

BLOCCO OPL245

VALUTAZIONE DEL PREZZO PAGATO



Documento OE IA12M18

Aggiornato al 30 marzo 2019

Realizzato da AUTORI

Pasquale Lucio Scandizzo (Direttore Scientifico) e Gianluca Calvosa

COLLABORATORI

Dino Ferrarese, Raffaele Nardone, Daniele Cufari, Chiara D'Orazi, Roberta Denaro, Stefania Almonte.

OpenEconomics OpenEconomics è uno spin-off della Facoltà di Economia dell'Università di Roma Tor Vergata. Assiste pubbliche amministrazioni e imprese private nella valutazione di politiche, programmi e progetti di investimento in termini d'impatto economico, sociale e ambientale.

A tal fine, OpenEconomics sviluppa e applica modelli economici avanzati adattando le best practice economiche alle caratteristiche specifiche dei mercati di riferimento, utilizzando dati di alimentazione attendibili da fonti istituzionali, metodologie di valutazione in linea con quelle delle organizzazioni multilaterali e metriche di misura riconosciute dagli standard internazionali.

L'azienda integra le competenze di tipo scientifico-economico con una conoscenza approfondita dei meccanismi istituzionali, legislativi, regolatori e del dibattito pubblico.

Il Team scientifico, diretto dal Professor Pasquale Lucio Scandizzo, ha una consolidata esperienza nella gestione di progetti complessi maturata in qualità di advisor di World Bank, FAO, UNIDO, IFAD, Governi Nazionali e aziende private.

L'azienda opera in conformità con i requisiti della norma UNI EN ISO 9001:2008 previste per le attività e i processi di ricerca, sviluppo ed applicazione di modelli economici, matematici, ambientali e tecnologici per la valutazione di politiche, programmi e progetti d'investimento (certificato QMS17170041-35.0080).



Pasquale Lucio Scandizzo

Pasquale Lucio Scandizzo, ha una lunga esperienza nella valutazione di investimenti in molteplici settori economici, anche grazie ad un'intensa attività di ricerca che ha prodotto oltre 150 articoli scientifici riguardanti la valutazione di politiche e progetti attraverso l'applicazione di tecniche di analisi costi-benefici, della teoria delle opzioni reali e dei modelli di equilibrio generale.

Tra i vari incarichi nel settore pubblico, ha ricoperto il ruolo di Presidente dell'Istituto di Programmazione Economica (ISPE), Consigliere di Amministrazione dell'ISTAT, Presidente della Fondazione Cassa di Risparmio Salernitana, direttore del CEIS (Centro di studi economici e internazionali) dell'Università di Roma "Tor Vergata", di Economista senior, rappresentante residente e senior advisor della Banca Mondiale, di cui è tuttora Senior Economic Consultant. Il professor Scandizzo, che ha conseguito il dottorato di Ricerca (Ph.D.) presso l'Università di California, Berkeley, è stato titolare della cattedra di Politica Economica e Finanziaria presso la facoltà di Economia dell'Università di Roma Tor Vergata, *visiting professor* presso diverse università, tra cui l'Università LUISS di Roma, l'Università di Cagliari, la Johns Hopkins University e la George Mason University.

È attualmente Consigliere del Ministro per l'Economia e le Finanze, Presidente dell'Associazione italiana degli economisti dello sviluppo, Professore Ordinario (in quiescenza) di Politica Economica e Finanziaria, Direttore del Modulo Economico del Master in Economia della Cultura, Senior Fellow e membro del Consiglio della Fondazione Economia CEIS dell'Università di Roma "Tor Vergata", Senior Consultant economico per la Banca Mondiale oltre che direttore scientifico di OpenEconomics.

Nel Volume B del presente lavoro, è disponibile un elenco dettagliato della bibliografia di riferimento inclusiva di libri e articoli scientifici firmati dal Prof. Scandizzo.

Diritti, riservatezza ed esclusione di responsabilità

Il documento e tutte le informazioni in esso contenute sono strettamente confidenziali. La loro distribuzione è riservata e deve essere preventivamente autorizzata dal committente. Le informazioni contenute in questo documento sono soggette ad una clausola di esclusione di responsabilità, al diritto d'autore ed alle norme in materia di protezione dei dati personali. Le analisi economiche sono state elaborate anche sulla base di un set di dati forniti dal committente e/o di libero accesso da fonti pubbliche e sono state realizzate unicamente al fine di offrire una valutazione professionale, oggettiva e prudentiale in merito all'oggetto dell'analisi effettuata. Le analisi sono state svolte in linea con le migliori pratiche adottate dalle istituzioni multilaterali di sviluppo. OpenEconomics non è responsabile per l'utilizzo che il committente farà del documento e delle informazioni in esso contenute.

© 2019 OpenEconomics Srl OE n° OE IA112M19

GLOSSARIO

bbbl	Barili di petrolio (unità of volume)
bpd	Barrels of oil per day
CB	Consideration bonus
CGE	Computable General Equilibrium model
Concessionario	Eni + Shell
FGN	Federal Government of Nigeria
JV	Joint Venture
IOC	International Oil Company
IRR	Internal Rate of Return
ITA	Investment Tax Allowance
kbpd	Migliaia di barili di petrolio per giorno
MM bbls	Milioni di barili di petrolio
MM USD	Milioni di dollari statunitensi
NAE	Nigerian Agip Exploration Ltd. (Controllata di Eni)
NNPC	Nigerian National Petroleum Corporation
NPV	Net Present Value (= VAN Valore Attuale Netto)
PIFB	Petroleum Industry Fiscal Bill
PPT	Petroleum Profits Tax
PSA	Production Sharing Agreement
PSC	Production Sharing Contract
RA	Resolution Agreement
SAM	Social Accounting Matrix (Matrice di Contabilità Sociale)
SB	Signature bonus
SNEPCo	Shell Nigeria Exploration and Production Company (Controllata di Shell)
SNUD	SNUD Shell Nigeria Ultra Deep Ltd. (Controllata di Shell)

SOMMARIO

1. SINTESI DELLE CONCLUSIONI	7
La specificità degli investimenti nel settore petrolifero	7
Il petrolio nigeriano dagli anni '90 ad oggi	8
L'impatto socioeconomico del progetto OPL2011	10
Congruità del prezzo pagato dal Concessionario	11
Analisi comparata dei termini contrattuali applicabili	14
2. LA CONTRATTUALISTICA NELL'INDUSTRIA PETROLIFERA	19
I rischi tipici delle compagnie petrolifere	19
Le specificità dei contratti nel comparto petrolifero	23
La mitigazione del profilo di rischio nei termini contrattuali	26
3. IL CONTESTO DI RIFERIMENTO	30
L'economia nigeriana e l'industria petrolifera	30
Inquadramento del settore nel 2011	36
Evoluzioni recenti	41
Il Resolution Agreement	44
4. L'IMPATTO PER LA NIGERIA	49
La valutazione delle ricadute sugli stakeholder locali	49
Sensibilità del progetto al variare dello schema contrattuale	51
5. ANALISI DEL PREZZO PAGATO	53
Composizione del prezzo	54
Il valore dell'opzione di <i>Back-in</i>	55
Criteri di valutazione del prezzo pagato	57
Analisi di congruità	61
Analisi di ragionevolezza	64
Analisi prezzo pagato dal Concessionario	68
6. ANALISI DEGLI SCENARI CONTRATTUALI ALTERNATIVI	71
Premessa metodologica	71
Analisi del prezzo nei differenti scenari contrattuali	74
Analisi delle ulteriori dimensioni contrattuali	80
7. ALLEGATI TECNICI	83
Dettaglio della comparazione degli schemi	84
Dettaglio dei cash flow utilizzati	88
Bibliografia	101

1. SINTESI DELLE CONCLUSIONI

La specificità degli investimenti nel settore petrolifero

L'investimento che una International Oil Company (IOC) deve realizzare per intraprendere attività di esplorazione ed estrazione petrolifera è di natura molto specifica, richiede l'impegno di capitali ingenti ed è soggetta ad elevati rischi di tipo esplorativo (con un tasso medio di fallimento del 50%), minerario, estrattivo, politico e di mercato. Inoltre, la durata, la natura irreversibile dei costi di esplorazione e della maggior parte dei costi di investimento, nonché la carenza di competenze e capitali di molte istituzioni e imprese locali, determina importanti rischi di controparte. Le IOC possono infatti diventare ostaggio di comportamenti opportunistici da parte di Stati ospitanti che offrono condizioni generose ex ante, in modo da attrarre gli investimenti, ma tendono ad assumere atteggiamenti aggressivi ex post, una volta che le scoperte sono state effettuate.

Tali caratteristiche di incertezza diffusa e variabile nel tempo determinano un rischio elevato e dinamico nel lungo periodo che spinge le IOC ad attuare strategie di diversificazione del portafoglio e rende progetti e contratti valutabili solo nel loro complesso e di difficile se non impossibile comparazione individuale. L'interpretazione dei contratti petroliferi infatti non può ignorare le condizioni particolari di distribuzione dei rischi nell'intero portafoglio della IOC, che ne determinano le clausole in termini che travalicano il significato o l'estensione del singolo contratto.

A conferma di ciò (vedi Capitolo 2), occorre notare che è la stessa ricerca di un'efficace distribuzione dei rischi tra Governi e IOC a guidare l'evoluzione dei framework regolatori e delle forme contrattuali adottate dagli Stati ospitanti. Infatti, l'accordo di condivisione della produzione (*Product Sharing Contract* o PSC) che si è grandemente sviluppato negli ultimi decenni, è una forma contrattuale che mira proprio a ridurre l'insieme dei rischi soggettivi e i comportamenti opportunistici, costruendo un contesto in cui gli interessi delle parti vengono continuamente riallineati dalle condizioni produttive configurando quindi forme di partnership i cui termini possono migliorare tra contratto e contratto nel corso del tempo, in modo che la risorsa estratta (di cui il Governo mantiene i diritti) viene condivisa con la IOC (che sostiene i costi)

secondo un modello di ripartizione di quote che sempre più corrispondono a diritti e a responsabilità delle parti equamente distribuite.

Nonostante questa evoluzione, lo schema del PSC, che oggi domina nei paesi con costi medi e grandi riserve come la Nigeria, è di fatto assimilabile ad una sorta di *Contratto di Mezzadria* la cui condizione asimmetrica si traduce in un rischio *moral hazard*, poiché i casi di successo rimangono aperti, in presenza di inevitabili incompletezze contrattuali e dei poteri sovrani, a comportamenti opportunistici da parte dei governi.

La evoluzione dei PSC nel corso degli ultimi 20 anni ha portato a un maggior equilibrio tra gli obiettivi delle parti nelle diverse situazioni *pre* e *post* contrattuali, favorito anche dalle attività di assistenza tecnica delle istituzioni multilaterali (Banca Mondiale, Fondo Monetario Internazionale, Banche Regionali di Sviluppo e Agenzie specializzate dell'ONU). Nonostante ciò, i PSC rimangono contratti ad alto rischio per le IOC e ad alto contenzioso, e vanno quindi interpretati e comparati con cautela con altre forme contrattuali, tenendo conto delle loro caratteristiche peculiari di condivisione ineguale dei rischi economici e finanziari.

Il petrolio nigeriano dagli anni '90 ad oggi

Grazie all'abbondanza delle riserve di carburanti fossili e ai processi evolutivi della politica e del management, il settore petrolifero nigeriano è ormai da tempo la colonna portante dell'economia del Paese, rappresentando circa il 90% delle entrate da valuta straniera, circa il 7% del prodotto interno lordo e circa il 70% delle entrate del Governo federale (fonte World Bank 2018).

Anche a causa di questa elevata polarizzazione, l'economia nigeriana ha dimostrato particolare vulnerabilità alla crisi globale del 2007 e al drastico calo del prezzo internazionale del petrolio. La mancanza di adeguati investimenti infrastrutturali, la crescente ondata di vandalismo sulle condotte, il fenomeno dei rapimenti e il *take over* da parte di militanti islamici di impianti petroliferi nel delta del Niger hanno notevolmente ostacolato il progresso dell'industria petrolifera e del gas nigeriani negli ultimi anni, ancorando la produzione di petrolio molto al di sotto della capacità stimata (come si spiega nel Capitolo 3). A partire dal 2000, il conseguente graduale ricorso alle ingenti riserve disponibili in alto mare, caratterizzate da estrema complessità tecnica ed enorme fabbisogno di capitale, hanno spinto il Governo

nigeriano a adottare sempre più spesso lo schema contrattuale PSC rispetto al consueto accordo di joint venture (soprattutto nei casi di esplorazione profonda offshore, previsti dal Deep Petroleum Act).

Poiché i primi PSC venivano firmati in un momento di scarsa conoscenza del funzionamento della filiera petrolifera *in acque profonde*, e in uno scenario di prezzi del petrolio inferiori a 20 USD al barile, le forme contrattuali iniziali (poi evolute nel 2000/2003 e nel 2005 in termini rivelatisi poco attraenti per le IOC) contenevano clausole apparentemente favorevoli nei confronti delle IOC. Tali clausole hanno di fatto finito per costituire rendite di posizione per il Governo, per cui le IOC che si sono aggiudicate le prime licenze, attratte da condizioni potenzialmente di favore, hanno sopportato il grosso dei rischi e dei costi tecnici delle infrastrutture, mentre quelle che si sono aggiudicate le licenze successive hanno goduto delle esternalità positive prodotte dalle maggiori conoscenze, della più puntuale collocazione dei blocchi produttivi e della costruzione delle infrastrutture e degli apparati tecnici dedicati.

Come si evince da un'analisi attenta del contesto (vedi Capitolo 4), nel 2011 il mercato del petrolio registrava un deciso incremento dei prezzi che aveva spinto i Governi degli stati detentori di riserve importanti (tra cui quello nigeriano) a negoziare una maggiore quota di interesse statale nei nuovi progetti e a rivalutare i termini di quelli già avviati. Dall'altro lato, l'aumento dei prezzi aveva fatto crescere i costi delle attività di esplorazione e produzione (+18% tra il 2010 e il 2011), comprimendo in maniera significativa i rendimenti delle IOC.

Allo stesso tempo, i progressi tecnologici, i sempre più stringenti vincoli sulle superfici tradizionali e le scoperte in superfici meno esplorate generavano un crescente interesse per i progetti in acque profonde e ultra-profonde. Ciò aveva l'effetto di aumentare la disponibilità da parte delle IOC a pagare premi di firma (Signature bonus, SB) più elevati per superfici con grande potenziale (vedi SB da 1.100 MM USDE di Sonangol-Sinopec in Angola).

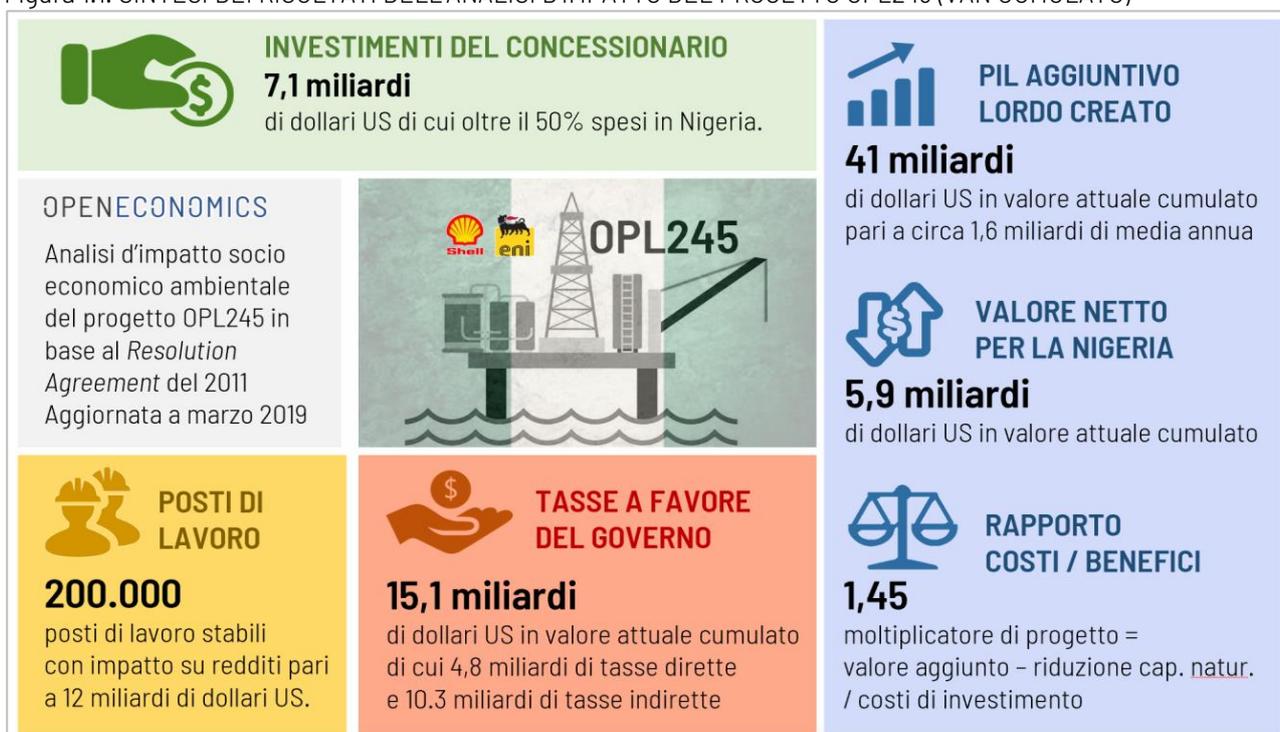
In questo quadro, benché la Nigeria presentasse elevate prospettive di crescita delle riserve in *deep off shore*, essa scontava anche (insieme con il Sudan) il più alto rischio politico mondiale tra i paesi detentori di riserve petrolifere.

