miliardi di dollari interamente in contanti a 210 dollari per azione è un multiplo di circa 9x l'EBITDA 2025 su base fully synergized è il movimento strategico più rilevante degli ultimi anni perché rivela la coerenza nella direzione di Baker Hughes (Baker Hughes SEC Form 8-K, luglio 2025). Chart Industries è un leader globale nella progettazione, ingegneria e produzione di tecnologie per la gestione di gas e liquidi heat exchangers, sistemi di liquefazione, cold boxes con 4,2 miliardi di ricavi e 1 miliardo di EBITDA nel 2024, operazioni in 65 stabilimenti produttivi e oltre 50 centri di servizio nel mondo.

Dal punto di vista della struttura finanziaria questo deal è stato interamente finanziato a debito tramite un bridge financing fornito da Goldman Sachs e Morgan Stanley con Baker Hughes che prevede un leverage netto alla chiusura di circa 2,25x un livello molto gestibile per una società con flussi di cassa stabili e prevedibili come quelli Baker ed un piano di deleveraging a 1,0-1,5x entro 24 mesi dalla chiusura attraverso i flussi di cassa operativi del business combinato e proventi da eventuali dismissioni (Baker

Hughes SEC Form 8-K, luglio 2025). Le sinergie identificate all'interno del deal si aggirano intorno ai 325 milioni di dollari annualizzati entro tre anni il che abbassa il multiplo effettivo pagato da circa 13,6x sull'EBITDA 2024 di Chart a circa 9x su base fully synergized, multiplo ragionevole per un asset con le caratteristiche di crescita e il posizionamento competitivo di Chart. La chiusura totale del deal dove aver ottenuto già voto favorevole da parte degli azionisti di Chart nell'ottobre 2025, è prevista per giugno-luglio 2026 dopo le necessarie approvazioni regolamentari.

Trovo che questa acquisizione sia la conferma più concreta e verificabile della coerenza interna della strategia di Simonelli nel tempo, infatti, Chart non è diversificazione ma approfondimento del posizionamento al centro della molecola, facente parte della strategia descritta prima. Baker Hughes fornisce le turbine e i compressori che muovono il gas attraverso la catena del valore e Chart fornisce i macchinari che lo liquefano, lo stoccano e lo riportano allo stato gassoso. Insieme coprono l'intera catena tecnologica di un terminale LNG, diventando un fornitore end-to-end difficilmente sostituibile per i clienti. Allo stesso tempo Chart serve mercati completamente nuovi per Baker Hughes che sono ad esempio il gas industriale, food and beverage, spazio e data center, tutti questi accomunati dalla necessità di gestire la molecola in modo efficiente, esattamente l'espansione della definizione di molecola che Simonelli aveva descritto nell'intervista. Il food and beverage, ad esempio, utilizza gas industriali come CO₂ per la carbonatazione delle bevande, azoto per la conservazione degli alimenti in atmosfera protettiva e sistemi criogenici per il raffreddamento durante il trasporto applicazioni che richiedono esattamente le stesse competenze di gestione della molecola che Baker Hughes applica nel settore LNG. Questo dimostra che il

posizionamento al centro della molecola non è una metafora strategica ma una scelta industriale concreta con applicazioni verificabili in settori apparentemente lontanissimi dall'Oil & Gas tradizionale.

Dal punto di vista della gestione strategica d'impresa l'acquisizione di Chart è un caso esemplare di build vs buy, infatti, invece di sviluppare internamente competenze nella gestione ad esempio criogenica del gas, processo che richiederebbe ingenti somme di capitale in R&D e parecchio tempo senza garanzia di successo, Baker Hughes acquista il leader mondiale in questo settore accelerando la costruzione del value chain è il posizionamento strategico al centro della transizione energetica. Questa appena descritta è la stessa logica che ha portato la fusione con GE Oil & Gas nel 2017, quindi non sviluppo organico ma acquisizione strategica per accelerare il posizionamento competitivo. Trovo che questa coerenza tra la fusione del 2017 e l'acquisizione del 2025 entrambe mosse di approfondimento del posizionamento al centro della molecola, non di diversificazione siano la prova più concreta e convincente che la strategia di Simonelli non è stata una risposta opportunistica alle circostanze bensì una visione costruita nel lungo termine e applicata con coerenza in momenti e contesti di mercato molto diversi.

7.6 Il gas come destinazione: una strategia guidata dai clienti

La dichiarazione più diretta e analiticamente rilevante che Simonelli ha condiviso nell'intervista riguarda il ruolo del gas naturale nella transizione energetica: "il gas non è una transizione, è una destinazione, quindi nell'energy mix il gas sarà un contribuente molto importante. Ci sarà anche la crescita del rinnovabile, la crescita del nucleare è la

crescita di idrogeno, però il gas nei prossimi dieci anni è quello che ci salverà perché presente in abbondanza, perché abbastanza economico è anche pulito dal punto di vista delle emissioni. Quindi il gas per i prossimi 10 anni sarà il vincitore" (Simonelli, intervista con l'autore, aprile 2026).

Trovo questa dichiarazione straordinariamente rilevante perché il CEO del principale fornitore di tecnologie per il settore energetico globale con visibilità diversa sui piani d'investimento dei suoi clienti che nessun analista o fonte primaria può replicare vede il gas non come molecola di transizione verso le rinnovabili ma come fonte energetica strutturalmente destinata a rimanere dominante per almeno il prossimo decennio. Quest'informazione è di un valore primario all'interno di questo mercato ed è coerente con il dato che il 91,6% del backlog IET proviene da gas e LNG, di conseguenza la narrazione pubblica di Baker Hughes come energy technology company orientata alla transizione è reale, ma va letta alla luce di questa dichiarazione ovvero che il gas è e rimarrà il core business almeno per il futuro prevedibile e Baker Hughes ha costruito la propria strategia di lungo periodo attorno a questa visione.

Simonelli ha aggiunto un elemento che ritengo fondamentale per capire la vera natura della trasformazione di Baker Hughes: "i nostri clienti si stanno trasformando. Non sono più solo aziende di petrolio ma sono vere e proprie energy companies e stanno anche andando verso l'elettricità, quindi una TotalEnergies, come vedi ha cambiato nome, un'Aramco si sta trasformando. A noi 10 clienti fanno 50% del nostro fatturato, quindi noi stiamo seguendo loro" (Simonelli, intervista con l'autore, aprile 2026). Questa osservazione rivela la struttura reale degli incentivi di Baker Hughes, la trasformazione dell'azienda non è guidata da una scelta valoriale autonoma sulla sostenibilità ma è

guidata dalla trasformazione dei propri clienti principali ed un esempio concreto è il classico customer-driven strategy dove Baker Hughes segue i propri dieci clienti che generano il 50% del fatturato e quando loro cambieranno la molecola, Baker Hughes cambierà con loro. Non per virtù ambientale ma per razionalità di mercato. Trovo questa la risposta più onesta e più illuminante che si potesse ricevere sulla vera natura della transizione energetica vista dall'interno del settore.

7.7 La tensione strutturale tra emissioni operative ed emissioni di sistema

I dati pubblici di Baker Hughes documentano con trasparenza una tensione strutturale che è utile analizzare con onestà, perché comprenderla permette di leggere la strategia di Simonelli in modo più completo, questo non come contraddizione ma come conseguenza logica e prevedibile di un modello di business di successo.

Sul piano della trasformazione genuina i numeri sono solidi e difficilmente contestabili, la riduzione delle emissioni operative Scope 1 e 2 ha raggiunto il 39,5% in intensità rispetto al 2019 ciò verificato da revisori indipendenti (Baker Hughes Corporate Responsibility, 2024). Gli ordini New Energy nel primo semestre 2025 a 1,25 miliardi confermano che le tecnologie di decarbonizzazione generano ricavi reali e crescenti. Il target net zero dichiarato nel gennaio 2019, che copre le emissioni Scope 1 e 2, documenta l'impegno verificabile sugli obiettivi e le operazioni dell'azienda (PwC-Baker Hughes, 2022).

Il dato che merita una lettura attenta è quello che Baker Hughes stessa pubblica con trasparenza nel proprio report di sostenibilità 2024, dove le emissioni di Categoria 11 generate dai clienti attraverso l'utilizzo delle tecnologie fornite da Baker sono aumentate del 36,6% rispetto alla baseline del 2019 (Baker Hughes Corporate Responsibility, 2024). Questo dato non sorprende né contraddice la strategia ma anzi è la sua conseguenza più logica, perché se Baker Hughes vuole stare al centro del value chain per far trascorrere la molecola e quella molecola è prettamente fossile in un contesto di domanda energetica crescente le emissioni a valle cresceranno con i volumi. Questo ovviamente non è un problema di visione strategica ma è la realtà di un sistema energetico globale in cui la domanda cresce più velocemente della decarbonizzazione. Come ha osservato Simonelli nell'intervista: "non si fa niente senza l'energia" (Simonelli, intervista con l'autore, aprile 2026). Trovo che questa trasparenza nei dati pubblici sia essa stessa un elemento positivo perché in questo modo Baker Hughes non nasconde la tensione strutturale ma la documenta, lasciando al mercato e agli analisti la possibilità di leggerla nel suo contesto corretto.

7.8 Oltre le ipotesi di ricerca: Baker Hughes come caso limite e fonte primaria

Il caso Baker Hughes-GE 2017 si distingue strutturalmente da tutti i casi studio esaminati in questa tesi per una ragione fondamentale perché essa non è un vero e proprio investitore in asset fossili ma più un fornitore di tecnologie per chi quegli asset li possiede. Baker Hughes non è un controesempio alle due ipotesi di ricerca formulate nella sezione

2.6 ma è un caso limite che ne rivela i confini analitici e li arricchisce con una dimensione che le ipotesi originarie non contemplavano.

La risposta di Simonelli alla domanda sul ruolo dei fondi PE nel settore O&G durante la transizione energetica produce il contrasto analitico più originale di questo capitolo: "Io vedo che sono essenziali come aspetto di crescita anche per le nuove energie, infatti, i private equity aiutano le nuove tecnologie, per esempio la geotermia e l'idrogeno, perché entrano nelle fasi iniziali e cercano di creare un nuovo mercato. Noi lavoriamo molto con i private equity per la technology incubation e per esplorare nuove opportunità che loro individuano. Poi, ovviamente, man mano che crescono, si rivolgono alle aziende più tradizionali che abbiamo come clienti, però all'inizio sono molto utili." (Simonelli, intervista con l'autore, aprile 2026).

Simonelli, quindi, vede il PE come incubatore di nuove tecnologie energetiche nelle fasi iniziali come ad esempio la geotermia, idrogeno quando il rischio è troppo elevato per i clienti tradizionali. Questa prospettiva non contraddice i dati empirici dei capitoli precedenti ma li integra con una dimensione che l'analisi quantitativa del ciclo 2020-2024 non aveva catturato dove infatti i 5 deal analizzati nel capitolo 5 ed il caso Tallgrass nel capitolo 6 documentano il comportamento del PE su asset fossili maturi. Simonelli descrive invece il PE come incubatore di nuove tecnologie soprattutto nelle fasi embrionali. Sono due segmenti del mercato PE che coesistono e che le ipotesi di ricerca di questa tesi che sono focalizzate sul ciclo O&G 2020-2024 non potevano catturare nella loro interezza.

Questo non indebolisce le conclusioni dei capitoli precedenti, infatti, l'arbitraggio regolatorio nel segmento fossile maturo è reale e documentato ma questo però suggerisce che una valutazione completa sul ruolo del PE nella transizione energetica richiede una distinzione analitica che la letteratura tende a non fare tra ad esempio fondi energy-focused come quelli analizzati nei capitoli precedenti EnCap, Quantum, Lime Rock ed il PE che investe in tecnologie emergenti come Baker Hughes. Sono categorie distinte con logiche distinte, è questa tesi grazie alla prospettiva diretta di Simonelli è in grado di articolare questa distinzione per la prima volta in modo empiricamente fondato.

7.9 Conclusioni del capitolo e implicazioni per la ricerca

Ritengo che le conclusioni più importanti di questo capitolo siano tre, corrispondenti alle tre posizioni analitiche enunciate nella sezione 7.1. La prima che la fusione tra GE e Baker Hughes è stata sia visione che necessità perché GE era in crisi ma Simonelli aveva già captato il potenziale di Baker Hughes è la crisi ha reso possibile la trasformazione che la visione aveva già ideato. Questa combinazione di contingenza e strategia è la lezione più istruttiva che il caso offre alla letteratura sull'economia e gestione delle imprese. La seconda ovvero il posizionarsi al centro della molecola è la strategia competitiva più brillante e più difficile da replicare nel settore energetico, infatti, l'essere flessibili rispetto all'evoluzione del mix energetico, difese da barriere all'ingresso altissime, confermato dalla linearità tra la fusione del 2017 e l'acquisizione di Chart parte del 2025. La terza nonché posizione che collega Baker Hughes alle future conclusioni di questa tesi è che la tensione strutturale tra emissioni operative in calo ed emissioni di

categoria 11 in crescita come visto prima del 36,6% non è una contraddizione della strategia di Simonelli ma la sua conferma più onesta, infatti, Baker Hughes è efficiente nelle proprie operazioni ma dipende dalla domanda dei propri clienti e dalla struttura degli incentivi normativi per decidere quali tecnologie sviluppare e vendere. Questa dipendenza strutturale che è documentata empiricamente dal dato sulle emissioni di Categoria 11 e il collegamento più diretto tra Baker è la conclusione centrale di questa tesi ovvero che il comportamento di tutti gli operatori lungo la value chain energetica dai fondi PE ai fornitori di tecnologie è guidato dalla struttura di incentivi normativi e non da preferenze autonome di sostenibilità.

8. Analisi critica e prospettive future

8.1 Introduzione: dalla descrizione all'argomento

I sette capitoli empirici di questa tesi hanno documentato con rigore e precisione i meccanismi attraverso cui il Private Equity investe nell'Oil & Gas durante la transizione energetica, ad esempio il capitolo 4 ha analizzato il track record delle operazioni da parte dei fondi PE in questo settore, il capitolo 5 invece ha analizzato cinque deal M&A significativi nel periodo 2020-2024 identificando tre pattern ricorrenti, il Capitolo 6 ha documentato il caso Tallgrass come riflesso più lampante dell'arbitraggio regolatorio attraverso il fenomeno del take-private ed il Capitolo 7 infine ha introdotto Baker Hughes come caso limite in cui si sono rivelati i confini rigorosi delle ipotesi di ricerca e arricchisce l'analisi con la prospettiva diretta del suo CEO. Il compito di questo capitolo

quindi è diverso da tutti i precedenti perché non serve a descrivere nuovi casi ma a trasformare quelli analizzati in argomento, non serve ad aggiungere dati ma a ragionare su quello che i dati significano in toto e non serve a rispondere alle ipotesi di ricerca con un semplice sì o no ma spiegare perché quella risposta non univoca non è disponibile e perché la sua assenza è essa stessa la conclusione più importante di questa tesi.