Ne emerge che, se da un lato i primi contratti di tipo *deep off shore* in Nigeria sembrano godere di condizioni di particolare favore per le IOC, esse rappresentavano di fatto una contropartita dell'elevato rischio affrontato di tipo esplorativo e politico che ha consentito l'effettiva scoperta e l'attrazione di ulteriori IOC anche grazie al parziale *derisking* delle operazioni nell'area.

L'impatto socioeconomico del progetto OPL2011

Il *Resolution Agreement* firmato dal Concessionario (Eni + Shell) con il Governo nigeriano per il blocco OPL245 si inserisce in un quadro complesso e rischioso, e le sue condizioni, di apparente favore ottenute originariamente dalla Shell, vanno interpretate come il risultato dell'appartenenza a un particolare momento storico. Come hanno dimostrato i fatti, a queste clausole più favorevoli, una volta conclusa con successo la fase esplorativa, corrispondeva una più alta propensione a creare contenzioso e a cogliere ogni occasione per una revisione dei termini del contratto stesso o addirittura per un abbandono unilaterale. In questo contesto, la storia del blocco OPL245 sembra simile a quella di altri blocchi esplorativi nigeriani oggetto di controversia nello stesso periodo (vedi Capitolo 4).

Figura 1.1. SINTESI DEI RISULTATI DELL'ANALISI D'IMPATTO DEL PROGETTO OPL245 (VAN CUMULATO)



ELABORAZIONE OPENECONOMICS

L'analisi d'impatto socioeconomico del progetto OPL245 condotta da OpenEconomics dal punto di vista degli stakeholder locali (Governo, imprese e famiglie) per l'intero ciclo di vita dell'investimento evidenzia chiaramente che, se avviato nel 2011, il progetto avrebbe potuto generare importanti effetti sull'economia locale, con un contributo sul PIL per complessivi 41 miliardi di USD (al netto dell'inflazione, in termini cumulati e in valore attuale, ad un tasso di sconto del 5%), equivalenti a un valore medio di 1.64 miliardi di

USD l'anno. I benefici, diretti e indiretti, del progetto appaiono diffusi ed estesi a tutti i fattori e le istituzioni, ma particolarmente rilevanti per il governo, capitale e imprese locali.

L'impatto complessivo del progetto rimane positivo anche considerando la perdita di capitale naturale del Paese che risulta dalla riduzione delle riserve petrolifere. Infatti, secondo la recente contabilità del capitale naturale introdotta dalla Banca Mondiale e utilizzando la nozione di Prodotto Nazionale Netto (PNN) anziché di Prodotto Interno Lordo (PIL), i benefici aggregati lordi del progetto ammontano a circa 19 miliardi di USD (sempre in valore attuale), con un rapporto benefici/costi pari a 1,47. Il valore attuale dei benefici netti (esclusi quindi i costi di investimento) ammonta a circa 5,9 Miliardi di USD.

I risultati dell'analisi d'impatto (dettagliati nel Capitolo 5) sono stati sottoposti ad un'accurata analisi di sensitività e sono risultati robusti rispetto ad eventuali variazioni del prezzo del petrolio e dei costi di progetto. Inoltre, si confermano stabili anche rispetto alle modifiche contrattuali.

In particolare, applicando schemi contrattuali più recenti, il valore aggiunto creato dal progetto cresce al crescere delle entrate dirette per il governo, ma questo effetto, dovuto alla maggiore disponibilità di risorse per il sistema economico locale, risulta piuttosto modesto (17 milioni di USD). Diversa è la situazione se si considerano gli effetti diretti sul governo, per cui lo scenario più conveniente è ovviamente quello del PSC 2005 (assumendo anche per questo scenario il pagamento del *Consideration bonus*).

Congruità del prezzo pagato dal Concessionario

Perché i contratti petroliferi riflettano prezzi equi e ragionevoli, essi devono temperare in maniera equanime e razionalmente giustificabile i desiderata e i bisogni delle due parti nel breve e nel medio-lungo termine. Attraverso gli accordi e gli annessi strumenti fiscali, la compagnia petrolifera dovrà perseguire risultati economici compatibili con il perseguimento di tassi di rendimento in linea con il mercato ed esenti da sovrapprofitti. Il governo, dal canto suo, dovrà bilanciare il suo desiderio di massimizzare le entrate a breve termine contro gli eventuali effetti deterrenti che questo può avere sugli investimenti futuri. Per risolvere questo apparente conflitto di interessi tra compagnie petrolifere e governo sulla divisione del rischio e dei benefici netti nel cercare di massimizzare ognuno esclusivamente i propri benefici e ad allocare la maggior quota possibile di rischio sull'altra parte, occorre individuare un compromesso congruo e ragionevole in una quota pubblica della rendita fornita dalle risorse che sia progressivamente

crescente, ma non in maniera tale da scoraggiare i potenziali investitori. Ciò richiederà una ripartizione equilibrata dei rischi e dei benefici netti tra l'investitore e il governo tenendo anche conto delle specificità del progetto e del suo contesto storico.

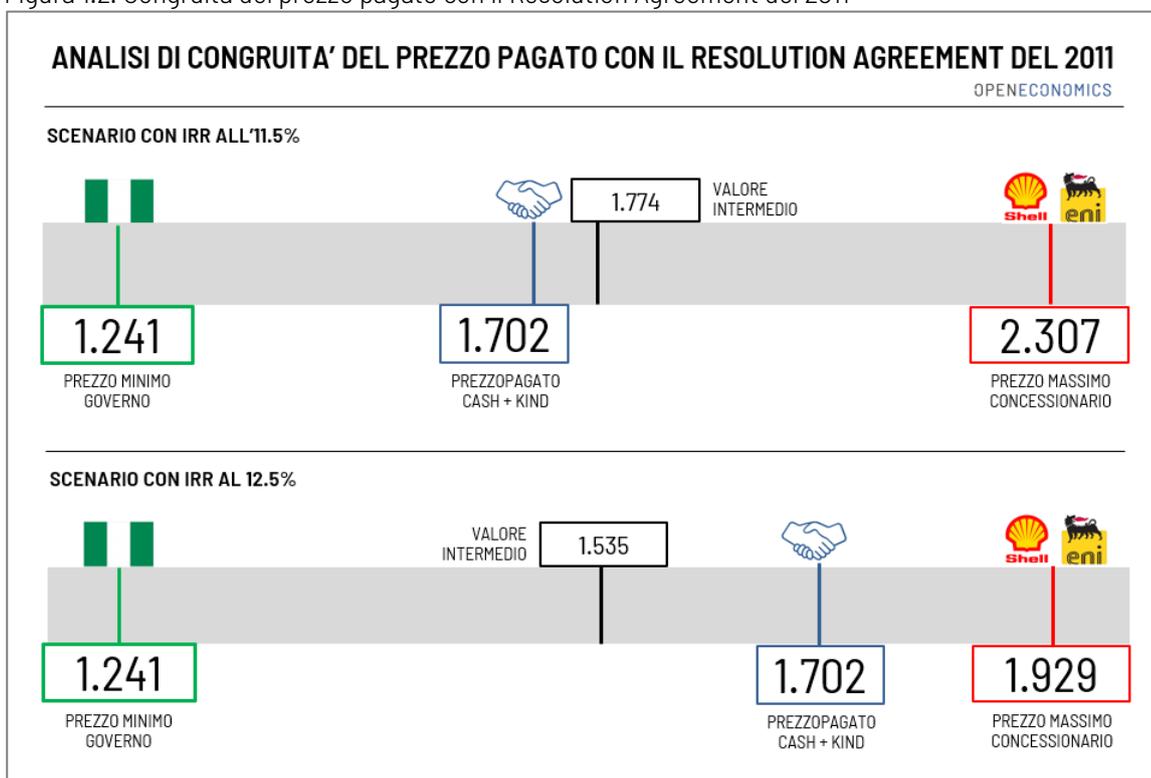
La valutazione del prezzo del blocco OPL245 da parte di OpenEconomics è stata basata sulla verifica dei requisiti di congruità e ragionevolezza alle specificità del rischio e dei termini contrattuali del Resolution Agreement del 2011. In tale valutazione si è considerato come *congruo e ragionevole* il prezzo che un imprenditore prudente pagherebbe per un bene o servizio in condizioni di mercato competitivo, data una ragionevole conoscenza del mercato.

La congruità è un attributo soggettivo che cambia dal punto di vista del venditore a quello del compratore. A tal fine è stato stimato innanzitutto il prezzo minimo accettabile per il primo, calcolato sulla base del valore aggiunto creato dal progetto dedotto dei costi di investimento, del costo dei rischi e del capitale naturale eroso (ovvero del valore delle riserve petrolifere estratte) e stimato pari a di 1.241 MM USD (in Valore attuale netto). Simmetricamente, si è quindi proceduto a stimare la massima disponibilità a pagare da parte del Concessionario, ossia del prezzo massimo in grado di garantire il valore minimo di rendimento richiesto per coprire i costi del capitale e i rischi specifici del progetto (*hurdle rate*). Considerando che nel periodo di negoziazione l'*hurdle rate* era fissato per l'ENI al 12,5%, ma nel dicembre dello stesso anno, in risposta alle cambiate condizioni dei tassi di interesse internazionali era stato ridotto all'11,5%, la disponibilità a pagare è stata stimata per entrambi i tassi determinando un prezzo massimo di 1.929 MM USD nel primo caso e 2.307 MM USD nel secondo. Pertanto, il prezzo corrisposto dal Concessionario (Eni + Shell) al Governo nigeriano nel 2011 per il blocco OPL245 risulta congruo in quanto ricade nell'intervallo tra il prezzo minimo accettabile dal Governo nigeriano e quello pagabile dal Concessionario, sia nel caso di *hurdle rate* all'11,5% che al 12,5% (vedi figura 1.2).

Per la verifica di ragionevolezza del prezzo, che è un attributo di carattere oggettivo tipicamente stimato sulla base di analisi comparative, si è proceduto al confronto con i prezzi pagati nella stessa area geografica, nel medesimo periodo storico per blocchi con riserve nello stesso ordine di grandezza. Dal confronto, il prezzo pagato per OPL245, anche in considerazione dei termini contrattuali fiscali e di suddivisione dei profitti, appare in linea con quelli corrisposti in operazioni comparabili, collocandosi su livelli sensibilmente superiori a quelli medi (+27%). Ciò nonpertanto, il progetto OPL245 scontava un rischio più elevato della media dei comparabili in quanto esso (1) ereditava un contenzioso che, seppure formalmente da risolvere alla firma, persisteva come elemento di rischio post contrattuale elevato (che

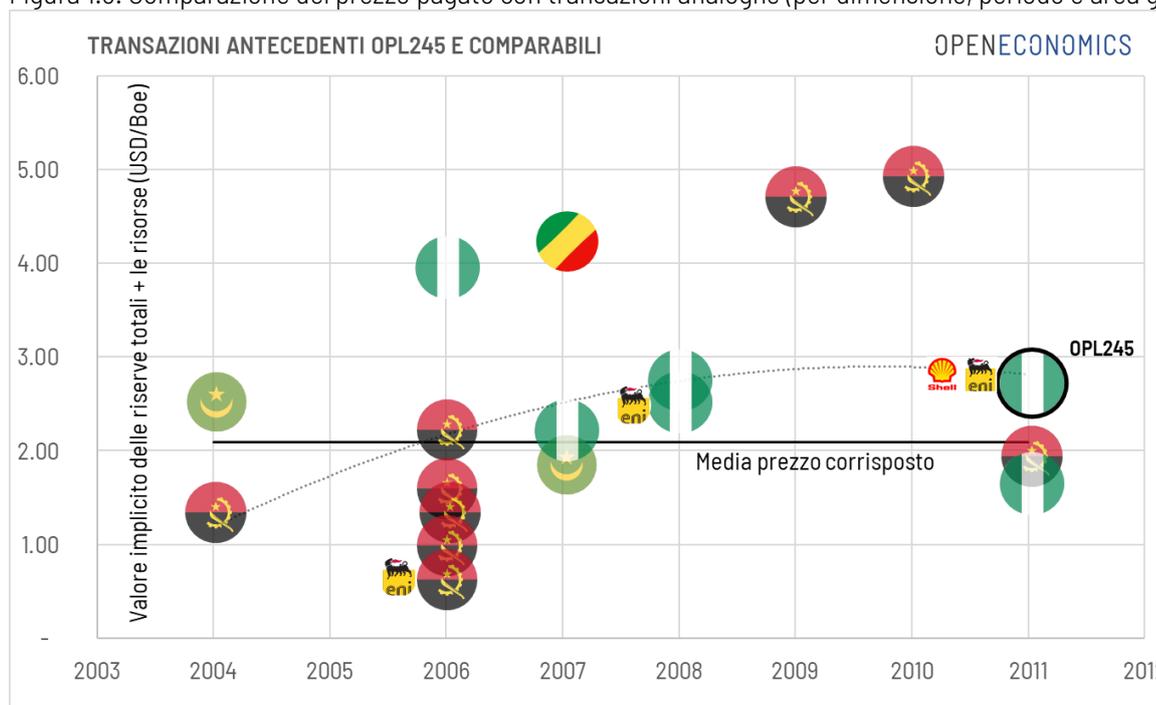
si è poi materializzato come perdita effettiva) e, (2) era localizzato nel paese a più elevato rischio politico al mondo insieme al Sudan (vedi figura 1.3).

Figura 1.2. Congruità del prezzo pagato con il Resolution Agreement del 2011



FORNTE: ELABORAZIONE OPENECONOMICS 2019

Figura 1.3. Comparazione del prezzo pagato con transazioni analoghe (per dimensione, periodo e area geografica)



FORNTE: ELABORAZIONE OPENECONOMICS SU DATI SGS, 2018

Dalle valutazioni effettuate da OpenEconomics, il prezzo corrisposto dal Concessionario al Governo nigeriano nel 2011 appare congruo e ragionevole, tenendo conto dei termini contrattuali, delle caratteristiche del blocco OPL245 e dell'evoluzione storica del mercato petrolifero nigeriano ed internazionale.

Analisi comparata dei termini contrattuali applicabili

Al fine di estendere la verifica di congruità e ragionevolezza all'insieme dei termini contrattuali applicati con il *Resolution Agreement* del 2011, OpenEconomics ha effettuato una comparazione con una serie di scenari teorici alternativi di applicazione di schemi contrattuali più recenti (più favorevoli per il Governo nigeriano), tenendo conto di tutte le condizioni al contorno per rendere i differenti scenari correttamente comparabili.

I sei scenari analizzati sviluppano le diverse condizioni di applicazione di tre modelli contrattuali:

- (1) il *Resolution Agreement* del 2011,
- (2) il PSC 2000/2003 e il
- (3) PSC 2005.

Il RA è stato considerato nei due scenari di (a) valorizzazione dell'opzione di *Back-in* senza esercizio della stessa e (b) esercizio dell'opzione con conseguente azzeramento del suo valore potenziale.

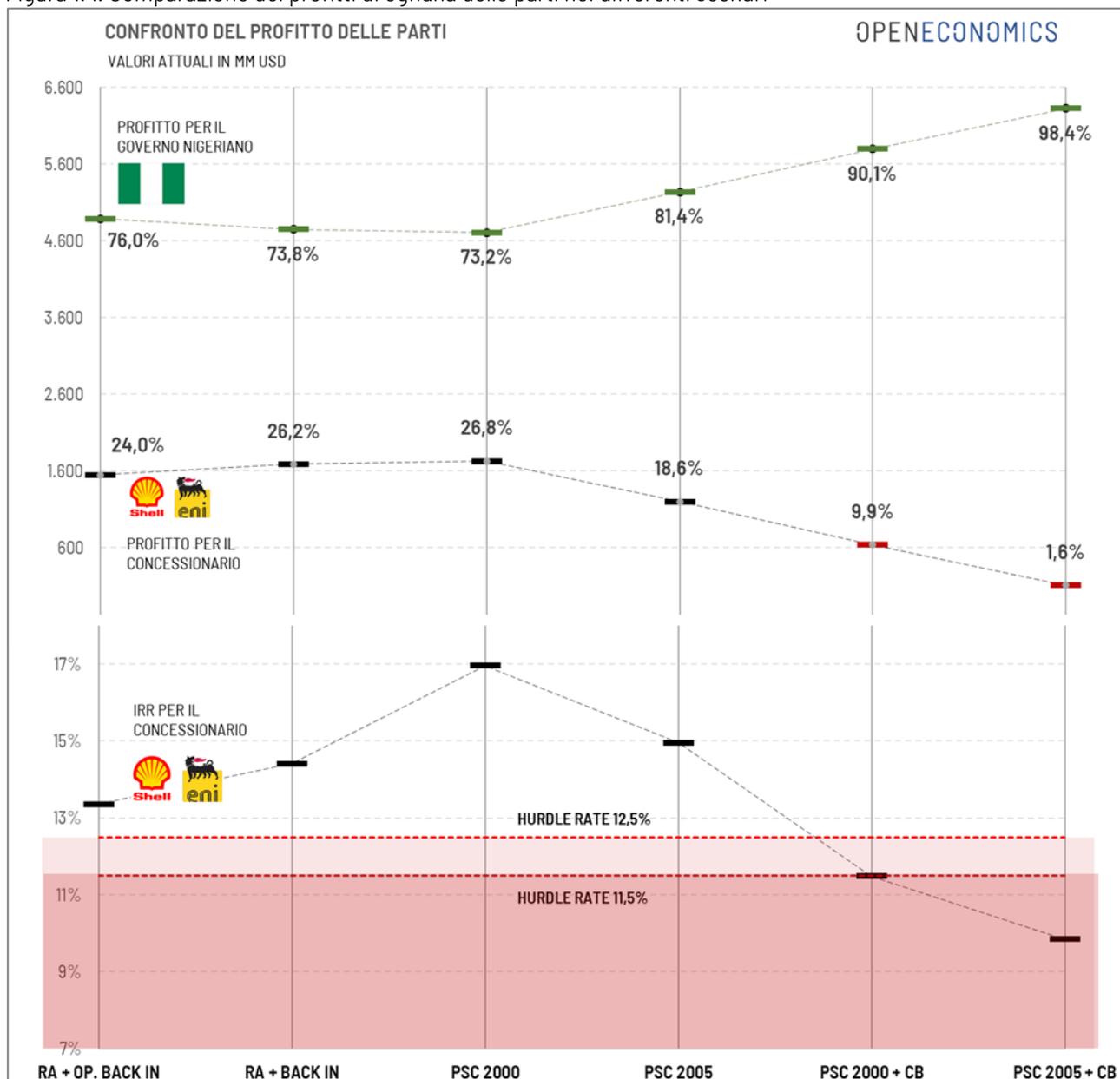
Per entrambi i PSC (2000 e 2005) sono stati considerati due scenari: (a) con pagamento e (b) senza il pagamento del *Consideration bonus*.