8.2 La risposta alle ipotesi di ricerca: coesistenza e indistinguibilità

Le due assunzioni di partenza formulate nella sezione 2.6 erano strutturate come alternative, infatti, nell'ipotesi 1 formulata da Bellon 2020 avevamo che i fondi PE nell'Oil & Gas rispondono a logiche di efficientamento operativo mentre nell'ipotesi 2 formulata da Gözlügöl & Ringe 2023 se rispondono a logiche di arbitraggio regolatorio però dopo sette capitoli in cui abbiamo analizzato diversi casi, la risposta che posso formulare con maggiore precisione è che entrambi i fenomeni coesistono e sono documentabili in casi specifici ma non sono distinguibili in modo preciso e rigoroso dall'esterno in mancanza di disclosure obbligatoria per i fondi privati. Questa indistinguibilità non è un limite metodologico della ricerca è la sua conclusione più importante, infatti se fosse semplicemente possibile distinguere con certezza i fondi che praticano efficientamento operativo o arbitraggio regolatorio il problema normativo sarebbe semplice ovvero quello di applicare le regole esistenti per tutti, ma il problema reale è che proprio per via della struttura dei fondi PE con i suoi obblighi di disclosure minimi verso il pubblico rende impossibile questa distinzione anche per gli analisti più competenti e attrezzati.

I casi del Capitolo 5 lo dimostrano in modo sistematico dove in tutti e cinque i deal analizzati la produzione fisica degli idrocarburi è continuata ed in alcuni casi addirittura aumentata dopo le exit dei fondi PE verso le major, in nessun caso però è possibile determinare con certezza dall'esterno se il miglioramento operativo documentato come ad esempio la riduzione dei costi di perforazione oppure aumento della produzione per pozzo o ottimizzazione del flaring sia il risultato di un reale efficientamento che il management del PE ha adottato o il prodotto della finestra di prezzo post-Ucraina che ha reso redditizi determinati asset che in un contesto di prezzi bassi sarebbe risultato marginale, in sostanza senza accesso diretto ai dati delle decisioni operative, ai budget d'investimento o ai piani di dismissione la distinzione rimane empiricamente inaccessibile è proprio questa caratteristica che non è accidentale ma la conseguenza diretta di una struttura normativa che impone obblighi di disclosure quasi nulli al settore privato.

Trovo che questa coesistenza e indistinguibilità sia la risposta più onesta e più utile che questa tesi può offrire alla letteratura sul PE fossile, più utile di una risposta binaria che sarebbe empiricamente insostenibile. La domanda giusta non è se il PE pratica efficientamento o arbitraggio regolatorio ma è se in assenza di obblighi di disclosure uniformi tra entità pubbliche o private è possibile distinguere questi due fenomeni, è la risposta a questa domanda è no, è questa impossibilità e il dato più importante che emerge dall'analisi complessiva fatta in questa tesi.

8.3 Il ruolo strutturale della mancanza di disclosure: un'osservazione scomoda

L'osservazione che ritengo più originale e più scomoda di questa tesi è che i fondi PE sono fondamentali per il settore Oil & Gas proprio grazie ai loro minori obblighi di disclosure e non nonostante essi. Questa affermazione va contro la letteratura dominante sul dibattito dei fondi PE nell'Oil & Gas che tratta invece la mancanza di disclosure come un problema da eliminare, i dati di questa tesi però suggeriscono che è proprio la mancanza di obblighi normativi adeguati che rendono questi fondi competitivi in questo settore che nessun altro investitore può replicare.

Il meccanismo è documentato in tutti i casi analizzati i fondi PE acquistano asset fossili a valutazioni minori dai mercati pubblici che non possono essere detenuti e gestiti senza obblighi di rendicontazione andando a penalizzare i soggetti quotati, questa capacità di assorbire asset che il mercato non vuole più o non può più tenere senza costi reputazionali elevati è la funzione economica più importante che il PE svolge nel settore fossile durante la transizione energetica, è questa funzione non è né illegale né irrazionale ma è la risposta più efficiente al sistema di incentivi esistenti.

Il caso Tallgrass lo dimostra nella forma più pura, Blackstone ha acquisito un operatore midstream quotato a valutazioni depresse dalla pressione ESG, lo ha portato fuori dal mercato pubblico attraverso il delisting eliminando gli obblighi di disclosure e grazie a questo ha creato un modello finanziario che recupera nell'arco di sei anni quasi integralmente l'equity investito attraverso i soli flussi di cassa contrattualizzati. Nessun investitore istituzionale quotato avrebbe potuto fare la stessa operazione senza il costo

reputazionale che la quotazione avrebbe imposto ma il PE può farlo proprio perché non ha quegli obblighi. Detto questo riconosco che questa funzione economica ha un costo sistemico reale, la riduzione della trasparenza sulle emissioni aggregate del sistema energetico, infatti, ad esempio il Pony Express e il Rockies Express continuano a trasportare petrolio e gas anche dopo il delisting esattamente come prima ma le loro emissioni non facendo parte più di un'azienda pubblica non sono verificabili con la stessa precisione che gli obblighi di disclosure e la quotazione garantivano. Questo costo non è sopportato da Blackstone ma è sopportato dal sistema di monitoraggio ambientale pubblico che perde dati, dagli investitori istituzionali che non possono più verificare la propria esposizione fossile indiretta e dalla collettività che ha un interesse legittimo alla trasparenza sulle emissioni degli asset energetici che operano sul proprio territorio.

8.4 Il paradosso ESG: come la pressione per la sostenibilità ha creato le condizioni per l'arbitraggio

I cinque deal analizzati nel Capitolo 5 e il caso Tallgrass nel Capitolo 6 consentono di formulare una risposta più precisa alle due ipotesi di ricerca per il ciclo specifico 2020-2024, che va oltre la semplice coesistenza documentata nella sezione 8.2, in tutti e cinque i deal del Capitolo 5 la produzione fisica degli idrocarburi è continuata e in alcuni casi aumentata dopo la cessione al PE o la successiva exit verso le major ma in nessun caso è davvero possibile determinare con certezza dall'esterno se il miglioramento operativo documentato sia il risultato di una strategia attuata da parte del management oppure il prodotto di una finestra di prezzo favorevole dovuta alla guerra Russia-Ucraina che ha

reso redditizi asset che in un contesto di prezzi bassi altrimenti non avrebbero reso allo stesso modo. Senza accesso ai dati interni dei fondi alle decisioni operative, ai budget di investimento, ai piani di dismissione la distinzione rimane empiricamente inaccessibile è quella inaccessibilità non è accidentale ma è la conseguenza diretta della struttura normativa che non impone obblighi di disclosure ai fondi privati. Guardando complessivamente i dati raccolti in questa tesi, ritengo che nel periodo 2020-2024 l'arbitraggio regolatorio abbia prevalso sull'efficientamento come logica dominante, ovviamente non come intenzione dichiarata dei fondi ma come esito strutturale del sistema di incentivi normativi in quel periodo specifico, tre elementi che analizzerò qui sotto mi portano a questa conclusione.

Il primo è il timing delle exit infatti soprattutto la concentrazione delle cessioni 2022-2023 quindi immediatamente dopo l'impennata dei prezzi post-Ucraina suggerisce che la finestra di prezzo favorevole sia stato il driver principale verso questi deal e non l'efficientamento operativo, infatti se quest'ultimo fosse stato il fattore dominante, le exit sarebbero state distribuite lungo un arco temporale più lungo ed in modo più uniforme e non si sarebbero concentrate nel momento di massima profittabilità del ciclo descritto.