Tabella 6.1. Descrizione degli scenari di comparazione

RA + OP. BACK IN	<i>Resolution Agreement</i> del 2011 considerato il valore di opzione in caso di non esercizio
RA + BACK IN	<i>Resolution Agreement</i> del 2011 nel caso di esercizio dell'opzione di <i>Back-in</i>
PSC 2000	Applicazione dei termini del PSC2000/2003 senza pagamento del <i>Consideration bonus</i>
PSC 2000 + CB	Applicazione dei termini del PSC2000/2003 senza pagamento del <i>Consideration bonus</i>
PSC 2005	Applicazione dei termini del PSC2005 senza pagamento del <i>Consideration bonus</i>
PSC 2005 + CB	Applicazione dei termini del PSC2005 senza pagamento del <i>Consideration bonus</i>

FONTE: ELABORAZIONE OPENECONOMICS

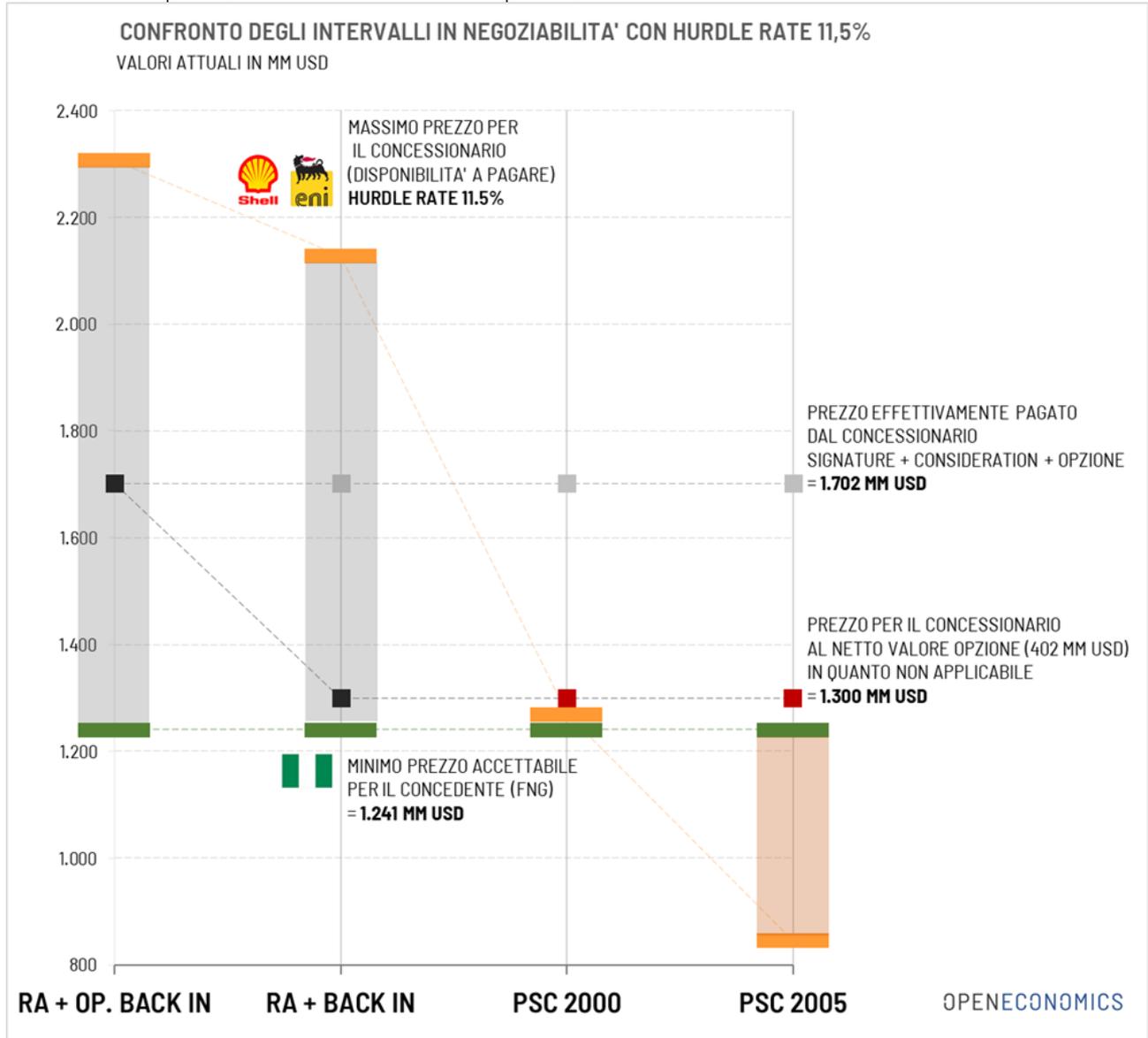
Figura 1.4. Comparazione dei profitti di ognuna delle parti nei differenti scenari



FONTE: ELABORAZIONE OPENECONOMICS

Alle stesse conclusioni si arriva osservando gli intervalli di negoziabilità del prezzo, ovvero i range compresi tra il prezzo minimo accettabile per il Governo nigeriano e la massima disponibilità a pagare del concessionario nel caso di hurdle rate all'11,5% (stesso risultato si verifica al HR del 12,5%). Questi intervalli determinano delle aree all'interno delle quali possono ritenersi congrui i prezzi accettabili sia per il Concedente che per il Concessionario. Il grafico in figura 1.5 mostra chiaramente come gli unici due casi in cui il prezzo effettivamente pagato cade all'interno dell'intervallo di negoziabilità sono quelli del *Resolution Agreement* (con e senza esercizio dell'opzione pagata).

Tabella 1.5. Comparazione dei Tassi di rendimento per il Concessionario nei differenti scenari

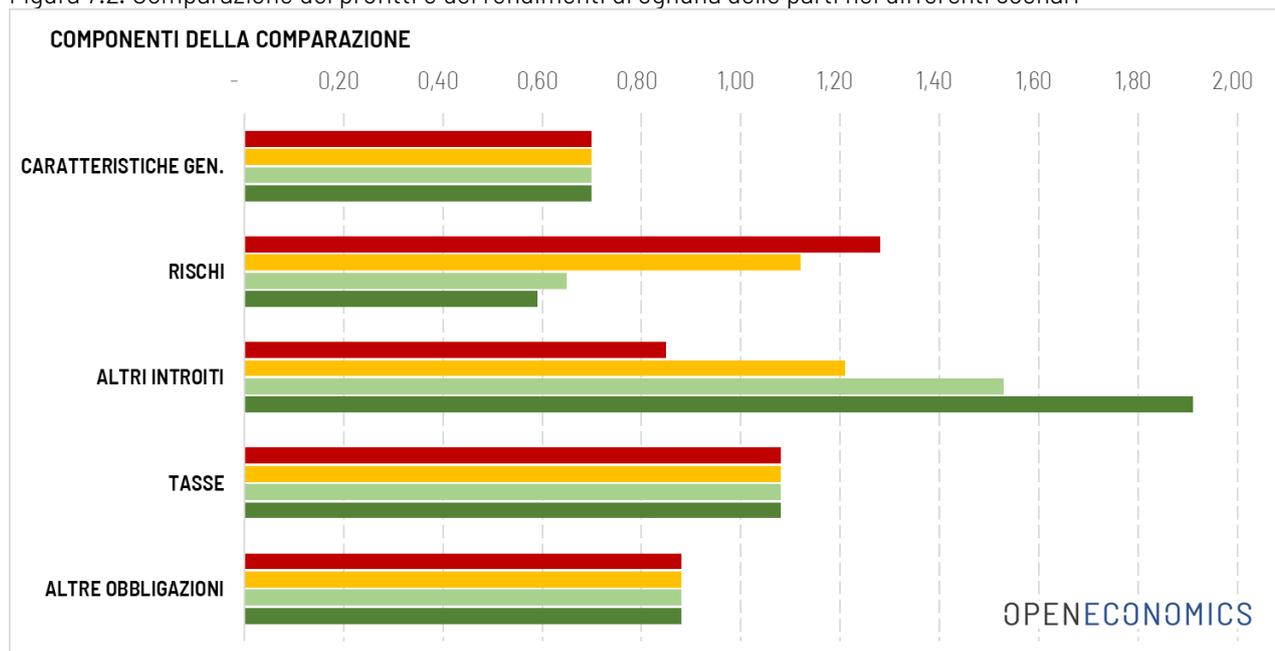


Fonte: ELABORAZIONE OPENECONOMICS

L'analisi allargata agli altri elementi caratteristici dei differenti scenari mostra, come i profitti più bassi dei termini del Resolution Agreement rispetto ai più recenti PSC corrispondono a livelli di rischio più elevati che il Governo nigeriano, nel periodo di riferimento, cercava di lasciare il più possibile in capo alle compagnie petrolifere.

Come già spiegato in precedenza, la scelta dello schema contrattuale di tipo PSC rispondeva proprio a questo tipo di esigenza, e le specifiche condizioni del Resolution Agreement del 2011 riflettevano appunto una strategia di allocazione dei rischi che andava remunerata alle IOC affinché le riserve locali fossero competitive sul mercato internazionale.

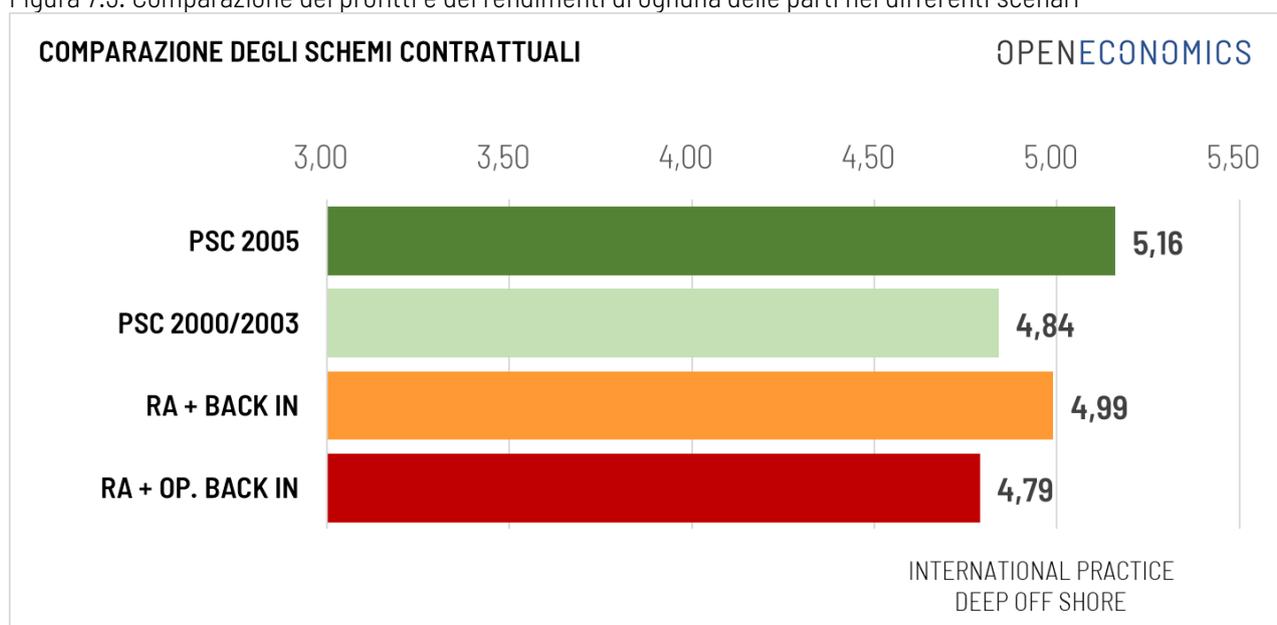
Figura 7.2. Comparazione dei profitti e dei rendimenti di ognuna delle parti nei differenti scenari



FONTE: ELABORAZIONE OPENECONOMICS

Tutto ciò considerato, anche in virtù del peso differente delle diverse componenti nella selezione degli investimenti da parte delle IOC, lo scenario più favorevole per il Governo nigeriano nel 2011 resta quello del PSC2005, più favorevoli anche della media internazionale, il che è confermato dal fatto che al momento non esistono progetti in produzione con questo schema. A seguire si collocano il Resolution Agreement ed il PSC2000/2003 che risultano di fatto equivalenti e di poco al di sotto delle medie internazionali, mentre il caso di esercizio dell'opzione di Back-in appare addirittura migliorativo rispetto a questi ultimi.

Figura 7.3. Comparazione dei profitti e dei rendimenti di ognuna delle parti nei differenti scenari



In definitiva, sia sotto il profilo del prezzo corrisposto dal Concessionario che della struttura contrattuale complessiva, l'analisi multicriterio effettuata suggerisce che il *Resolution Agreement* del 2011 è stato un compromesso ragionevole tra gli interessi delle parti, che ha reso possibile risultati contrattuali comparabili con quelli derivanti dall'applicazione del PSC2000/2003 e il PSC2005.

In questo contesto, il *Consideration bonus* concepito per consentire al Governo nigeriano di liquidare la passività incombente in capo ad esso per il contenzioso in essere con Malabu ha contribuito, di fatto, anche a colmare, in combinato alla opzione di *Back-in*, a favore del Governo nigeriano, le differenze delle condizioni a suo tempo ottenute da Shell (a fronte del maggior rischio in fase di esplorazione), con le forme standard di PSC sviluppatesi in tempi più recenti.

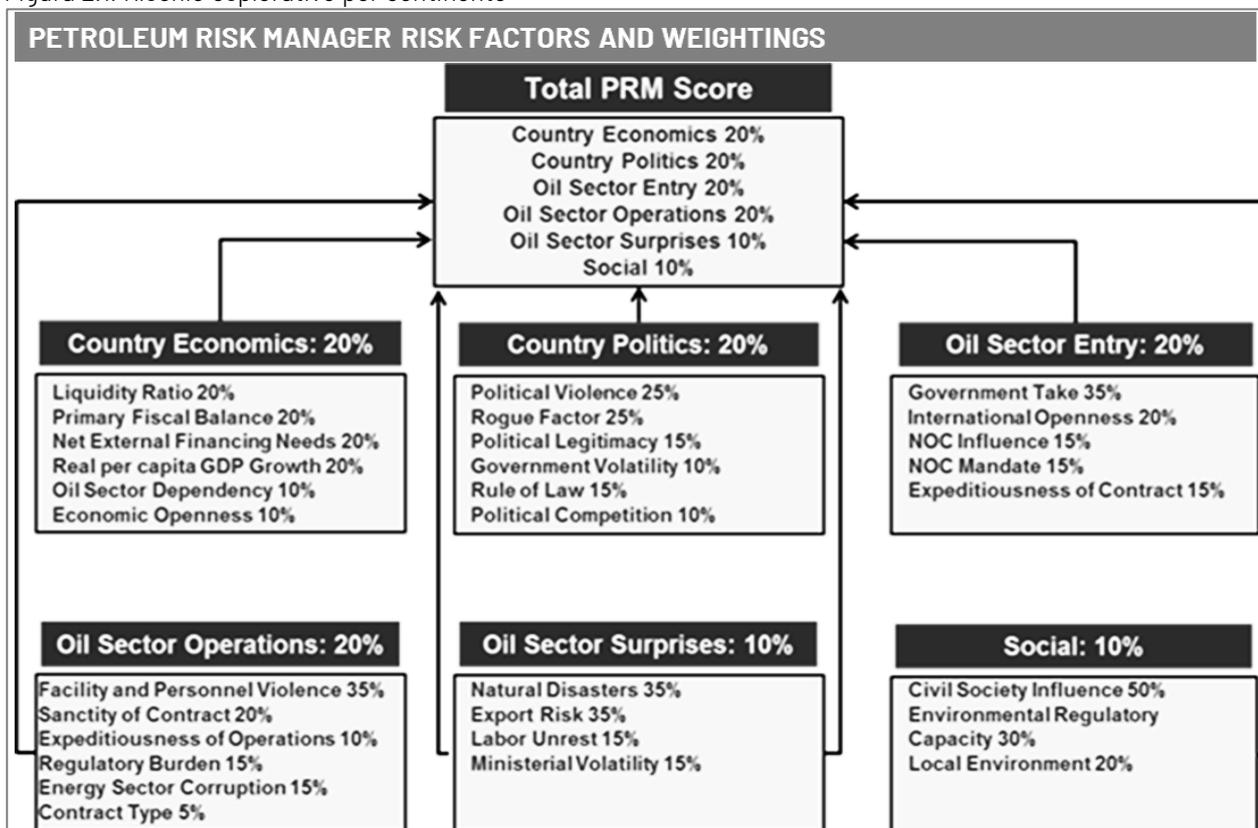
2. LA CONTRATTUALISTICA NELL'INDUSTRIA PETROLIFERA

L'investimento richiesto a un operatore per intraprendere attività di esplorazione ed estrazione petrolifera è di natura molto specifica, ed è quindi soggetta a condizioni di particolare rischio di controparte, nonché di possibile *azzardo morale* (*moral hazard* - vedi box 2.1).

I rischi tipici delle compagnie petrolifere

La società petrolifera (International Oil Company o IOC) generalmente sostiene tutti i costi di esplorazione, perforazione ed estrazione, indipendentemente dalla forma dell'accordo di concessione. A fronte di questi costi, le IOC sostengono rischi rilevanti (vedi figura 2.1) di tipo fisico (*below the ground*), ma anche tecnologico, commerciale e politico (*above the ground*).

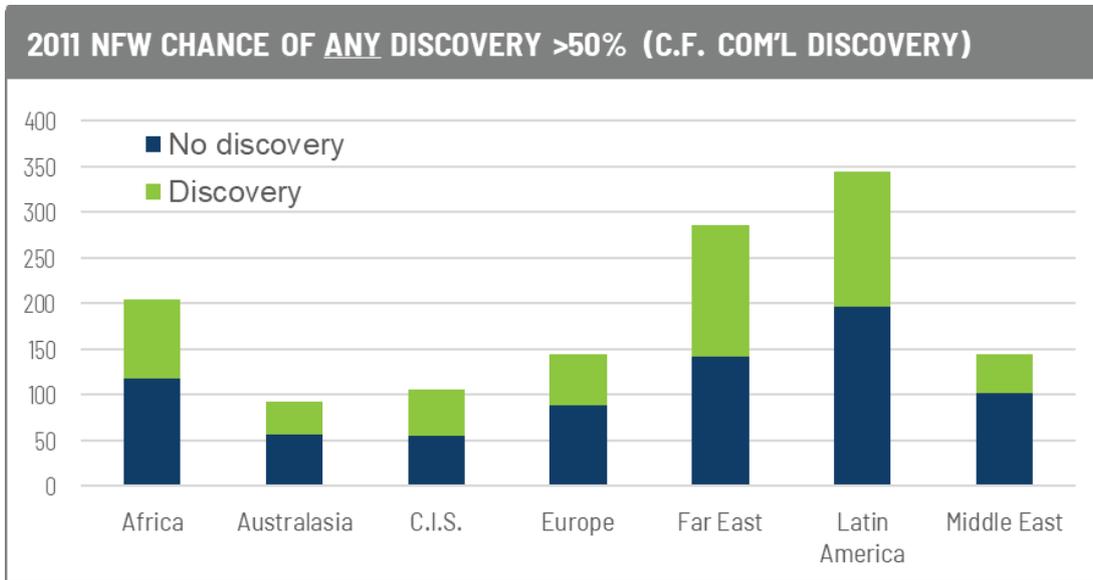
Figura 2.1. Rischio esplorativo per continente



FONTE: IHS 2016

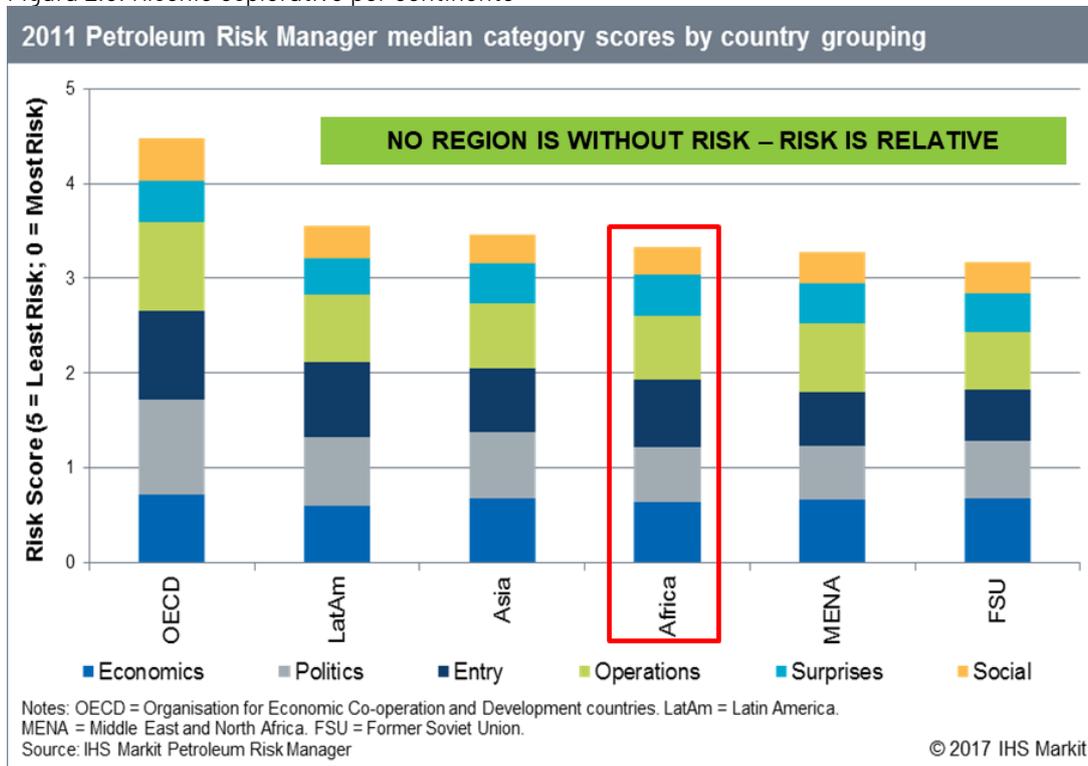
I rischi principali riguardano l'esistenza (rischi esplorativi), l'estensione e la qualità delle riserve minerarie (rischi minerari), nonché i costi di produzione (rischi estrattivi) e i prezzi futuri del petrolio e del gas nel mercato mondiale (rischi di mercato).

Figura 2.2. Rischio esplorativo per continente



FONTE: IHS 2016

Figura 2.3. Rischio esplorativo per continente



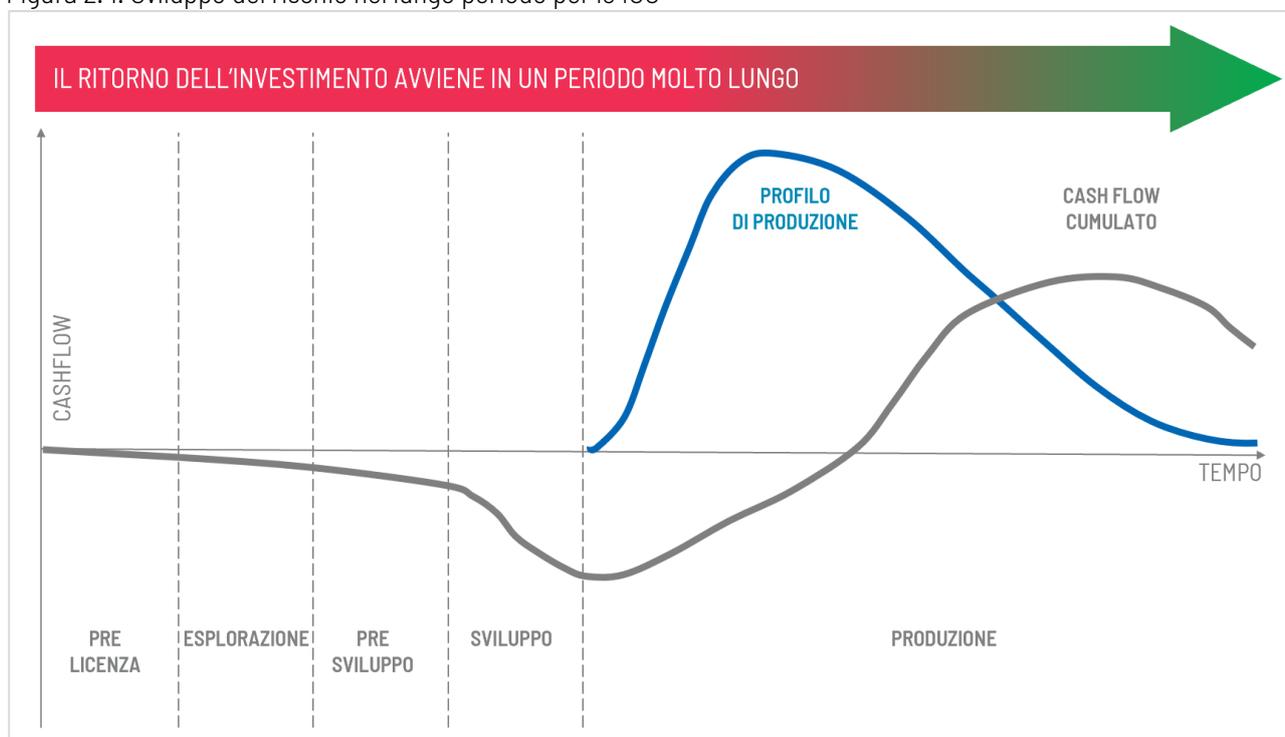
FONTE: IHS 2017

In particolare, i rischi esplorativi sono caratterizzati da investimenti ingenti (centinaia di milioni di dollari in analisi e perforazioni) senza alcuna garanzia di successo. Infatti, circa la metà delle esplorazioni (*dry wells*) non si tramutano in successo commerciale (vedi figure 2.2 e 2.3).

Per quanto concerne invece la fase di sviluppo, occorre considerare che per trasformare le scoperte in ricavi da vendita di materia prima le IOC devono effettuare investimenti miliardari esposti a rischi di natura molteplice (mineraria, estrattiva e di mercato) per un periodo piuttosto (vedi figura 2.3).

L'incertezza su questi fronti è inoltre di natura dinamica, nel senso che tende a cambiare, anche notevolmente, nel corso del tempo, per quanto riguarda una serie di fattori che includono: (1) il livello dell'incertezza (misurato dalla volatilità delle stime e delle previsioni delle variabili rilevanti tra cui le riserve di petrolio estraibili del giacimento interessato) in ogni momento, (2) le possibili previsioni di evoluzione nel futuro in funzione dell'andamento dei mercati e dei prezzi internazionali delle materie prime, (3) l'evoluzione storica delle attività esplorative nell'area, (4) le eventuali attività estrattive, (5) lo sviluppo in loco di infrastrutture e *know how* specializzato, (5) la conseguente competizione di IOC nell'acquisizione dei diritti esplorativi ed estrattivi.

Figura 2.4. Sviluppo del rischio nel lungo periodo per le IOC



FONTE: ELABORAZIONE OPENECONOMICS, 2018

La percezione del livello di incertezza dei progetti da parte delle IOC e dei loro investitori, sia in chiave di mitigazione che di gestione del rischio, ha un impatto fondamentale nella valutazione delle diverse

opportunità di investimento. Confrontando le diverse opzioni di investimento a livello regionale ed internazionale, le IOC stabiliscono un tasso di rendimento "richiesto" (il cosiddetto *hurdle rate*) che riflette i rischi complessivi affrontati dalla società e la necessità di compensarli a livello di portafogli di investimenti.

Data la rilevanza dell'incertezza tipica in cui le IOC sono costrette ad operare, è facilmente comprensibile che esse preferiscano operare in paesi in cui sono presenti da molto tempo e dove hanno quindi maggiore esperienza e dimestichezza nella valutazione e nella gestione dei rischi. Ciò può ridurre in maniera significativa il numero effettivo di imprese concorrenti all'aggiudicazione di una licenza in una determinata località.

Per far fronte all'incertezza tipica dell'industria estrattiva, le grandi IOC cercano di ridurre e diversificare i rischi, eseguendo studi sismici, sondaggi e perforazioni simultanee in molti luoghi diversi, sia all'interno di un determinato paese che tra paesi. I costi di esplorazione restano tuttavia irreversibili, creando, paradossalmente, dei rischi di controparte, perché la presenza di investimenti localizzati e irreversibili rende le IOC vulnerabili a comportamenti opportunistici da parte dello Stato ospitante.

I molteplici e rilevanti rischi rendono i contratti petroliferi suscettibili ad una condizione detta di "*hold up*", in cui la IOC, una volta effettuati rilevanti investimenti preliminari di esplorazione andati a buon esito, diventa ostaggio del governo del paese ospitante, che detiene il potere di lasciare che questi investimenti si traducano nei ricavi sperati.

La situazione contrattuale è inoltre caratterizzata da problemi di incoerenza temporale, in cui gli stati offrono condizioni generose ex ante, in modo da attrarre gli investimenti, e assumono atteggiamenti spesso aggressivi ex post, una volta che le scoperte sono state effettuate, per modificare i contratti a proprio favore revocando o rinegoziando le clausole ritenute più favorevoli al contraente privato.

Box 2.1 Azzardo morale e Selezione Avversa

IL RISCHIO MORALE

Il rischio morale (in inglese *moral hazard*) in microeconomia è una forma di opportunismo post-contrattuale, che può portare gli individui a perseguire i propri interessi a spese della controparte, confidando nella impossibilità, per quest'ultima, di verificare la presenza di dolo o negligenza.

Il termine è stato coniato nel settore delle assicurazioni, dove gli assicurati tendono a modificare il loro comportamento riducendo la prudenza necessaria per evitare o minimizzare le perdite, rendendo così, di fatto, più elevati i rimborsi o pagamenti richiesti.

Il *moral hazard* si presenta anche nella vita di tutti i giorni: se il guidatore è responsabile per tutti i danni, è probabile che guidi una macchina noleggiata più prudentemente che non quando questi siano coperti da assicurazione.

Il rischio morale influisce sull'efficienza, perché i benefici extra ottenuti dagli assicurati sono spesso inferiori ai costi che ne conseguono, questi ultimi sostenuti dalla controparte. Gli incentivi al comportamento inappropriato rappresentano un problema nella misura in cui le possibilità di controllo o prevenzione siano scarse o eccessivamente costose.

Il rischio morale è presente anche in macroeconomia, laddove gli operatori economici possono sentirsi incentivati a intraprendere comportamenti eccessivamente rischiosi, qualora essi possano contare una significativa probabilità che i costi associati a un eventuale esito negativo delle loro azioni ricadano sulla collettività, o su altri operatori o categorie di operatori. Ad esempio, una politica di intervento delle autorità per salvare imprese a rischio di fallimento potrebbe indurre gli operatori a finanziare progetti eccessivamente rischiosi, nell'ottica di realizzare i benefici in caso di successo, e di affidarsi all'intervento dello stato in caso contrario. Un caso concreto furono i cospicui investimenti di banche europee nel non troppo sicuro mercato asiatico (che poi entrò in crisi alla fine degli anni '90), effettuati confidando nell'intervento dell'FMI in caso di crisi.

Il *moral hazard* è spesso associato al fenomeno della selezione avversa, ovvero di una situazione in cui una variazione delle condizioni di un contratto provoca una selezione nella platea dei contraenti futuri che risulta sfavorevole per la parte che ha tentato di modificare le condizioni stesse a proprio vantaggio.

Uno scenario molto frequente a riguardo vede una prima fase di accordo seguita (spesso dopo un cambio di governo o di pressione interna) da una fase in cui lo Stato cerca di modificare unilateralmente i termini del contratto, per esempio modificando il regime fiscale, o addirittura tentando espropriazioni più o meno formali (vedi, ad esempio, il caso del Venezuela).

Poiché le IOC devono sostenere il costo di molti investimenti esplorativi infruttuose per ogni scoperta produttiva, non è oltretutto appropriato giudicare isolatamente la equanimità di un particolare contratto, almeno dal punto di vista della valutazione dei rischi, poiché esso va valutato nel contesto globale in cui senza il "vantaggio" di un certo numero di esplorazioni di successo, la singola IOC non sarebbe in grado di finanziare tutti gli altri "vicoli ciechi" nel suo portafoglio diversificato.

Le specificità dei contratti nel comparto petrolifero

L'interpretazione dei contratti petroliferi deve tenere conto delle condizioni particolari di distribuzione dei rischi e di "moral hazard" che ne determinano le clausole in termini che travalicano il significato o l'estensione del singolo contratto.

In particolare, alcune clausole contrattuali mirano a ridurre efficacemente la specificità delle attività di investimento preliminare e dei costi irrecuperabili, consentendo che tutti i costi di esplorazione possano essere dedotti dal reddito della società petrolifera a fini fiscali. In questi casi, lo Stato ospitante sta effettivamente condividendo il rischio di esplorazione con la IOC. Altre clausole possono prevedere che le società possano chiedere al governo ospitante il rimborso di parte dei costi di esplorazione. Altre clausole ancora prevedono garanzie contro cambiamenti unilaterali dei termini contrattuali, cercando così di prevenire comportamenti opportunistici che possono portare a forme parziali o totali di espropriazione.

L'accordo di condivisione della produzione (*Product Sharing Contract* o PSC) che si è grandemente sviluppato negli ultimi decenni, è una forma contrattuale che mira a ridurre l'insieme di questi rischi soggettivi e i comportamenti opportunistici dei governi, costruendo un contesto in cui gli interessi delle parti vengono continuamente riallineati dalle condizioni produttive che si determinano nel corso del tempo. Per far ciò il PSC configura una forma di partnership in cui la risorsa estratta viene condivisa secondo quote corrispondenti ai diritti e alle responsabilità delle due parti. Il contratto prevede che la proprietà della risorsa rimanga allo stato mentre la società petrolifera viene incaricata di estrarre e sviluppare la risorsa in cambio di una quota della produzione. Quest'ultima non è però una percentuale fissa, ma varia a seconda delle azioni che intende remunerare.

Il governo mantiene il diritto alle riserve petrolifere nel terreno, ma nomina l'investitore come "imprenditore" per assistere il governo nello sviluppo delle risorse. Invece di pagare all'imprenditore una commissione per questo servizio, e di sostenere il rischio, i costi e le spese, il governo concorda con l'imprenditore che quest'ultimo sosterrà i costi di esplorazione e sviluppo in cambio di una quota della produzione che potrebbe risultare dal progetto.