Il secondo è la persistenza della produzione dove in tutti e cinque i deal del Capitolo 5 la produzione fisica è continuata è aumentata dopo la cessione, senza nessun caso documentato di riduzione pianificata della capacità produttiva un PE orientato prettamente all'efficientamento in chiave della transizione energetica avrebbe dovuto, quantomeno dismettere alcuni asset che erano poco efficienti anche se come analizzato in nessuno dei cinque deal è stato presente questo fenomeno.

Il terzo è il caso Tallgrass operazione costruita interamente con l'obiettivo primario di rimuovere quest'ultima dalla disclosure pubblica, senza nessun piano di efficientamento documentato nei filing pubblici disponibili e difficilmente interpretabile come efficientamento operativo nella sua logica fondamentale caso questo più puro di arbitraggio regolatorio disponibile nel periodo analizzato.

Detto questo riconosco che questa valutazione è condizionata dal periodo specifico analizzato perché con quella finestra di prezzo favorevole ovviamente l'arbitraggio regolatorio è stato più redditizio rispetto all'efficientamento però se avessimo preso in considerazione un ciclo di prezzi bassi o normative più stringenti le conclusioni che ho tratto avrebbero potuto produrre una conclusione diversa, quindi la conclusione più completa ed efficace rimane quella dichiarata nella sezione 8.2 dove i due fenomeni coesistono e sono indistinguibili in assenza di disclosure obbligatoria uguale per tutti, rimane però che con i dati specifici che vanno dal 2020 al 2024 possiamo dedurre e dimostrare che l'arbitraggio regolatorio abbia avuto la prevalenza.

8.5 La prospettiva di Simonelli e la distinzione analitica nel mercato PE

Un elemento che l'analisi empirica dei capitoli precedenti non aveva catturato emerge dalla prospettiva diretta di Simonelli nell'intervista condotta dall'autore nell'aprile 2026. Alla domanda sul ruolo dei fondi PE nel settore O&G durante la transizione energetica, Simonelli ha risposto: "io vedo che sono essenziali come un aspetto di crescita

anche per le nuove energie. Quindi i private equity aiutano nuove tecnologie, per esempio geotermali, idrogeno, perché vanno all'inizio e cercano di creare un nuovo mercato" (Simonelli, intervista con l'autore, aprile 2026). Questa prospettiva introduce una distinzione analitica che la letteratura sul PE fossile tende a non fare è che ritengo fondamentale per una valutazione equilibrata del fenomeno, il mercato PE nel settore energetico non è monolitico ma include almeno due categorie distinte con logiche distinte. La prima è il PE energy-focused operante su asset fossili maturi come EnCap, Quantum, Lime Rock che operano prettamente in meccanismi sia di efficientamento che di arbitraggio regolatorio, la seconda categoria è il PE generalista che investe in tecnologie emergenti durante la fase pre-commerciale, categoria che menziona Simonelli è che descrive come incubatore di geotermia o idrogeno che opera con una logica di venture capital applicata però al settore energetico.

Queste due categorie hanno caratteristiche finanziarie diverse, orizzonti temporali diversi, profili di rischio diversi e implicazioni normative diverse, infatti la prima richiede obblighi di disclosure ESG più stringenti perché gestisce asset fossili maturi con impatti ambientali significativi e documentabili la seconda categoria invece richiede più flessibilità normativa per poter investire in tecnologie ad alto rischio nelle fasi iniziali quando il rendimento è ancora incerto è l'orizzonte temporale è lungo. Trattarle come un fenomeno unitario, come fa la maggior parte della letteratura accademica sul PE fossile produce raccomandazioni normative che penalizzano la seconda categoria mentre cercano di regolamentare la prima questa è una distinzione che questa tesi può articolare in maniera empirica e fondata proprio grazie alla prospettiva diretta di Simonelli che ci ha fornito durante l'intervista.

8.6 La direzione normativa

La tensione tra la funzione economica che il PE ha nel settore fossile e il costo sistemico della mancanza di disclosure richiede una risposta normativa che non elimini la prima e affronti la seconda, la proposta che avanzo verrà sviluppata interamente nel paragrafo 9.5 del capitolo 9 che introdurrà un meccanismo concettualmente nuovo e per quanto risulta dall'analisi della letteratura sul PE non è stato ancora formulato in nessun documento accademico esistente che tratta il tema dei fondi di Private Equity nella transizione energetica.

8.7 I limiti della ricerca e le direzioni future

Ogni analisi seria riconosce i propri limiti ed in questo caso i limiti della ricerca sono paradossalmente anche la sua conferma empirica più forte. Il limite principale di questa tesi è la scarsità di dati pubblici sui fondi PE privati infatti, i cinque deal del Capitolo 5 sono stati analizzati attraverso i filing SEC delle società acquirenti che sono major quotate come ExxonMobil, ConocoPhillips e Diamondback e non attraverso i dati interni dei fondi PE cedenti. I dati di produzione post-cessione sono i dati pubblicati dalle major acquirenti non quelli che i fondi avrebbero potuto produrre autonomamente è questa dipendenza dai dati pubblici delle quotate è il limite metodologico più rilevante per la tesi ed è la conseguenza diretta della mancanza di obblighi di disclosure per i fondi PE privati. Il limite della ricerca è esattamente il problema normativo che la ricerca ha

identificato una coerenza che trovo essa stessa analiticamente significativa. Il caso Tallgrass documenta questo limite nella forma più estrema da dopo il delisting dell'aprile 2020 non esistono dati pubblici disaggregati su Tallgrass, e questa tesi per questo motivo non è stata in grado di analizzare questo deal con la stessa precisione con cui ha analizzato le acquisizioni presentate nel capitolo 5 e l'impossibilità di completare questa analisi è essa stessa un dato analitico che conferma empiricamente che il take-private ha prodotto esattamente l'effetto che descrive l'arbitraggio per sparizione dalla disclosure.

Le direzioni future di ricerca che questa tesi suggerisce sono tre. La prima è un'analisi longitudinale della performance ambientale degli asset ceduti dal PE nel ciclo 2020-2024 studio che diventerebbe possibile solo con l'introduzione degli obblighi di disclosure proposti nella sezione 8.6, la seconda è un'analisi comparativa tra sistemi normativi diversi, in particolare tra il sistema americano, dove gli obblighi di disclosure per i fondi sono davvero minimi a differenza di quelli europei dove recentemente hanno aggiunto la SFDR ovvero obblighi di rendicontazione ESG più stringenti anche per il Private Equity. La terza è un'analisi specifica del segmento PE dedicato alle tecnologie energetiche emergenti, la categoria descritta da Simonelli nell'intervista che serve a verificare se e in che misura quel segmento produce rendimenti diversi e impatti ambientali diversi rispetto al PE energy-focused su asset fossili maturi.

9. Conclusioni

9.1 La domanda di ricerca è la risposta che i dati consentono

Questa tesi è stata scritta per rispondere ad una domanda apparentemente semplice ovvero se l'intervento del Private Equity nell'Oil & Gas risponde a logiche di efficientamento oppure a logiche di arbitraggio regolatorio, e dopo sette capitoli di analisi la risposta più precisa e più onesta possibile è né sì né no perché a mio avviso ben più complessa di una qualsiasi risposta.