Il contraente non avrà diritto ad essere pagato nel caso in cui la scoperta e lo sviluppo non avvengano. In linea di principio, il governo conserva e smaltisce la propria quota di petrolio estratto, anche se è possibile stipulare accordi di commercializzazione congiunta con il contraente.

Pertanto, il PSC è assimilabile ad una sorta di *Contratto di Mezzadria* (termine derivante dal latino tardo che indica "colui che divide a metà"), un rapporto produttivo diffuso a partire dal basso Medioevo in Italia, inquadrato nel sistema feudale e basato su un modello agrario d'associazione con il quale un proprietario di terreni (chiamato concedente) e un coltivatore (mezzadro), si dividono (normalmente a metà) i prodotti e gli utili di un'azienda agricola (podere), secondo clausole che stabiliscono quote specifiche dei costi e dei ricavi, e accantonamenti di prodotti e input produttivi. Come nel PSC, nel contratto di mezzadria la titolarità della risorsa (la terra) spetta al concedente. Poiché questo contratto emerge da una situazione

storica di servitù del contadino rispetto al proprietario della terra, ma riscatta quest'ultimo da questa posizione senza compromettere la possibilità di una congrua rendita per il proprietario, dividendo equamente gli investimenti, la mezzadria è giudicata come fase di passaggio dall'agricoltura tradizionale a quella moderna.

Tabella 2.1. I contratti petroliferi In Africa

	Royalties	PSC ¹	Income Tax Rate	Resource Rent tax	D.W.T.	Investment Incentives ²	State equity ³
Angola	16-20%	50-90% (V)	50%	None	...	Yes (E)	25%
Benin	12.50%	55%	None	None	...	Yes (EU)	15% (C)
Cameroon	Negotiable	None	57.50%	None	25%	Yes (O)	50% (C)
C.A.R.	12.50%	None	50%	None	40%	None	None
Chad	12.50%	None	50%	None	20%	None	10%
Cote d'Ivoire	None	60-90% (V)	None	None	12%	Yes (O)	10-20%
Ethiopia	None	15-75% (V)	50%	None	10%	Yes (E)	10%
Gabon	10%	65-85% (V)	None	None	...	Yes (E)	15% (C)
Ghana	12.50%	None	50%	12-28%	10%	...	25%
Mozambique	15%	10-50%	None	None	...	Yes (E)	None
Namibia	12.50%	None	42%	Formula	None	Yes (E, U, I)	None
Niger	12.50%	None	50%	None	18%	Yes (E)	...
Nigeria	0-20%	20-65%	85%	None	10%	Yes (E, Cr)	Variable
Senegal	5-12.5% V	0-50% (ror)	35%	Yes	10%	...	5-20%
South Africa	2-5%	None	30%	40%	...	Yes (O, U, I)	20% (C)
Sudan	...	60-80%	None	None	None	...	None
Tanzania	20%	45-72.5%	None	25-35% rr	10%	...	15% (C)
Uganda	None	None	30%	0-80% ror	15%	Yes (E, U)	25%
Zambia	10%	0-25% (ror)	Contract	Yes?	15%	Yes (E, I, U)	10%

SOURCES: BARROWS (1997), COOPERS & LYBRAND (1998), PRICEWATERHOUSECOOPERS (1999), INTERNATIONAL BUREAU OF FISCAL DOCUMENTATION AND WORLD BANK (VARIOUS YEARS FROM 1997 TO 2008).

La meccanica della condivisione della produzione del PSC è tipicamente articolata ed è basata sulla allocazione di quote distinte della risorsa estratta per usi diversi. Il PSC di solito specifica una parte della

¹ Production sharing linked to physical volume of production (V), years of production (T), or realized profitability (P)

² 2) Investment incentives: tax holiday (H), accelerated depreciation (A), tax credit (Cr), current expensing of exploration and/or development cost (E), exemption of imports of equipment and capital goods (I), unlimited loss carry forward (U) and other (O)

³The maximum equity share that the state can select to take, often on a carried basis (C).

produzione totale, che viene trattenuta con priorità per pagare le tasse (*tax oil*), e una parte per recuperare i costi (*cost oil*). Il petrolio rimanente (compresa l'eventuale eccedenza di *cost oil* rispetto all'importo necessario per il recupero dei costi) è definito come *profit oil* ed è diviso tra il governo e l'IOC secondo una formula stabilita nel contratto. Il regime di condivisione della produzione può anche prevedere canoni.

In alcuni PSC esiste un pagamento di royalty esplicito che viene versato al governo prima che la produzione rimanente venga suddivisa tra costo e profitto. Un'alternativa a una royalty è di avere un limite sul *cost oil* (ad esempio, il 60% della produzione), il che garantisce che vi sia un *profit oil* non appena inizia la produzione. Laddove viene imposto un limite alla detrazione di costi, esso avrà un impatto economico simile a quello di una *royalty*, con il governo che riceve entrate - la sua quota di profitto petrolifero - non appena la produzione avrà inizio.

I costi non recuperati in qualsiasi anno vengono tipicamente riportati agli anni successivi, ma alcuni PSC consentono di elevare questi costi mediante un fattore di interesse per compensare il ritardo nel loro recupero.

Gli interessi passivi non sono generalmente un costo recuperabile, perché essi vengono considerati come una variabile che potrebbe essere manipolata per "gonfiare" la quota dell'appaltatore.

Il tipo di accordo selezionato da un paese produttore di petrolio dovrebbe idealmente dipendere da tre parametri importanti: la dimensione delle riserve, l'esplorazione e la produzione.

I contratti di servizio a rischio sembrano essere dominanti nei paesi con riserve di grandi dimensioni e bassi costi.

Paesi ospitanti con costi bassi e riserve limitate tendono a richiedere diversi prelievi per massimizzare le rendite che possono estrarre dal petrolio. Gli accordi di condivisione della produzione dominano nei paesi con costi medi e grandi riserve. Regimi di royalty e di joint-venture sono dominanti in paesi con scarse riserve e costi elevati.

Inoltre, maggiori costi e rischi associati all'esplorazione e produzione, con riserve limitate o esplorazione offshore in acque profonde richiedono spesso maggiore flessibilità dei termini fiscali per le compagnie petrolifere.

La mitigazione del profilo di rischio nei termini contrattuali

I contratti di tipo PSC presentano un profilo di rischio molto diverso dai contratti di joint venture e da quelli di servizio, per due ragioni importanti.

La prima e più ovvia di queste ragioni riguarda il fatto che la IOC assume tutti i rischi di esplorazione e di investimento. Nel caso di successo delle fasi di esplorazione e di sviluppo dei giacimenti, il governo del paese ospitante riceve la quota pattuita di petrolio, in termini di royalty e di profit share. Alla firma del contratto, esso incamera altresì, in molti casi, un valore positivo per una "back in option", che gli consente di soprassedere ed entrare come partner a tutto titolo del PSC, quando e nella misura che ritiene conveniente. Il valore della Back In Option si aggiunge agli eventuali bonus previsti dal contratto alla firma, e aumenta i guadagni del governo, sia come maggiore valore della opzione non esercitata, sia come valore di compartecipazione, nei casi in cui essa viene esercitata. Nei casi di insuccesso delle esplorazioni, il governo non soffre di alcun costo, riduzione di valore o incremento di obbligazioni. Al contrario, a fronte del guadagno condiviso nel caso di successo delle fasi di esplorazione e sviluppo, la IOC deve sopportare i costi degli investimenti infruttuosi nei casi di insuccesso.

Come specificato meglio in seguito, questa condizione asimmetrica si traduce in un ulteriore rischio in forma di moral hazard, poiché i casi di successo rimangono aperti, in presenza di inevitabili incompletezze contrattuali e dei poteri sovrani, a comportamenti opportunistici da parte dei governi.

Una seconda forma di rischio che è più difficile da individuare e quantificare riguarda l'effetto del prezzo del petrolio sul valore dei PSC come asset dei conti patrimoniali della IOC.

I PSC, per le loro caratteristiche, possono considerarsi un'alternativa agli assetti proprietari delle risorse naturali che sta diventando rapidamente dominante nel settore petrolifero, e già 15 anni fa seguivano una tendenza crescente, rappresentando tra il 30% e il 50% delle riserve globali (Treyner e Cook, 2004).

Gli accordi PSC variano molto, ma in genere forniscono alle compagnie petrolifere una garanzia per coprire un ritorno sui loro costi di capitale e, in cambio, impongono una struttura di diritti di riserva (Bindemann, 1999). I risultati di Kretzschmar (2007) mostrano che, escludendo le sabbie canadesi, il 90% delle riserve scoperte negli anni 1998 -2005 originano da Paesi non OCSE con regimi PSC.

McMahon et al. (2006) stimano che le compagnie petrolifere integrate, entro il 2020, attraverso l'acquisizione di riserve scoperte, avranno aumentato le esposizioni ai giacimenti petroliferi non in concessione dal 52% (2006) al 75%. Poiché i termini di proprietà dei PSC sono stabiliti in termini di quote del petrolio estratto e, direttamente o indirettamente, delle riserve corrispondenti ai diritti di sfruttamento, essi sono soggetti al rischio di mercato, nel senso che alla stessa quantità di petrolio può

corrispondere un prezzo e quindi un valore diverso, a seconda delle circostanze prevalenti sui mercati internazionali. Di conseguenza, le riserve corrispondenti ai PSC debbono considerarsi delle attività aleatorie (*contingent assets*), che in base alle regole contabili internazionali debbono essere controbilanciati nei conti patrimoniali delle IOC da appositi fondi rischi (*contingent liabilities*).

I PSC generalmente prevedono una maggiore partecipazione del governo locale in base al prezzo del petrolio e in alcuni casi al volume di petrolio pompato. Questo può dipendere dalla struttura progressiva della tassazione o da clausole di revisione specifiche che prevedono una variazione (spesso da negoziare) dei contratti a favore del governo, nel caso che il prezzo del petrolio superi un certo valore soglia. I valori delle attività in concessione e in PSC tendono a divergere quando le maggiori ICO sono esposte alle variazioni dei prezzi del petrolio.

Quando si verifica un aumento dei prezzi, rispetto a un valore di riferimento, questo aumento si traduce in sottostanti rischi contrattuali a fronte delle riserve di PSC registrate come asset della società.

Per apprezzare l'importanza della forma contrattuale sulla valutazione e la rendicontazione in bilancio delle riserve scoperte, si consideri per esempio la serie di ricategorizzazioni delle riserve provate fatte da Royal Dutch/Shell nel 2004 e da Repsol nel 2006 per riflettere i maggiori prezzi del petrolio. Il prezzo delle azioni Shell subì una caduta del 7.1% nel Gennaio 2004 in risposta alla svalutazione del 2% delle riserve e in modo simile, le azioni Repsol caddero del 7% nel 2006 in risposta a una svalutazione delle riserve del 25%.

Benché l'evidenza in materia sia sparsa, l'ordine di grandezza delle elasticità del valore delle riserve dei PSC (decremento % del valore delle riserve contrattuali in risposta all'incremento % del prezzo del petrolio) è del 100%, configurando uno specifico rischio patrimoniale per le IOC che adottano contratti di questo tipo. Poiché la stessa elasticità è pressoché zero per le altre forme contrattuali, sia gli incrementi tendenziali, sia la tendenza a più alti prezzi internazionali del petrolio hanno fatto sì che i PSC divenissero strumenti fiscali progressivi di acquisizione di extra-profitti e quindi di una maggiore quota di guadagni rispetto a quanto previsto dai contratti, per i Paesi produttori, a spese delle IOC.

L'evoluzione dei rapporti economici tra Paesi produttori e IOC nel settore dell'esplorazione e dell'estrazione del petrolio è stata caratterizzata da un progressivo passaggio da forme di concessione e di joint venture, a contratti di condivisione della produzione (*Production Sharing Contracts* o PSC). Questi ultimi sono contratti atipici nella loro struttura di partnership pubblico-privata perché si conformano al concetto di una sorta di mezzadria che ricorda, come molte forme di produzione delegata (vedi per esempio il popolarissimo *affermage* del modello francese).

Le stipulazioni contrattuali dei PSC, si basano infatti sull'assenza di impegno finanziario nelle fasi di esplorazione e sviluppo da parte dei Paesi produttori e sulla previsione di destinazioni distinte e spesso regolate da *ring fencing* (anello protettivo che non ne permette l'uso per altri fini) del petrolio ricavato dalla estrazione a quattro categorie di base (costi, tasse, royalty e profitto). Questa formulazione di clausole *in-kind*, fa sì che la pressione fiscale sui ricavi vari a seconda del prezzo del petrolio permettendo ai governi di realizzare extra-profitti di tipo speculativo (*windfall gains*).

Poiché il PSC sposta l'impegno finanziario e i rischi di esplorazione e di sviluppo interamente sulla IOC, per affermarsi, esso ha seguito una evoluzione adattiva che è partita da formulazioni originariamente molto attraenti per le IOC, per divenire progressivamente più favorevole ai governi dei Paesi ospitanti. Ciò è avvenuto anche sotto la spinta del moral hazard e dei conseguenti comportamenti opportunistici che portavano i governi a rinegoziare le clausole una volta che l'esplorazione fosse andata a buon esito.

La evoluzione dei PSC nel corso degli ultimi 20 anni ha portato a un maggior equilibrio tra gli obiettivi delle parti nelle diverse situazioni *pre* e *post* contrattuali, favorito anche dalle attività di assistenza tecnica delle istituzioni multilaterali (Banca Mondiale, Fondo Monetario Internazionale, Banche Regionali di Sviluppo e Agenzie specializzate dell'ONU). Nonostante ciò, i PSC rimangono contratti ad alto rischio per le IOC e ad alto contenzioso, e vanno quindi interpretati e comparati con cautela con altre forme contrattuali, tenendo conto delle loro caratteristiche peculiari di condivisione ineguale dei rischi economici e finanziari.

3. IL CONTESTO DI RIFERIMENTO

L'economia nigeriana e l'industria petrolifera

Le stime disponibili delle riserve di petrolio della Nigeria indicano una cifra intorno ai 34.704 miliardi di barili (2016). La Nigeria è il 6° maggiore esportatore tra i paesi aderenti all'OPEC e il 9° di tutti i paesi del mondo. Le riserve provate di gas naturale sono anche cospicue e sono stimate a 5.475,2 miliardi di metri cubi nel 2016, posizionando il Paese al 9° posto nel mondo.

Grazie all'abbondanza delle riserve di carburanti fossili e ai processi evolutivi della politica e del management, il settore petrolifero è ormai da tempo la colonna portante dell'economia del Paese, rappresentando circa il 90% delle entrate da valuta straniera, circa il 7% del prodotto interno lordo e circa il 70% delle entrate del Governo federale (fonte World Bank 2018).

Le vaste riserve di petrolio e di gas naturale costituiscono per la Nigeria, allo stesso tempo, una opportunità e una sfida in quanto punto di partenza per innescare un processo di crescita e di sviluppo economico, capace di coinvolgere tutti i segmenti della società.

Benché ben avviata lungo un percorso di crescita diversificata e di miglioramento delle condizioni di sviluppo sociale e istituzionale, l'economia nigeriana ha mostrato negli ultimi venti anni andamenti economici altalenanti, specialmente nel settore agricolo e manifatturiero, tanto da delineare un modello di sviluppo economico contraddittorio, caratterizzato da alti tassi di crescita e, allo stesso tempo, da una significativa percentuale di popolazione che vive in condizioni di povertà, da carenze dal punto di vista infrastrutturale e dalla dipendenza da una singola commodity (il petrolio) per le esportazioni e le entrate.

Questo quadro caratterizza i sintomi di un "Dutch disease"⁴ peculiare, che tende a persistere nonostante lo sviluppo del settore manifatturiero, in parte perché la riduzione degli investimenti nel settore petrolifero (penalizzati dalle condizioni del mercato internazionale e da un rischio politico locale rilevante)

⁴ Il termine "Dutch Disease", in italiano "malattia olandese" ebbe origine nei Paesi Bassi durante gli anni '60, quando gli alti introiti generati dalla scoperta del gas naturale portarono ad un netto declino della competitività degli altri settori. Nonostante i profitti generati dalle entrate risultanti dal boom delle esportazioni di gas, i Paesi Bassi registrarono in quel tempo un drastico calo della crescita economica.

ha fatto venir meno le risorse necessarie ad alimentare il secondo round di investimenti negli altri settori dell'economia e nei programmi sociali.

L'economia nigeriana ha dimostrato particolare vulnerabilità alla crisi globale del 2007/2008. Infatti, l'avvento della crisi globale ed il drastico calo del prezzo internazionale del petrolio (precipitato fino a 40 USD a barile dai primi mesi del 2009) hanno provocando un forte shock sull'economia del Paese che è passata rapidamente dai surplus di bilancio generati negli anni precedenti grazie alle entrate del settore petrolifero ad una persistente situazione di deficit al punto che la banca centrale ha dovuto iniettare 2,72 miliardi di dollari nel settore bancario per ridurre i rischi di vulnerabilità e di collasso. Inoltre, nel mercato dei capitali, i prezzi delle azioni sono caduti significativamente con l'indice di borsa in diminuzione fino al 33%.

Sul fronte dell'economia reale, la crisi finanziaria globale ha diminuito la domanda aggregata di beni, specialmente quella del petrolio, provocando varie conseguenze negative come la diminuzione delle entrate del settore, la caduta del tasso di cambio, una performance negativa della bilancia dei pagamenti, una contrazione fiscale e una conseguente rivisitazione delle politiche di sviluppo, nonché una ripianificazione di investimenti e deflusso di capitali.