I due fenomeni coesistono, sono reali e documentabili in diversi casi specifici che abbiamo analizzato ma sono strutturalmente indistinguibili dall'esterno per via dell'assenza di obblighi di disclosure adeguati al mercato privato. Questa inseparabilità del fenomeno non è il limite della ricerca bensì la conclusione più importante, anche perché se i due fenomeni fossero distinguibili facilmente dall'esterno il problema non si sarebbe posto ed anzi sarebbe risolvibile tramite l'applicabilità delle regole già esistenti per il mercato pubblico. In questo senso il problema reale è che la struttura di mercato del PE ha obblighi di disclosure minimi che rendono impossibile questa distinzione dall'esterno anche per gli analisti più rigorosi e attrezzati, questa impossibilità ovviamente non è accidentale ma è la conseguenza diretta di un framework normativo che ha un'asimmetria informativa elevata tra soggetti nel mercato pubblico e soggetti nel mercato privato.

9.2 I tre meccanismi identificati e il filo che li lega

L'analisi empirica di questa tesi ha identificato tre meccanismi distinti attraverso cui il PE opera nel settore fossile durante la transizione energetica, il primo dei tre è il brown spinning cioè lo spostamento delle emissioni tra bilanci, ovvero da una società con normative ESG stringenti verso una con normative di questi tipo quasi nulle, il secondo è l'arbitraggio regolatorio per sparizione dalla disclosure analizzato con il caso Tallgrass ovvero la rimozione del soggetto stesso dall'ecosistema della rendicontazione pubblica attraverso il take-private ed il terzo infine è l'efficientamento abilitante ovvero attraverso le tecnologie allungare la vita degli asset fossili invece di accelerarne la dismissione rendendoli più redditizi e normativamente accettabili.

Il filo rosso che lega tutti e tre i meccanismi è uno solo cioè che il comportamento degli operatori nel mercato lungo la catena del valore energetico non è guidato da preferenze autonome ma dall'adattamento agli incentivi normativi esistenti. Questa manifestazione non emerge da un solo caso analizzati ma da tutti quelli presi in esame in questa tesi, infatti, quando le normative creano incentivi per la riduzione delle emissioni, gli operatori le riducono, quando c'è la possibilità di spostarle fuori dalla propria rendicontazione lo fanno e quando impongono obblighi di disclosure ai soggetti privati loro non lo fanno. Questa è la manifestazione più elementare della razionalità economica nonché la lezione più importante che si può apprendere dopo aver analizzato in modo empirico in sette capitoli.

9.3 Il paradosso ESG e le sue implicazioni

Una delle conclusioni più scomode di questa tesi è quella che ho definito il paradosso ESG, infatti queste regole nate principalmente per spostare gli investimenti delle società facenti parte del mercato pubblico verso la sostenibilità hanno prodotto soprattutto nel periodo 2018-2024 le condizioni ideali per l'arbitraggio regolatorio da parte dei soggetti privati nel settore fossile.

Il meccanismo è documentato sistematicamente nei casi analizzati, la pressione ESG ha depresso le valutazioni pubbliche degli asset fossili, in particolare delle MLP midstream americane creando un'asimmetria tra valutazione pubblica e valore prodotto dai flussi di cassa contrattualizzati ed i fondi PE, hanno sfruttato quest'asimmetria acquistando a valori compressi per spostarli da disclosure pubblica e cedendoli quando le condizioni di mercato rendevano favorevole il deal. Quindi la pressione ESG ha creato l'opportunità di acquisto, finanziato il discount e reso possibile l'arbitraggio, non ha ridotto quindi le emissioni ma le ha rese semplicemente meno visibili.

Ritengo che questa conclusione abbia implicazioni che vanno ben oltre il settore Oil & Gas dove qualsiasi sistema con pressioni ESG che operi nel mercato pubblico senza un equivalente sistema normativo anche nel privato produrrà sempre questo risultato, ovvero gli asset con profilo ad alte emissioni migreranno sempre verso soggetti con obblighi di disclosure minimi rendendo i mercati pubblici apparentemente più verdi senza andare a diminuire realmente le emissioni. È una forma molto sofisticata del window dressing sistemico ovviamente non illegale, non intenzionale ma inevitabile finché l'asimmetria normativa tra pubblico e privato non viene eliminata.

9.4 La prospettiva di Simonelli e la distinzione analitica mancante

Un elemento che l'analisi empirica dei capitoli precedenti non aveva catturato emerge dalla prospettiva diretta di Simonelli: il PE non è un fenomeno monolitico. Come ha osservato nell'intervista: "i private equity aiutano le nuove tecnologie, per esempio la geotermia è l'idrogeno, perché entrano nelle fasi iniziali e cercano di creare un nuovo mercato" (Simonelli, intervista con l'autore, aprile 2026). Questa prospettiva introduce una distinzione analitica che la letteratura sul PE fossile tende sistematicamente a ignorare.

Il mercato PE nel settore energetico include due categorie di fondi distinti, la prima sono i fondi PE Energy-Focused che operano su asset fossili maturi come EnCap, Quantum, Lime Rock e che agiscono tra logiche di efficientamento e arbitraggio regolatorio, la seconda è il PE generalista che investe in tecnologie energetiche emergenti nelle fasi pre-commerciali come geotermia, idrogeno, carbon capture e che operano in una logica di incubazione tecnologica che Baker Hughes incontra come partner nella technology incubation. Trattare come un fenomeno unico produce asimmetrie informative che penalizzano la seconda categoria mentre cercano di regolamentare la prima errore analitico con conseguenze politiche concrete. È una distinzione che questa tesi, grazie alla prospettiva diretta di Simonelli, è in grado di articolare per la prima volta in modo empiricamente fondato.

9.5 Una proposta normativa originale: la Fossil Asset Opacity Fee

La proposta normativa che avanzo in questa sezione non è un'estensione di un framework normativo già esistente ma è un meccanismo nuovo che per quanto risulta dall'analisi non è stato ancora formulato nella letteratura disponibile quindi in nessun contributo accademico sul Private Equity nel settore energetico. Questa proposta la chiamo Fossil Asset Opacity Fee una fee annuale ricorrente che va a ricadere sui fondi PE che superano una determinata soglia di rilevanza sistemica proporzionale alle emissioni stimate dagli asset detenuti non rendicontati pubblicamente e calibrata attraverso un indice in maniera inversamente proporzionale al prezzo del carbonio. Il principio su cui si basa questa normativa è che la distingue da qualsiasi altra proposta è che non prezza le emissioni come la carbon tax ma prezza l'opacità informativa sulle emissioni che è il problema specifico che questa tesi ha identificato come il costo più rilevante e meno affrontato all'interno del modello PE nel settore fossile.

La proposta si articola in quattro componenti strutturali distinte e interdipendenti.

La prima componente è la soglia di attivazione. La Fossil Asset Opacity Fee si applica solo ed esclusivamente ai fondi PE che gestiscono asset per ordini superiori ai 5 miliardi, una soglia calcolata in base alle dimensioni medie dei fondi PE Energy-Focused analizzati in questa tesi che si collocano tra i 3,5 miliardi di EnCap Flatrock Midstream Fund IV e i 6,5 miliardi di EnCap Energy Capital Fund XII, sotto la soglia definita prima il fondo opera liberamente senza nessun obbligo aggiuntivo preservando intatta la funzione di incubazione per i fondi più piccoli che investono in tecnologie emergenti come l'idrogeno o la geotermia, esattamente la categoria descritta da Simonelli

nell'intervista è che questa tesi ha identificato come strutturalmente distinta dal PE energy-focused su asset fossili maturi. Sopra quella soglia il fondo è rilevante all'interno delle emissioni mondiali del sistema energetico mondiale in modo misurabile rendendo la trasparenza sulle decisioni di investimento e degli asset un interesse pubblico legittimo.