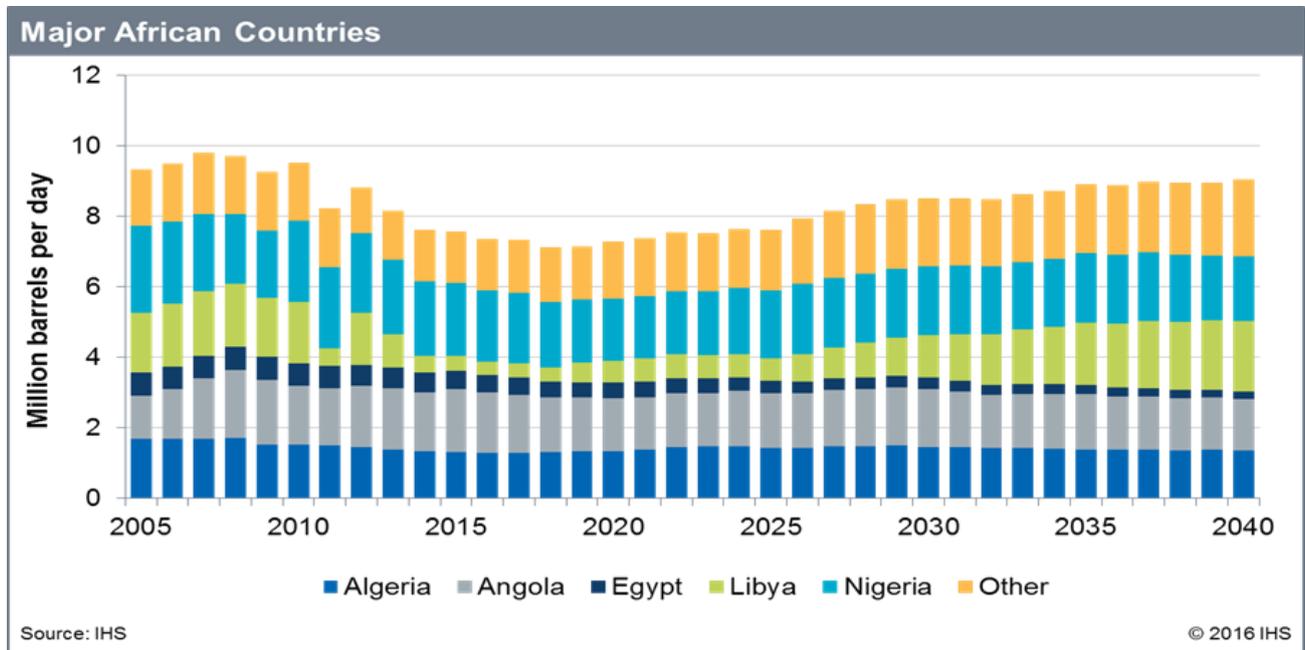
Negli anni recenti, il Paese ha registrato una crescita reale modesta o negativa, nonostante il fatto che sin dalla scoperta del petrolio, verso la fine degli anni 50, esso sia stato il maggior paese esportatore del continente ed il sesto a livello mondiale.

Con una produzione media di oltre due milioni di barili di petrolio al giorno, la Nigeria è oggi il più grande produttore di petrolio in Africa. Tuttavia, la crescente ondata di vandalismo sulle condotte, il rapimento e il take over da parte di militanti islamici di impianti petroliferi nel delta del Niger hanno notevolmente ostacolato il progresso dell'industria petrolifera e del gas nigeriana negli ultimi due anni. La produzione di petrolio in Nigeria è rimasta quindi molto al di sotto della capacità stimata di circa due milioni e novecentomila barili al giorno raggiunta alla fine dell'anno 2009 (fonte EIA, 2014).

La scoperta commerciale del petrolio a Oloibiri nel 1956 da parte di Shell D'Arcy ha effettivamente segnato l'inizio delle operazioni petrolifere in Nigeria. In virtù di questa scoperta, Shell ha continuato a dominare l'industria petrolifera nigeriana per decenni. Tuttavia, il governo nigeriano ha iniziato a esercitare un maggiore controllo sulle sue risorse petrolifere dopo essersi unito all'Organizzazione dei paesi esportatori di petrolio (OPEC) nel 1971. Altre International Oil Company (IOC), che successivamente sono entrate

nell'industria petrolifera nigeriana dopo la Shell, includono Gulf Oil e Texaco (ora ChevronTexaco), Elf (ora Total), Mobil (ora Exxon Mobil) e Agip.

Figura 3.3. Evoluzione della produzione di Petrolio dei principali paesi africani



FONTE IHS 2016

Ciò nonostante, mentre alcuni paesi membri dell'OPEC hanno istituito National Oil Company (NOC) per assumere il controllo diretto delle loro operazioni di produzione di petrolio, gli IOC in Nigeria sono stati autorizzati a portare avanti tali operazioni, ma con il governo come proprietario di interessi di lavoro in un accordo di joint venture. Quindi, il NOC della Nigeria (la Nigerian National Oil corporation - NNOC), che in seguito si trasformò in Niger National Petroleum Corporation (NNPC), è servita principalmente come agenzia operante per sostenere il raggiungimento degli obiettivi del governo e per negoziare e firmare contratti petroliferi per conto del governo. Nel frattempo, entro il 1979, attraverso l'NNPC, il governo aveva acquisito almeno il 60% degli interessi (partecipanti) in tutti gli accordi di joint venture esistenti.

Le peculiarità delle operazioni offshore di petrolio e gas (ad esempio, la complessità del terreno che rende ardua la regolamentazione, la complessità tecnica, l'elevato rischio e l'enorme fabbisogno di capitale che rende difficile il finanziamento per il governo) hanno reso necessaria l'adozione di un diverso sistema fiscale per tali operazioni. Di conseguenza, nel 1993, nel concedere le prime 14 licenze per l'esplorazione petrolifera per acque profonde, il governo nigeriano ha adottato il sistema PSC rispetto al consueto accordo JV (Deep Petroleum Act). Le clausole di questo contratto tipo sono state successivamente cambiate, prima nel 2000, nella concessione di 8 licenze e poi nel 2005, per altre 8 licenze, migliorando i

termini per il governo. Più precisamente nel 2000 è stata eliminata la possibilità del consolidamento del recupero dei costi tra blocchi petroliferi e nel 2005 è stata introdotta un limite superiore (80%) al recupero stesso.

Dal punto di vista economico, nella definizione dei contratti, l'obiettivo dei governi dovrebbe essere la massimizzazione del benessere del Paese attraverso l'utilizzo delle sue risorse naturali. Questo può essere ottenuto principalmente attraverso investimenti e sistemi fiscali. I Paesi ospitanti dispongono di due classi di strumenti principali di acquisizione di rendite economiche a questo scopo: al momento del trasferimento del diritto, possono ottenere i cosiddetti signature bonus e durante la produzione possono partecipare ai profitti attraverso: (i) royalties (ii) condivisione dei ricavi, e (iii) imposte.

D'altro canto, l'IOC dovrebbe avere l'obiettivo di costruire equity e creare valore, trovando riserve e producendo petrolio e gas al più alto profitto compatibile con la sostenibilità ambientale e un adeguato incremento di benessere per il Paese ospitante.

La Tabella 3.1 mostra una tendenza verso una crescente rilevanza del PSC come una forma di accordo operativo, come rilevato da un audit semestrale della *Nigeria Extractive Industries Transparency Initiative* (NEITI).

Con l'aumento della produzione attraverso le PSC, principalmente da sviluppi di campi deep offshore, il profilo delle entrate dello stato risulta progressivamente meno favorevole. Infatti, la prevalenza dei PSC corrisponde alla necessità di forme contrattuali che richiedono minore condivisione dei rischi e minori esborsi di cassa da parte del governo a fronte di maggiori rischi del deep offshore e di maggiori esigenze di cassa degli investimenti relativi.

Tabella 3.4 Produzione del petroli in Nigeria per tipologia contrattuale

		2006	2007	2008	2009	2010	2011	Media 06-08	Media 09-11
		000 BBLS	%	%					
Joint Ventures	JV	656.670	582.270	540.080	463.668	529.166	521.517	73,4%	67,5%
Prod. Sharing Contr.	PSC	159.240	191.610	193.750	268.792	316.887	289.334	22,5%	27,9%
Sole Risk	SR	38.240	23.990	27.980	41.389	41.938	44.511	3,7%	4,0%
Service Contracts	SC	4.050	4.000	3.440	3.237	2.711	2.802	0,5%	0,5%
Marginal Fields	MF				3.878	3.804	8.081	0,0%	0,2%
Total		858.200	801.870	765.250	780.964	894.506	866.245	100,0%	100,0%

Fonte: NIGERIA EXTRACTIVE INDUSTRIES TRANSPARENCY INITIATIVE (NEITI)

Sebbene sia vero che alla medesima tendenza corrisponde una riduzione delle royalties e delle tasse, per cui le entrate per le casse dello stato tendono, in realtà, a diminuire, la tendenza negativa per il governo nigeriano non è spiegabile soltanto con la maggiore rischiosità dei pozzi petroliferi profondi, che si rivelano peraltro molto produttivi. Esso invece sembra riflettere una riduzione della capacità di investimento nel settore determinata anche da un potere contrattuale sempre minore del governo, dalla minore affidabilità del contesto politico, dal contenzioso crescente e da difficoltà economiche di ordine più generale.

Paradossalmente, sono le stesse condizioni del PSC a preoccupare gli IOC, a causa della loro evidente instabilità a fronte di minacce di rinormazione del settore e di rinegoziazione unilaterale.

Le caratteristiche principali del contratto di Production sharing (PSC), all'interno delle quali si è sviluppata la evoluzione successiva dei contratti, compreso il più recente Petroleum Industry Bill 2018 (documento in consultazione da lungo tempo e lungi da tradursi in legge) sono le seguenti:

- | rischio di esplorazione a carico dell'imprenditore (definito come la società di esplorazione e produzione che fornisce esperienza e finanziamenti e il controllo totale delle risorse disponibili trattenute da governo ospitante)
- | costi di sviluppo e produzione sostenuti dal contraente.
- | Quando inizia la produzione commerciale il petrolio prodotto viene allocato nel modo seguente:
 - o Cost Oil: a carico del contractor
 - o Royalty Oil: Allocated per il pagamento delle royalty
 - o Tax Oil: Allocated per il pagamento delle tasse
 - o Profit Oil: il PSC stipula una formula di sharing tra il governo ospite e il contractor.

Il fattore principale che ha portato alla decisione di passare dai contratti di joint venture (JV) ai PSC fu la costante incapacità di NNPC di "pagare le chiamate fondi dei contratti petroliferi" e far fronte ai propri impegni monetari nel finanziamento della sua quota di partecipazione nelle Joint Venture. *"Il problema si è inasprito per la prima volta in una crisi nel 1993, quando dovevamo, credo, 1,2 miliardi di dollari"*, ricorda Funsho Kupolokun, amministratore delegato del Gruppo in pensione del NNPC. Kupolokun era un direttore esecutivo di gruppo della società nel 1993. Nello stesso 1993, la Nigeria stava aprendo i suoi giacimenti profondi, unendosi, nello stesso tempo, alla campagna globale di esplorazione delle acque profonde che decollò a metà degli anni '80 nel Golfo del Messico. Il governo scelse l'accordo PSC per l'assegnazione di licenze per oltre 20 concessioni in acque profonde, principalmente alle compagnie petrolifere

internazionali. La novità della frontiera delle acque profonde e la scarsa comprensione della geologia del terreno in quel momento sono tra le ragioni principali dei più generosi termini fiscali del PSC rispetto al resto del mondo per le licenze di acque profonde nigeriane.

Per i PSC veniva infatti previsto un tasso graduato di pagamento delle royalty dipendente dalla profondità dell'acqua e con i seguenti livelli, legalizzati da un decreto del governo militare del decreto del 1999, e successivamente da una legge dell'Assemblea nazionale:

- | 205-500 metri di profondità: 12%
- | 501-800 metri di profondità: 8%
- | 801-1,000 metri di profondità: 4%
- | Al di sotto 1,000 metri di profondità: 0%

La legge del 1999 imponeva, inoltre, che l'imposta sul petrolio pagabile ai sensi dell'accordo PSC fosse fissata al 50% di aliquota forfettaria degli utili imponibili per la durata dei contratti di condivisione della produzione, invece dell'aliquota dell'85%, prescritta dalla legge sull'imposta sul profitto del petrolio operante nel caso della JV.

La legge prescriveva anche un credito d'imposta sugli investimenti (ITC) come spesa in conto capitale e fissava a un tasso forfettario del 50% delle spese ammissibili, in conformità con la durata del contratto di condivisione della produzione per il periodo contabile applicabile.

In termini generali, la forma contrattuale prevista era basata su una visione schematica dei rischi di esplorazione e dei costi, che non teneva conto del fatto che entrambe queste componenti tendevano a ridursi man mano che le licenze originalmente allocate alle IOC di apertura, per così dire, si rivelavano produttive. Si configurava cioè uno spazio di rendite di posizione per cui le IOC che si aggiudicavano le prime licenze sopportavano il grosso dei rischi e dei costi tecnici delle infrastrutture, mentre quelli che si aggiudicavano le licenze successive godevano delle esternalità positive prodotte dalle maggiori conoscenze, della più puntuale collocazione dei blocchi produttivi e della costruzione delle infrastrutture e degli apparati tecnici dedicati.

Poiché i primi PSC venivano firmati in un momento di scarsa conoscenza del funzionamento del sistema petrolifero in acque profonde, e in uno scenario di prezzi del petrolio bassi (inferiori a 20 USD al barile), essi contenevano tre clausole di riapertura che avrebbero potuto dare al governo nigeriano più di quanto è stato concesso nel contratto se i progetti di acque profonde fossero mai stati più proficui del previsto. Le clausole erano le seguenti:

- | una rivisitazione e rinegoziazione delle condizioni fiscali, per una maggiore equità a favore del governo, qualora si fossero verificate scoperte superiori a cinquecento milioni di barili.
- | una revisione generale del contratto, dopo quindici anni.

Nel 1997, i giacimenti petroliferi di Bonga e di Erha, ciascuno con riserve superiori a 500 milioni di barili, erano stati scoperti rispettivamente da Shell e Exxon-Mobil. Entro il 2001, i prezzi del petrolio erano aumentati in maniera significativa rispetto a quelli dei primi PSC. Tranne il calo nel 2008, i prezzi del petrolio hanno oscillato intorno ai 100 USD e più negli anni successivi. Bonga ed Erha erano entrambi in produzione entro il 2006. Nel 2007, ciascuno di loro stava producendo oltre 150.000 BOPD. In effetti, tutti i requisiti per le clausole di riapertura erano stati rispettati entro il 2008, quindici anni dopo la firma dei contratti del 1993.

Nel 2008, la Chevron ha iniziato la produzione dal campo Agbami, descritto dalla rivista *Offshore* come "un progetto da 7 miliardi di dollari contenente circa 900 milioni di barili di petrolio equivalente di idrocarburi recuperabili, la più grande scoperta di acque profonde finora in Nigeria". Mentre Bonga ed Erha producono meno di 150.000 BOPD oggi, Agbami sta ancora consegnando oltre 250.000 BOPD, in breve, oltre 1 milione di barili ogni quattro giorni.

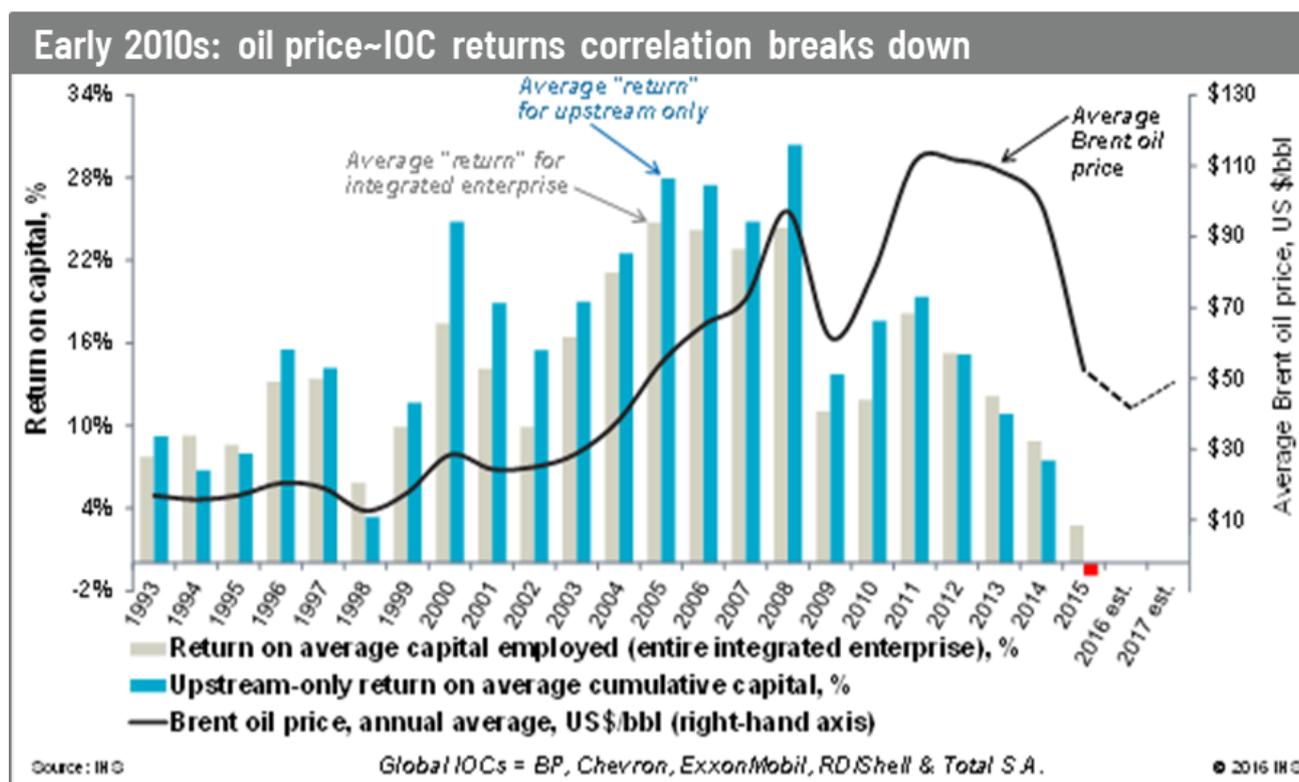
Nel 2009, TOTAL ha portato, in streaming, lo sviluppo delle acque profonde del giacimento Akpo. La società stessa sosteneva che il giacimento avesse riserve probabili stimate intorno a 620 milioni di barili di condensa (circa 50° API) e più di 1 trilione di piedi cubici (tcf) di gas. Akpo sta attualmente producendo 175.000 BCPD.

Inquadramento del settore petrolifero nigeriano nel 2011

Nel periodo di contrattazione delle condizioni del *Resolution Agreement* (da metà del 2010 a metà del 2011), il mercato del petrolio registrava un deciso incremento dei prezzi. Tra le sue cause principali si segnalavano l'aumento della domanda, soprattutto da parte delle economie emergenti, e gli effetti sulla produzione della situazione geopolitica, in particolare per effetto delle *Primavera Araba*.

Inoltre, il settore petrolifero registrava anche un incremento dei costi in conto capitale (Capex) nelle attività di Esplorazione e Produzione. Infatti, dal 2010 al 2011 i Capex globali in E&P passano da 497 miliardi di USD a 586 miliardi di USD con un incremento di quasi il 18% (fonte IHL, luglio 2018).

Figura 3.4 Correlazione tra andamento del prezzo del Petrolio e compressione dei ritorni per le IOC



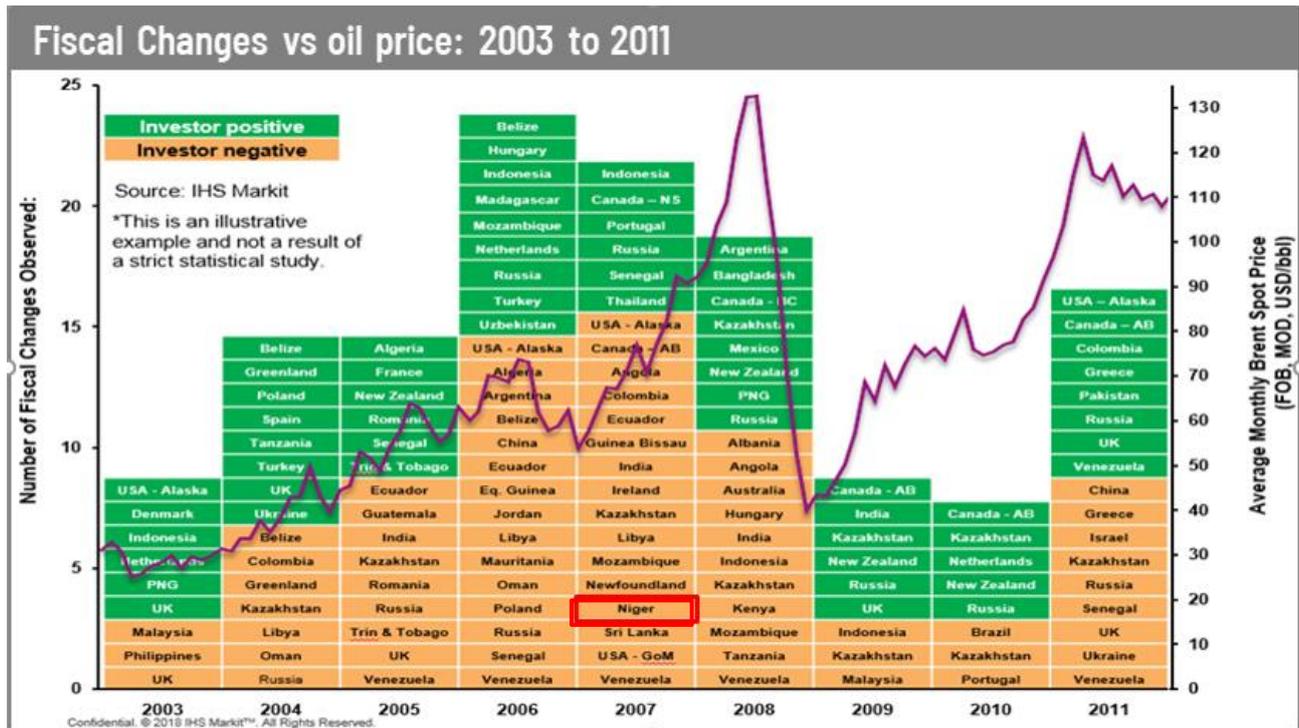
FORNTE: IHS, 2016

Tale aumento dei costi, in buona parte giustificabile dall'aumento dei costi dei servizi e delle attrezzature petrolifere causato dall'inflazione dei costi del settore a sua volta legato all'aumento dei prezzi del petrolio, aveva compresso in maniera significativa i rendimenti delle International Oil Company (IOC).

La reazione dei Governi al mutamento delle condizioni di mercato era quella di tentare di trarre maggior profitto dall'incremento del prezzo del petrolio attraverso la negoziazione di una maggiore quota di interesse statale nei nuovi progetti e dalla rivalutazione dei termini upstream precedentemente concordati per i progetti già avviati.

Le IOC manifestavano invece un crescente interesse per le superfici meno esplorate (acque profonde e ultra-profonde) nonostante i maggiori costi di sviluppo e gli ambienti difficili ed in virtù di crescenti vincoli sulla disponibilità delle superfici tradizionali (nel caso nigeriano vanno inoltre considerati i frequenti attentati agli oleodotti). Da qui la disponibilità da parte delle IOC a pagare premi di firma (*Signature Bonus*) più alti per superfici con potenziale elevato. In particolare, nel 2011 la Nigeria era già uno dei più grandi produttori globali di petrolio, con una lunga storia alle spalle (risalente al 1958), una produzione di 2 MM boe e riserve provate che ne facevano il 10° più importante paese al mondo ed il 2° in Africa.

Figura 3.5 Correlazione tra andamento del prezzo del Petrolio e modifiche dei termini fiscali dei Paesi



Fonte: IHS, 2016

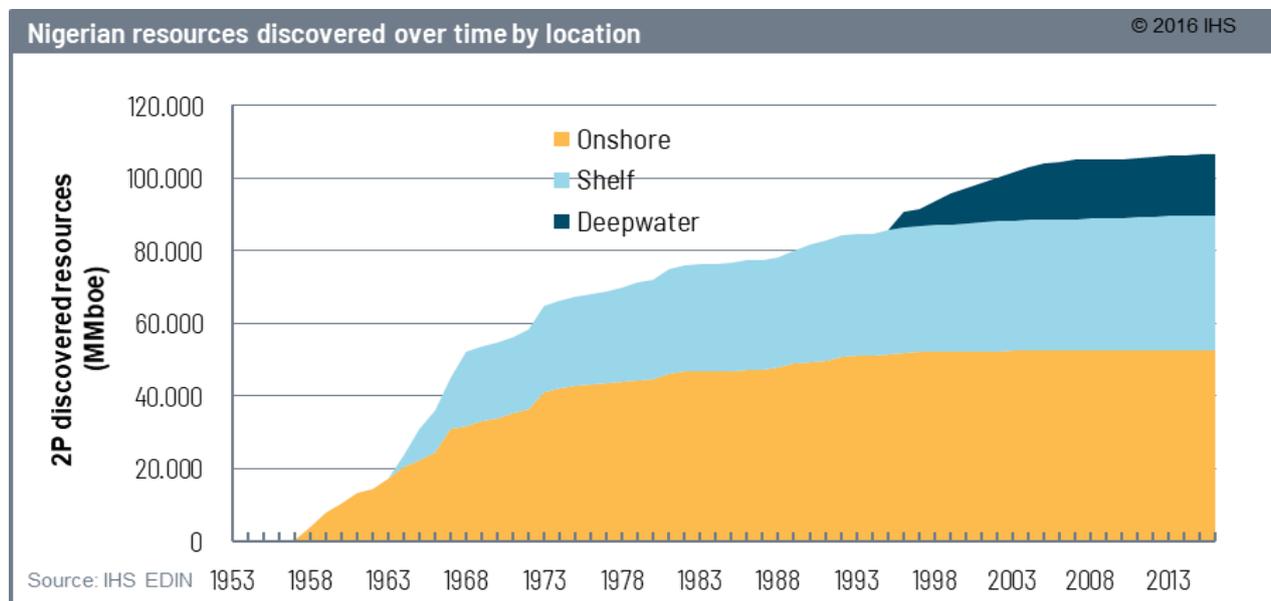
I giacimenti in acque profonde (DW) costituivano da metà degli anni '90 la prospettiva di crescita più interessante delle riserve della Nigeria con 17 miliardi di boe (dimostrati o probabili) scoperte dal 1996. Nella stessa regione, la superficie prospettica di DW aveva già registrato al 2011 rilevanti Signature Bonus, come quello del 2006 in Angola di Sonangol-Sinopec del valore di 1.100 MM USD per ciascuno dei due blocchi offshore DW⁵.

Da tutto quanto precedentemente esposto, emerge che se da un lato i primi contratti di tipo *deep off shore* in Nigeria sembrano godere di condizioni di particolare favore per le IOC, esse hanno rappresentato di fatto una contropartita dell'elevato rischio affrontato dai pionieri dell'esplorazione in quella specifica area geografica. Tale esplorazione scontava l'eventualità di farsi carico degli ingenti investimenti caratteristici del *deep off shore* in assenza di riscontri sull'effettiva presenza ed entità delle riserve e di un fattore di rischio politico elevato.

Inoltre, l'operato di queste IOC ha consentito l'effettiva scoperta e messa in produzione dei giacimenti e l'attrazione di numerose ulteriori IOC con il relativo portafoglio di investimenti resi possibili anche grazie al parziale *derisking* delle operazioni nell'area.

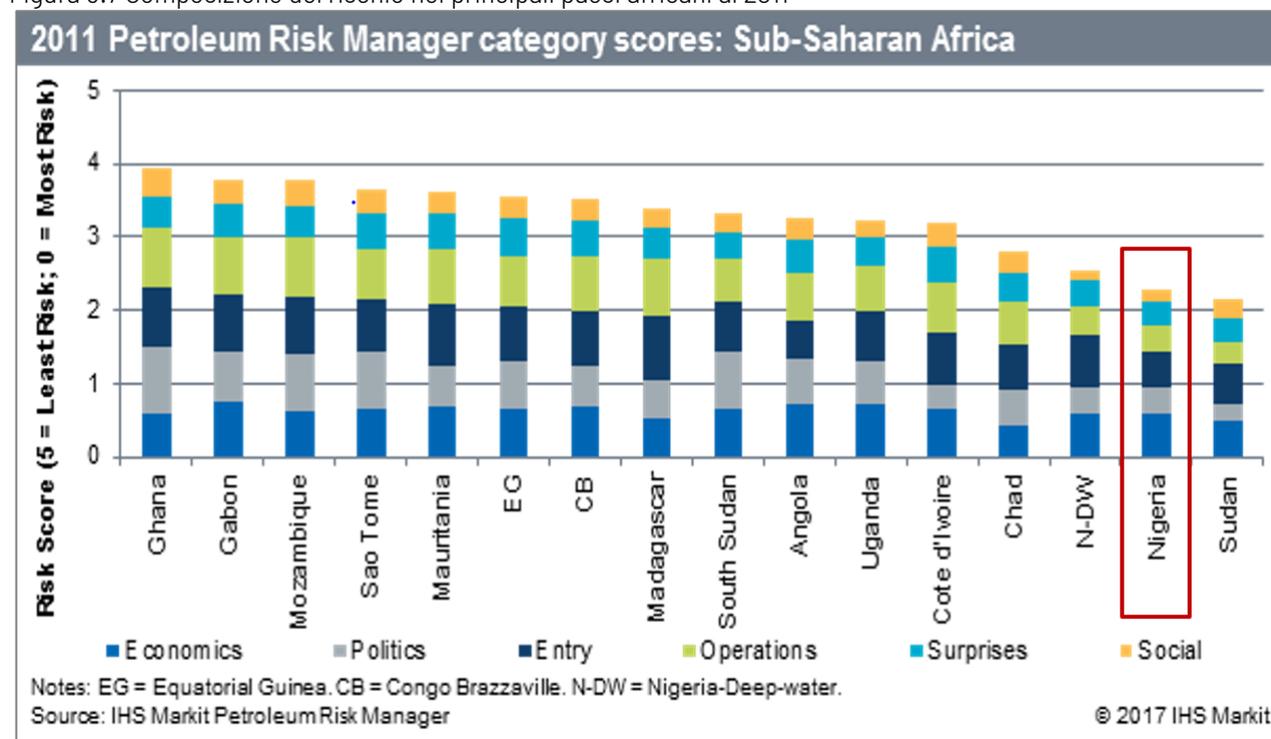
⁵ <https://ihsmarkit.com/country-industry-forecasting.html?ID=106599357>