La seconda componente è il calcolo della fee con aliquota progressiva. La fee annuale è calcolata secondo questa formula, le emissioni stimate di CO2 in tonnellate per il prezzo sociale del carbonio in un determinato momento per il coefficiente di opacità per l'aliquota progressiva. L'aliquota normativa è strutturata su due livelli il 10% quando parliamo di fondi che gestiscono asset tra i 5 e i 10 miliardi di dollari è il 15% per fondi che gestiscono asset per ordini superiori ai 10 miliardi di dollari. Questa progressività riflette il costo totale della sua opacità che cresce più che proporzionalmente con la sua dimensione, ad esempio un fondo da 12 miliardi di dollari con 8 milioni di tonnellate di emissioni stimate ed un prezzo sociale del carbonio di 100 dollari per tonnellata andrebbe a pagare una fee che si aggira intorno ai 120 milioni di dollari con un'aliquota del 15%, abbastanza rilevante da incentivare la trasparenza e abbastanza contenuta da poter rendere il take-private economicamente possibile.

La terza componente è il meccanismo di indicizzazione inversa rispetto al prezzo sociale del carbonio nonché a parer mio l'elemento più innovativo della proposta è quello che la distingue più nettamente da qualsiasi framework normativo esistente e che l'aliquota normativa non è rigida ma varia inversamente al prezzo sociale del carbonio con un aggiustamento automatico. Quando il prezzo del carbonio sale e supera una soglia predefinita che propongo a 150 dollari per tonnellata facendo riferimento ai valori attuali della letteratura economica, l'aliquota scende proporzionalmente per mantenere la fee in

un range economico sostenibile per i fondi, quando invece il prezzo scende sotto una soglia minima e propongo di circa 50 dollari allora l'aliquota sale automaticamente per compensare la riduzione del prezzo e di conseguenza preservare l'incentivo della trasparenza. In pratica la fee totale rimane relativamente stabile in termini assoluti indipendentemente dalla volatilità del prezzo del carbonio esattamente come i fondi PE utilizzano strumenti di hedging per stabilizzare i flussi di cassa operativi degli asset fossili che detengono. Questo meccanismo di aggiustamento automatico rende la normativa robusta rispetto alla possibile volatilità del prezzo del carbonio e impedisce oscillazioni di prezzo che rendano la fee lungo il tempo o insostenibile o insignificante.

Il coefficiente di opacità ovvero il quarto parametro della formula è 1 per gli asset completamente privati senza nessuna rendicontazione pubblica e scende proporzionalmente se il fondo pubblica volontariamente dati parziali sulle emissioni, questo crea un incentivo quantomeno a rendere pubblica una parzialità di dati ed alla trasparenza volontaria senza renderla obbligatoria, quindi, i fondi scelgono liberamente se essere trasparenti e pagare meno oppure rimanere opachi e pagare di più. Non esiste una categoria di fondi cattivi ma esiste un sistema di incentivi che include per la prima volta il costo dell'opacità tra le variabili economiche rilevanti per le decisioni d'investimento nel settore fossile privato.

La quarta componente è la destinazione del gettito ed il meccanismo di pubblicazione, il gettito generato dalla fee non va direttamente al bilancio dello stato ma finanzia un'agenzia pubblica internazionale che si occupa di stimare le emissioni degli asset fossili privati tramite modelli statistici, dati satellitari, dati geologici pubblici e modelli econometrici, di conseguenza l'agenzia pubblicherà annualmente i risultati non

però per singolo fondo ma per segmento e per area geografica perché sennò i fondi PE verrebbero esposti ad un rischio reputazionale troppo elevato e ciò renderebbe la politica normativa qui descritta insostenibile. Quindi invece di dichiarare che un determinato fondo ha emesso X tonnellate nel periodo di riferimento attraverso un determinato asset, l'agenzia pubblica che il segmento midstream americano gestito dai fondi PE ha emesso X tonnellate nel periodo di riferimento, di cui Y% attribuibile al trasporto di petrolio grezzo e Z% al gas naturale. Questo approccio produce la trasparenza sufficiente ai regolatori e agli investitori istituzionali senza esporre direttamente i singoli fondi nominalmente rendendo la proposta difendibile a livello politico anche in un contesto di forte lobbying del settore e preservando la distinzione analitica fondamentale tra fondi che operano su asset fossili maturi e fondi che invece incubano tecnologie energetiche emergenti.

Ritengo che questa proposta abbia quattro caratteristiche che la distinguono da qualsiasi framework normativo esistente e che la rendono concretamente applicabile al mercato reale, la prima è che non richiede una forma radicale del diritto societario privato infatti ciò si innesta sul principio già esistente della tassazione delle esternalità negative senza toccare la struttura contrattuale dei fondi PE, la seconda è che non elimina la funzione economica del PE nel settore fossile perché i fondi rimangono liberi di acquisire asset che il mercato pubblico non può più detenere ma in questo caso con questa normativa i fondi sopportano direttamente il costo sistemico dell'opacità che producono invece di scaricarlo direttamente sulla collettività, la terza è che il meccanismo è autofinanziante e autocoerente, i fondi pagano per l'opacità che producono e quei soldi vanno a finanziare la riduzione di quella stessa opacità attraverso la stima indipendente

delle emissioni, infine la quarta ed ultima è che l'indicizzazione inversa rispetto al prezzo del carbonio rende la proposta robusta e coerente nel tempo i fondi che non va a dipendere da condizioni di mercato favorevoli ma per funzionare si adatta automaticamente alle variazioni del contesto economico esattamente come i meccanismi di mercato che regola.

La Fossil Asset Opacity Fee non risolve il problema della transizione energetica, nessuna proposta normativa singola potrebbe farlo, ma affronta il problema specifico che questa tesi ha identificato come il più rilevante e il meno affrontato ovvero il costo sistemico dell'invisibilità delle emissioni fossili nel mercato privato, è lo fa usando la logica del mercato invece di contrastarla, prezza l'opacità invece di contrastarla e preserva la funzione fondamentale che il PE ha all'interno del mercato al posto di eliminarla. È una proposta che nasce dall'analisi empirica dei casi studiati in questa tesi è che non sarebbe stata possibile senza di essa il che la rende a mio avviso il contributo più originale in assoluto all'interno di questo lavoro.

9.6 I limiti della ricerca e le direzioni future

Il limite principale di questa tesi è paradossalmente anche la sua conferma empirica più forte, dove la scarsità di dati pubblici sui fondi PE privati ha reso impossibile analizzare la performance post-acquisizione degli asset con la stessa precisione con cui sono stati analizzati i deal del Capitolo 5 è questa impossibilità descritta è la conseguenza diretta della mancanza di obblighi di disclosure nel mercato privato, quindi il limite della ricerca è esattamente il problema normativo che la ricerca ha identificato.

Le direzioni future che questa tesi suggerisce sono tre, la prima è un'analisi longitudinale della performance ambientale degli asset ceduti dal PE nel ciclo 2020-2024 studio che diventerebbe concreto solo con l'introduzione degli obblighi di disclosure proposti, la seconda è un'analisi comparata tra gli obblighi normativi americani per i fondi PE dove sono quasi nulli e quelli europei che con l'introduzione SFDR si sono fatti più stringenti ed infine l'ultima è l'analisi del segmento PE dedicata alle tecnologie energetiche emergenti, categoria di cui ci ha parlato Simonelli nell'intervista per verificare se quel segmento produce rendimenti e impatto ambientali diversi rispetto ai fondi PE Energy-Focused su asset fossili maturi.

9.7 La lezione finale

Chiudo questa tesi con la conclusione che ritengo più importante e più difficile da accettare. Il private equity nel settore Oil & Gas non è né il problema né la soluzione della transizione energetica ma è uno specchio che riflette in modo davvero efficace la struttura degli incentivi normativi esistenti, acquista infatti dove il mercato pubblico svaluta per le pressioni ESG, gestisce dove la disclosure non è obbligatoria e cede dove la finestra di prezzo è favorevole, ogni operazione analizzata e documentata in questa tesi è razionale, ogni meccanismo è legale ed ogni comportamento è il riflesso al sistema di incentivi disponibile.

La transizione energetica non fallirà per colpa del private equity ma anzi fallirà se fallirà perché il sistema di incentivi normativi non è stato adeguatamente allineato agli obiettivi dichiarati con uniformità tra soggetti pubblici e privati. Finché esisterà una

forbice normativa tra chi è obbligato a rendicontare le proprie emissioni e chi non lo è il mercato produrrà sistematicamente deal come quelli analizzati in questa tesi, non perché gli operatori siano irresponsabili ma perché il sistema gli premia per farlo. Questa è la lezione più scomoda e utile che sette capitoli empirici consentono di formulare.

Bibliografia e fonti

Letteratura accademica

- Bai, J. et al. (2023). Private Equity and Environmental Performance. Working Paper.
- Bellon, A. (2020). Does Private Equity Ownership Make Firms Cleaner? The Role of Environmental Liability Risks. Working Paper.
- Bolton, P., & Kacperczyk, M. (2021). Do Investors Care about Carbon Risk? *Journal of Financial Economics*, 142(2), 517–549.
- Gompers, P., & Kaplan, S. N. (2015). Private Equity and Human Capital. In *The Oxford Handbook of Private Equity*. Harvard Business School Working Paper.

- Gözlügül, A. A., & Ringe, W. G. (2023). The Quiet Transformation: Private Equity's Decarbonization Dilemma. European Corporate Governance Institute (ECGI) Working Paper.
- Jensen, M. C. (1986). Agency Costs of Free Cash Flow, Corporate Finance, and Takeovers. *American Economic Review*, 76(2), 323–329.
- Jensen, M. C. (1989). Eclipse of the Public Corporation. *Harvard Business Review*, 67(5), 61–74.
- Kaplan, S. N., & Schoar, A. (2005). Private Equity Performance: Returns, Persistence, and Capital Flows. *Journal of Finance*, 60(4), 1791–1823.
- Kaplan, S. N., & Strömberg, P. (2009). Leveraged Buyouts and Private Equity. *Journal of Economic Perspectives*, 23(1), 121–146.
- Krueger, P., Sautner, Z., & Starks, L. T. (2020). The Importance of Climate Risks for Institutional Investors. *Review of Financial Studies*, 33(3), 1067–1111.
- McGlade, C., & Ekins, P. (2015). The Geographical Distribution of Fossil Fuels Unused when Limiting Global Warming to 2°C. *Nature*, 517, 187–190.
- Semieniuk, G. et al. (2022). Stranded Fossil-Fuel Assets Translate to Major Losses for Investors in Advanced Economies. *Nature Climate Change*, 12, 532–538.

Report e fonti istituzionali

- Akin Gump (2025). Energy Private Credit: Market Trends and Outlook.
- Alerian (2019). MLP Market Commentary.
- AXPC – American Exploration & Production Council (2024). EPA Methane Rule Cost Analysis.
- BloombergNEF (2024). Energy Transition Investment Trends.
- Carbon Tracker Initiative (2013). Unburnable Carbon: Are the World's Financial Markets Carrying a Carbon Bubble?
- Carbon Tracker Initiative (2023). Oil & Gas Capital Expenditure and Transition Risk.
- Cresta Funds (2025). Private Equity Energy Outlook.
- Deloitte (2026). Oil & Gas M&A and Private Equity Report.

EDF Business (2024). Methane Rule Cost Per Barrel Analysis.

EIA – U.S. Energy Information Administration (2025). Short-Term Energy Outlook.

EnCap Investments (2024). Fund XII Investor Report.

Eurostat (2024). Greenhouse Gas Emissions by Country.

Gibson Dunn (2024). Waste Emissions Charge – Legislative Update.

GJIA – Georgetown Journal of International Affairs (2024). Hormuz Strait and Oil Market Risk.

GlobalData (2024). Oil & Gas M&A Activity Report Q3 2024.

Hart Energy (2024). Energy Private Equity Fundraising Report.

IEA – International Energy Agency (2021). Net Zero by 2050: A Roadmap for the Global Energy Sector.

IEA – International Energy Agency (2024). World Energy Outlook.

Lime Rock Partners (2025). Portfolio Update.

McKinsey & Company (2026). Global Private Markets Report.

Michigan Journal of Economics (2023). ExxonMobil-Pioneer: Strategic Analysis.

Offshore Technology Focus (2024). BP Archaea Energy Acquisition Analysis.

Oil & Gas 360 (2025). BlackRock-Saudi Aramco Jafurah Infrastructure Deal.

PECR – Private Equity Climate Risks (2024). Scorecard: Private Equity and Climate Risk.

PECR – Private Equity Climate Risks (2026). Annual Fossil Fuel Exposure Report.

PESP – Private Equity Stakeholder Project (2020). PE-Backed Oil & Gas Bankruptcies.

PESP – Private Equity Stakeholder Project (2024). European Energy Asset Transfers.

Public Citizen / PESP (2023). Orphaned Wells and Private Equity.

PwC – Baker Hughes (2022). Independent Assurance on ESG Data.

S&P Global (2023). COP28 Oil Company Net Zero Commitments.

Sidley Austin (2024). WTG Midstream – Energy Transfer Transaction Summary.

Wood Mackenzie (2023). Global Decommissioning Outlook to 2030.

Fonti primarie – Filing SEC e documenti ufficiali

American Midstream Partners (2019). SEC Form SC 13E3.

Baker Hughes (2019). Net Zero Target Announcement.

Baker Hughes (2024). Corporate Responsibility Report.

Baker Hughes (2025). Full Year 2024 Results, SEC Form 8-K, gennaio 2025.

Baker Hughes (2025). Chart Industries Acquisition, SEC Form 8-K, luglio 2025.

BHGE – Baker Hughes, a GE company (2019). Full Year 2018 Earnings Results.

Blackstone (2019). Press Release – Tallgrass Energy Acquisition.

Blackstone (2020). SEC Form SC 13E3 – Tallgrass Energy Take-Private.

Buckeye Partners (2019). SEC Form DEFA14A.

Business Wire (2017). Baker Hughes – GE Oil & Gas Merger Completion.

Citi Research (2020). Tallgrass Energy Valuation Analysis, incluso in SEC Form SC 13E3.

ConocoPhillips (2024). CrownRock Acquisition Announcement.

ConocoPhillips (2024). Q3 2024 Earnings, SEC Form 8-K, ottobre 2024.

ConocoPhillips (2025). Q4 2024 Earnings, SEC Form 8-K, febbraio 2025.

Diamondback Energy (2024). SEC Filing – Endeavor Energy Acquisition.

Diamondback Energy (2024). DEFA14A – Endeavor Merger Proxy.

Diamondback Energy (2024). Q3 2024 Earnings, SEC Form 8-K, novembre 2024.

Diamondback Energy (2025). Full Year 2024 Financial and Operating Results, SEC Form 8-K, febbraio 2025.

Energy Transfer (2024). Q3 2024 Earnings, SEC Form 8-K, novembre 2024.

Energy Transfer (2025). Q4 2024 Earnings, SEC Form 8-K, febbraio 2025.

EnLink Midstream (2018). SEC Form 8-K – GIP Acquisition.

ExxonMobil (2023). Pioneer Natural Resources Acquisition Announcement.

ExxonMobil (2024). Q2 2024 Earnings Release, SEC Form 8-K, agosto 2024.

GE – Baker Hughes (2016). SEC Form 8-K – Merger Agreement.

SM Energy (2024). Q3 2024 Earnings Release, SEC Form 8-K, ottobre 2024.

SM Energy (2025). Q4 2024 Earnings Call, febbraio 2025.

Tallgrass Energy (2019). SEC Form 10-K.

Tallgrass Energy (2019). SEC Form 8-K, gennaio 2019 – Blackstone GP Acquisition.

Tallgrass Energy (2019). SEC Form 8-K, agosto 2019 – Take-Private Proposal.

Tallgrass Energy (2020). SEC Form 8-K, febbraio 2020 – Q4 2019 Results.

Tallgrass Energy (2020). SEC Form DEFA14A – Take-Private Proxy.

Fonti giornalistiche e specializzate

Axios (2019). Blackstone Tallgrass Energy Deal.

Bloomberg (2016). Halliburton-Baker Hughes Merger Blocked by U.S. Antitrust.

CanvasBusinessModel (2025). Blackstone-Tallgrass Case Analysis.

ClientEarth (2024). Greenwashing Complaint Against BlackRock – AMF France.

CNBC (2019). Tallgrass Energy Take-Private Completion.

CNBC (2024). Diamondback-Endeavor Deal Completion.

ESG Today (2025). BlackRock Fund Renaming – ESMA Guidelines Compliance.

GlobeNewswire (2019). Buckeye Partners – IFM Investors Acquisition.

OilPrice.com (2024). ExxonMobil-Pioneer Integration Update.

PE Insights (2020). Tallgrass Energy Shareholder Analysis.

Rextag (2024). SEC Insider Trading Case – Tallgrass Energy.

S&P Global Market Intelligence (2019). MLP Governance and ESG Investor Exclusions.

Seeking Alpha (2019). Tallgrass Energy Share Price Analysis.

SL-Advisors (2019). Tallgrass Energy Side-Letter Analysis.

Utility Dive (2024). Private Equity Fossil Fuel Emissions Data.

Wikipedia (2024). Tallgrass Energy – Post-Delisting Overview.

World Finance (2016). GE Oil & Gas Financial Performance.

Yahoo Finance (2024). Quantum Capital Group Fundraising – Wil VanLoh Interview.

Fonte primaria originale

Simonelli, L. (2026). Intervista con l'autore, aprile 2026. Lorenzo Simonelli, Chairman, President e CEO di Baker Hughes.

Sitografia

Istituzioni e autorità di vigilanza

- U.S. Securities and Exchange Commission – EDGAR Database.
<https://www.sec.gov/cgi-bin/browse-edgar> (ultima consultazione: aprile 2026)
- IEA – International Energy Agency. <https://www.iea.org> (ultima consultazione: aprile 2026)
- EIA – U.S. Energy Information Administration. <https://www.eia.gov> (ultima consultazione: aprile 2026)
- Eurostat – Statistical Office of the European Union. <https://ec.europa.eu/eurostat> (ultima consultazione: aprile 2026)
- EPA – U.S. Environmental Protection Agency. <https://www.epa.gov> (ultima consultazione: aprile 2026)

Fondi Private Equity e aziende

- Baker Hughes – Sito istituzionale e report annuali. <https://www.bakerhughes.com> (ultima consultazione: aprile 2026)
- Baker Hughes – Corporate Responsibility Report 2024.
<https://www.bakerhughes.com/company/corporate-responsibility> (ultima consultazione: aprile 2026)
- Blackstone – Sito istituzionale. <https://www.blackstone.com> (ultima consultazione: aprile 2026)
- EnCap Investments – Sito istituzionale. <https://www.encapinvestments.com> (ultima consultazione: aprile 2026)
- Quantum Capital Group – Sito istituzionale. <https://www.quantumcapgroup.com> (ultima consultazione: aprile 2026)
- Lime Rock Partners – Sito istituzionale. <https://www.limerockpartners.com> (ultima consultazione: aprile 2026)

ExxonMobil – Investor Relations. <https://investor.exxonmobil.com> (ultima consultazione: aprile 2026)

ConocoPhillips – Investor Relations. <https://www.conocophillips.com/investor-relations> (ultima consultazione: aprile 2026)

Diamondback Energy – Investor Relations. <https://ir.diamondbackenergy.com> (ultima consultazione: aprile 2026)

Energy Transfer – Investor Relations. <https://www.energytransfer.com/ir.aspx> (ultima consultazione: aprile 2026)

SM Energy – Investor Relations. <https://ir.smenergy.com> (ultima consultazione: aprile 2026)

Fonti di ricerca e advocacy

PECR – Private Equity Climate Risks. <https://peclimatericsk.org> (ultima consultazione: aprile 2026)

PESP – Private Equity Stakeholder Project. <https://pestakeholder.org> (ultima consultazione: aprile 2026)

Carbon Tracker Initiative. <https://carbontracker.org> (ultima consultazione: aprile 2026)

ClientEarth. <https://www.clientearth.org> (ultima consultazione: aprile 2026)

Public Citizen. <https://www.citizen.org> (ultima consultazione: aprile 2026)

Media e piattaforme specializzate

BloombergNEF. <https://about.bnef.com> (ultima consultazione: aprile 2026)

Hart Energy. <https://www.hartenergy.com> (ultima consultazione: aprile 2026)

Deloitte – Oil & Gas Reports. <https://www2.deloitte.com/us/en/pages/energy-and-resources/topics/oil-and-gas.html> (ultima consultazione: aprile 2026)

McKinsey & Company – Energy. <https://www.mckinsey.com/industries/oil-and-gas> (ultima consultazione: aprile 2026)

OilPrice.com. <https://oilprice.com> (ultima consultazione: aprile 2026)

Oil & Gas 360. <https://www.oilandgas360.com> (ultima consultazione: aprile 2026)

ESG Today. <https://www.esgtoday.com> (ultima consultazione: aprile 2026)

Seeking Alpha. <https://seekingalpha.com> (ultima consultazione: aprile 2026)

Yahoo Finance. <https://finance.yahoo.com> (ultima consultazione: aprile 2026)

Cresta Funds. <https://www.crestafunds.com> (ultima consultazione: aprile 2026)

Akin Gump. <https://www.akingump.com> (ultima consultazione: aprile 2026)

Gibson Dunn. <https://www.gibsondunn.com> (ultima consultazione: aprile 2026)

Sidley Austin. <https://www.sidley.com> (ultima consultazione: aprile 2026)

SL-Advisors. <https://sl-advisors.com> (ultima consultazione: aprile 2026)

Rextag. <https://www.rextag.com> (ultima consultazione: aprile 2026)

CanvasBusinessModel. <https://canvasbusinessmodel.com> (ultima consultazione: aprile 2026)

Wood Mackenzie. <https://www.woodmac.com> (ultima consultazione: aprile 2026)

Alerian. <https://www.alerian.com> (ultima consultazione: aprile 2026)

GlobalData. <https://www.globaldata.com> (ultima consultazione: aprile 2026)

PE Insights. <https://www.peinsights.com> (ultima consultazione: aprile 2026)

Utility Dive. <https://www.utilitydive.com> (ultima consultazione: aprile 2026)

World Finance. <https://www.worldfinance.com> (ultima consultazione: aprile 2026)

Michigan Journal of Economics. <https://sites.lsa.umich.edu/mje> (ultima consultazione: aprile 2026)

Georgetown Journal of International Affairs. <https://gjia.georgetown.edu> (ultima consultazione: aprile 2026)

Offshore Technology Focus. <https://www.offshore-technology.com> (ultima consultazione: aprile 2026)