Figura 3.6 Composizione delle Riserve nigeriane per Location al 2011



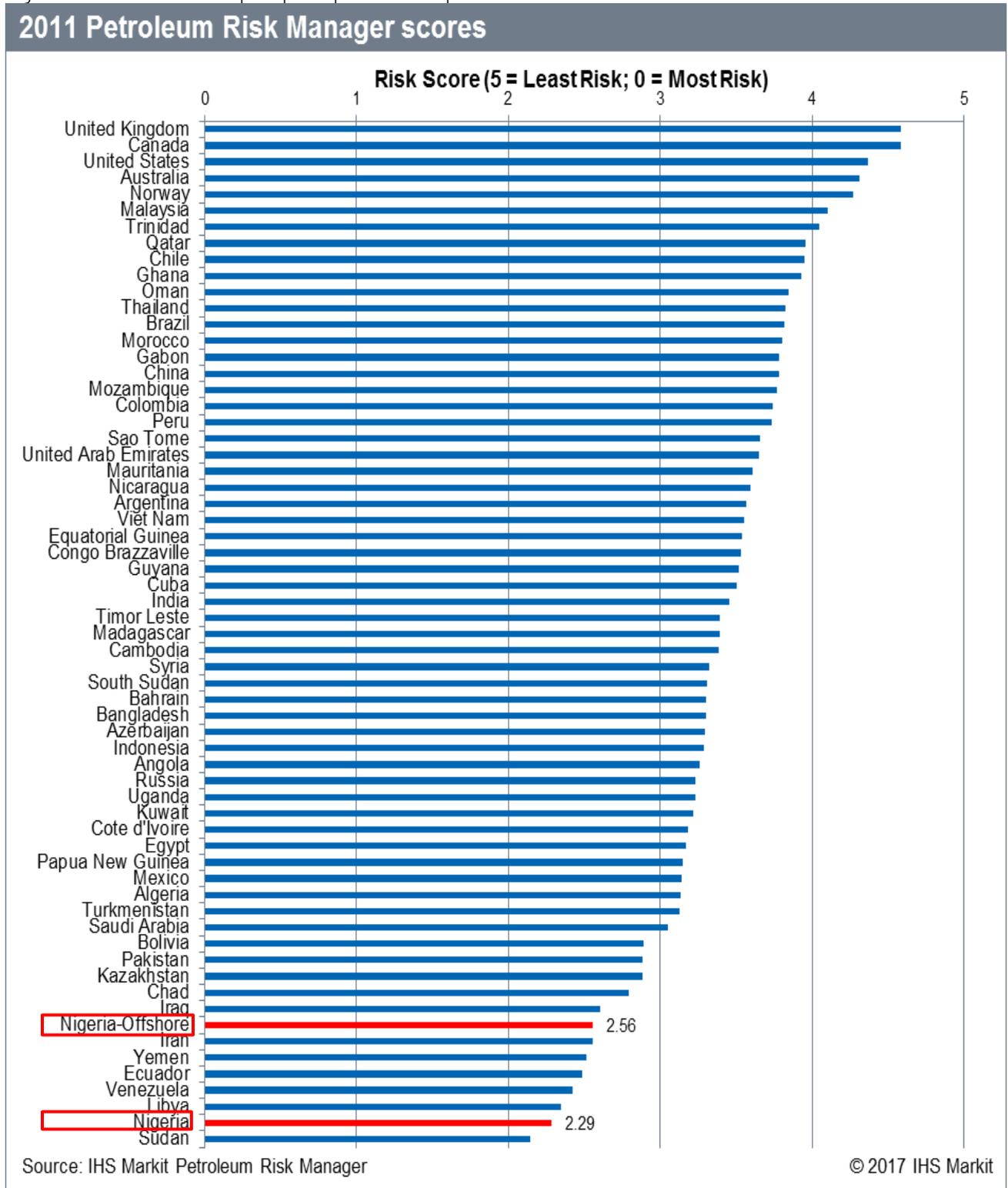
FONTE: IHS, 2016

Figura 3.7 Composizione del rischio nei principali paesi africani al 2011



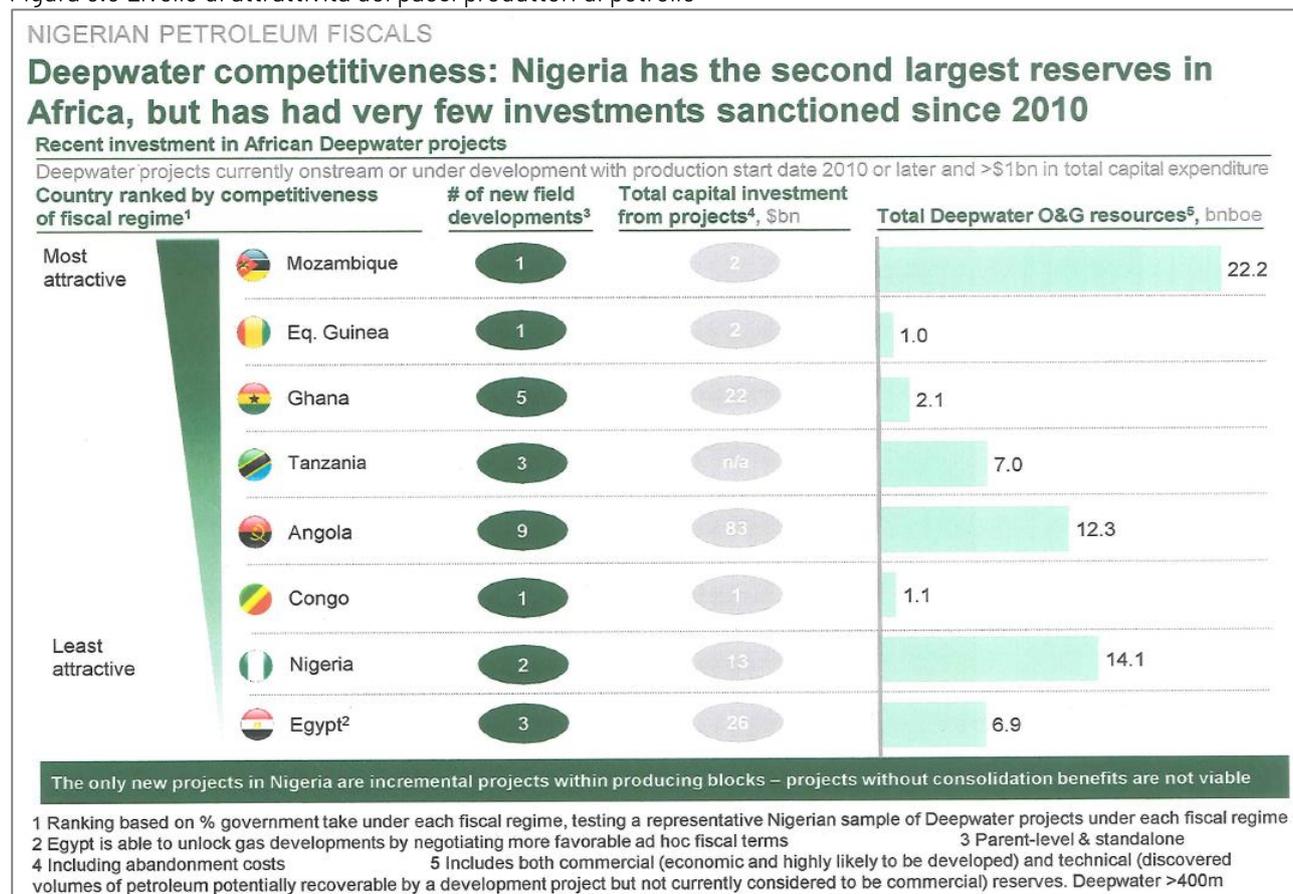
FONTE: IHS, 2017

Figura 3.8 Livello di rischio per i paesi produttori di petrolio al 2011



FONTE: IHS, 2017

Figura 3.9 Livello di attrattività dei paesi produttori di petrolio



FONTE: WOOD MACKENZIE, 2018

Evolutioni recenti

Oggi, lo stato nigeriano ritiene di non aver beneficiato adeguatamente delle scoperte di giacimenti di grandi dimensioni da parte delle IOC operanti nel paese, nonostante le clausole di riapertura.

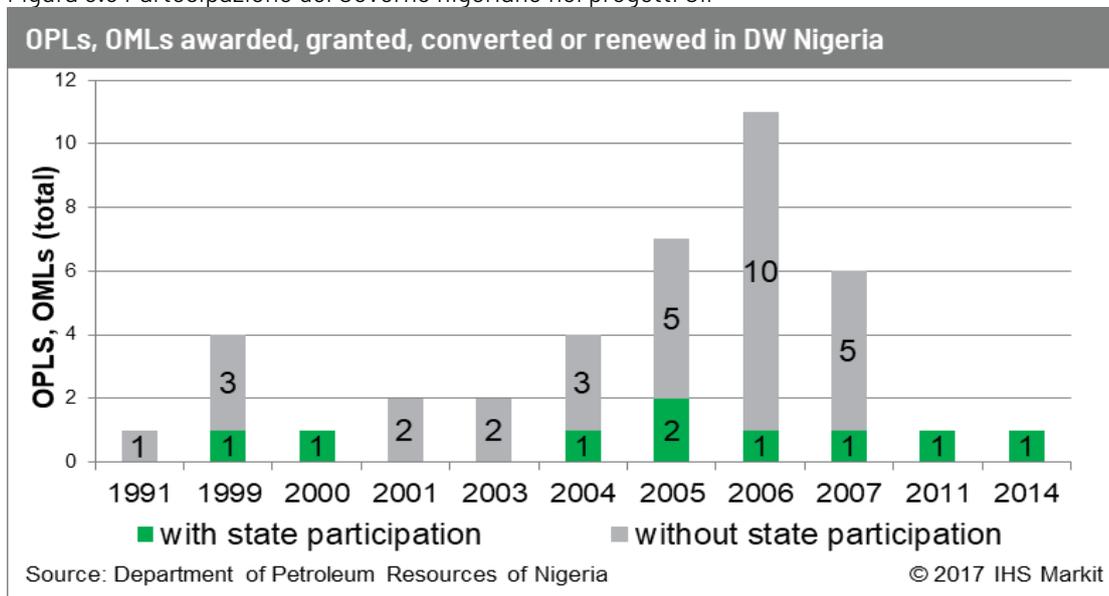
Sulla base di una stima di 72 USD al barile, a fine 2012, la proiezione dei ricavi da parte del governo, per il 2013, secondo i dati NNPC, indicava che gli IOC che operano ~ 800.000 BOPD dai campi PSC in terreni profondi, contribuivano con 7 miliardi di dollari l'anno rispetto alla produzione di 1,4 milioni di BOPD dei campi di Joint Venture che contribuiscono con 39 miliardi di USD all'anno.

I funzionari del governo hanno espresso il loro disappunto sia in pubblico che in privato. Lukman Sanusi, governatore della Banca centrale del paese, ha chiesto alle multinazionali di "rinegoziare o uscire". Ad una conferenza economica ad Abuja all'inizio del 2013 Sanusi ha osservato: "Queste discussioni non sono solo discussioni economiche; sono discussioni che incidono direttamente sul principio di sovranità ... Termini fiscali ingiusti per le operazioni in acque profonde, che rappresentano il 40 per cento della produzione

petrolifera della Nigeria, costano al paese 5 miliardi di USD l'anno in entrate perse e contribuiscono al declino delle riserve valutarie della Nigeria". Phillip Asiodu, che era ministro di Stato al ministero del Petrolio nel 1993, ha chiesto in un'intervista a un quotidiano locale, The Guardian, "... qual è la spiegazione per aspettare tredici anni e ottenere ricavi inferiori, quando all'interno dei nostri contratti esistenti e leggi, avremmo potuto migliorare?" Il totale delle imposte statali imposte dal governo in materia di campi profondi è oggi al 61%. "Le attuali condizioni fiscali secondo cui il governo prende il rendimento più basso tra i paesi comparabili sono ingiuste per il Paese", lamenta Membere, sottolineando che "il reddito più elevato finora ricevuto (dai giacimenti di acque profonde del PSC) è del 49%".

Le compagnie petrolifere internazionali (IOC) non discutono di questi problemi in pubblico. In privato, tuttavia, alcune di loro esprimono l'opinione che il governo nigeriano avrebbe dovuto semplicemente richiedere una rinegoziazione, come previsto dai termini del contratto. "Ci stavamo preparando per una revisione dei termini contrattuali", ha ammesso un ex vicepresidente di un IOC, una fonte impeccabile a cui non piace essere nominato. "Il governo avrebbe avuto ragione a chiedere una rinegoziazione". Ma il governo non lo ha fatto, almeno fino alla fine del 2012. Quindi tutto il pubblico lamento non è stato supportato da alcuna mossa per attivare le clausole di riapertura.

Figura 3.9 Partecipazione del Governo nigeriano nei progetti Oil



Fonte: DEPARTMENT OF PETROLEUM RESOURCES OF NIGERIA

Il governo sperava invece che i contratti in acque profonde sarebbero stati ampiamente rivisti attraverso il Petroleum Industry Bill (PIB), un atto legislativo omnibus che combina 16 leggi esistenti sul petrolio in un

unico documento. Nell'era post PIB, il governo dovrebbe scendere fino al 74%. Tuttavia, per sei anni, un accanito dibattito nazionale ha frenato la firma del disegno di legge che è tuttora in consultazione.

Eppure, mentre il governo lamenta una percentuale di tassazione inadeguata nella legislazione, sta avendo difficoltà ad accordarsi con le società per quanto riguarda il calcolo delle royalty esistenti e delle passività fiscali del petrolio. A tal proposito, va considerato che le dispute arbitrali tra NNPC e gli operatori PSC sui contratti del 1993 sono state risolte in favore delle IOC. In tutti i contenziosi vi sono Partial e Final Award in favore delle IOC.

Le vicende del contratto OPL245 vanno quindi inquadrare nel contesto evolutivo indicato. In tale contesto, da un lato i PSC assumono un ruolo sempre più rilevante perché non richiedono esborsi preventivi da parte del governo o della NNPC se non al momento dell'esercizio della *Back-in option*. Dall'altro lato, il governo ha spinto gradualmente per una revisione delle clausole in suo favore per i nuovi contratti e ha messo in discussione in più occasioni anche i contratti in essere, tentando allo stesso tempo di non scoraggiare gli investitori istituzionali.

Il *Resolution Agreement* firmato con il Governo nigeriano per OPL245 si inserisce in queste tendenze, e le sue condizioni, apparentemente di favore, vanno interpretate come il risultato dell'appartenenza a un particolare momento storico, che è quello in cui si collocava la licenza ottenuta originariamente dalla Shell. Come hanno dimostrato i fatti, a queste clausole più favorevoli, in un quadro di crescente insoddisfazione del governo per le condizioni contrattuali vigenti e di rapida ridefinizione normativa di alcuni dei punti più controversi, corrispondeva una più alta propensione a creare contenzioso e a cogliere ogni occasione per una revisione dei termini del contratto stesso o addirittura per un abbandono unilaterale.

Box 3.1 La Produttività della Infrastruttura della Industria Estrattiva

LA PRODUTTIVITÀ DELL'INFRASTRUTTURA DELLA INDUSTRIA ESTRATTIVA NIGERIANA

La produttività dell'industria estrattiva nigeriana è considerevolmente al di sotto degli standard internazionali di efficienza economica per varie ragioni legate ai conflitti sociali che caratterizzano la governance dei proventi del petrolio e del gas e a una serie di cause strutturali. Queste ultime includono una infrastruttura vecchia e inadeguata, la mancanza di una attività sistematica di manutenzione, e un'ampia pratica di furti della materia prima.

L'industria del petrolio e del gas naturale della Nigeria si trova principalmente nella zona sud del Delta del Niger, dove gruppi locali di antagonisti politici e sociali spesso attaccano l'infrastruttura petrolifera, costringendo le aziende a dichiarare forza maggiore sulle spedizioni di petrolio (una clausola legale che permette ai contraenti di non soddisfare gli accordi contrattuali

a causa di circostanze fuori dal loro controllo). Allo stesso tempo, i furti di petrolio portano spesso gravi danni alle pipeline, causando la perdita di produzione, l'inquinamento, e costringendo le imprese a ridurre o a fermare la produzione.

L'invecchiamento delle infrastrutture e la scarsa manutenzione hanno anche provocato fuoriuscite di petrolio. Il gas naturale che si infiamma (effetto denominato *Gas flaring*, legato alla combustione del gas naturale associato che viene prodotto con l'olio) ha contribuito a perdite di reddito potenziale e all'inquinamento ambientale. Le proteste di gruppi locali sui danni ambientali causati da fuoriuscite di petrolio e *gas flaring* hanno esacerbato le tensioni tra alcune comunità locali e compagnie petrolifere internazionali.

La riduzione di produzione delle concessioni e delle joint venture esistenti è legata anche al ciclo economico e al grado di sottoutilizzazione degli impianti di raffinazione. In condizioni recessive, infatti, specialmente se i prezzi del petrolio sono bassi, si riducono gli incentivi alla effettuazione delle manutenzioni, mentre aumentano i rischi dei furti e dei danni alla infrastruttura. La produttività della infrastruttura estrattiva esistente dipende quindi dalla domanda aggregata e il grado di utilizzazione degli impianti di estrazione è tanto più alto quanto maggiore è il livello di attività economica dell'intero sistema.

In termini quantitativi, la Nigeria produce oggi circa 2.500.000 barili al giorno, e i suoi ricavi da esportazione sono oscillati da circa 70 miliardi di USD nel 2008, a 90 miliardi di USD nel 2014 e a 50 miliardi di USD nel 2015. Si stima che le perdite di ricavi petroliferi da esportazione per furti, sabotaggi e altre cause ammontino a cifre dell'ordine di 25 miliardi di USD all'anno (fonte World Bank 2017).

Il Resolution Agreement del 2011

Come abbiamo avuto modo di spiegare, il contesto entro cui si colloca il contratto Shell - FGN e il successivo *Resolution Agreement*, presenta due caratteristiche evolutive simultanee. Da un lato si matura il passaggio da forme contrattuali di *joint venture* (JV) ad accordi di production sharing (PSC) che spostano il rischio imprenditoriale e le anticipazioni finanziarie sempre di più sulla IOC. Dall'altro, queste forme, proprio per la loro intrinseca natura di contratti temporalmente incoerenti (in cui gli incentivi ex post non coincidono con quelli ex ante almeno per uno delle due parti), e quindi ad alto grado di moral hazard, vanno progressivamente integrando condizioni meno favorevoli ex ante, che corrispondono a minori probabilità di intrappolare la IOC in una condizione di ostaggio degli irrecuperabili (il cosiddetto *hold up*).

Le istituzioni e la Banca Mondiale e il Fondo Monetario Internazionale in modo particolare giocano un ruolo chiave in questa evoluzione, determinando da un lato una riformulazione delle condizioni dei contratti ex ante in favore dei paesi produttori, e dall'altro nella messa a punto di clausole di stabilizzazione e di devoluzione arbitrare. Entrambi questi sviluppi tendono a ridurre il pericolo di comportamenti opportunistici da parte dei governi dei paesi produttori e, nello stesso tempo, a migliorarne le condizioni contrattuali senza alimentare il contenzioso. Da questo punto di vista, la storia del blocco OPL245 sembra

simile a quella di altri blocchi esplorativi nigeriani oggetti di controversia. Infatti, l'esame di una serie di blocchi di tipo *deep water* (DW) rilasciati alla fine degli anni '90 (fonte IHS, 2017) rivela una serie di aspetti simili alla vicenda di OPL245:

19 assegnazioni dirette a società indigene (non collegate a NNPC)

18 azioni amministrative sulle licenze (sospensioni, annullamenti e contenziosi)

4 casi noti di contenzioso

7 casi in cui tali licenze sono state successivamente assegnate a un IOC (consorzi IOC puri o con NOC)

13 istanze di successive attività di cessione o subentro in una licenza (farm in / farm out)

Inoltre, potrebbero essersi verificati ulteriori contenziosi di cui non si ha evidenza pubblica.

Tabella 4.1. Licenze Deep Water in Nigeria dal 1997 al 1999

DEEPWATER NIGER DELTA AWARDS FROM 1997 TO 1999						
License	Indigenous Award	IOC Farm in	Admin action	Litigation	Re-award to IOC	Farm-in/ Farm-Out
OPL 214	Y		Y		Y	Y
OPL 225					Y	
OPL 242	Y		Y			
OPL 243	Y		Y			
OPL 244	Y		Y		Y	Y
OPL245	Y	Y	Y	Y	Y	Y
OPL 246	Y	Y		Y		
OPL 247	Y	Y	Y			Y
OPL 248	Y	Y	Y	Y		Y
OPL 249	Y	Y	Y			Y
OPL 250	Y		Y		Y	Y
OPL 256	Y		Y			Y
OPL 257	Y		Y			Y
OPL 314	Y		Y			
OPL 315	Y		Y		Y	
OPL 318	Y		Y			Y
OPL 320	Y		Y			Y
OPL 322	Y	Y	Y			Y
OPL 324	Y		Y		Y	
OPL 326	Y		Y	Y		Y
Total (20)	19	6	18	4	7	13

Fonte: IHS 2017

Box. 4.1. L'Opportunismo contrattuale

L'opportunismo contrattuale

L'opportunismo contrattuale è la ragione principale per cui sia il mercato, sia lo stato, non riescono a fornire una soluzione istituzionale completa all'attività economica. L'opportunismo è stato sempre segnalato come uno dei comportamenti sociali repressibili, perché non corrispondenti a una "legge non scritta". Le sue conseguenze economiche, tuttavia, sono forse più devastanti di quelle morali. Vediamo perché.

L'opportunista si definisce come un soggetto che "coglie l'opportunità" di trarre guadagni a spese altrui, e in particolare delle altre parti di un contratto, come conseguenza del fatto che egli può nascondere le sue azioni, o, pur rivelandole, può sottrarsi alla sanzione. Il caso classico al riguardo è quello del "free rider", ossia di chi non paga il biglietto di un mezzo pubblico, e non viene scoperto dal controllore. Sfruttare le opportunità fornite dalla asimmetria informativa e dalla incompletezza dei contratti è tuttavia una attività ben più ampia e intensamente praticata, di quanto l'esempio del "free rider" lasci supporre. L'opportunismo, infatti, è una attitudine di valore economico notevole, e ciò che lo contraddistingue da quello che gli economisti chiamano "razionalità" è in fondo solo il fatto che esso riguarda quella parte della ricerca dell'ottimo economico che avviene, consapevolmente, a spese altrui.

Benché le conseguenze di una lotta economica senza esclusione di colpi possano essere anche viste positivamente sotto il profilo evolutivo, l'assenza di scrupoli dell'opportunista ha due conseguenze nefaste. La prima è quella della cosiddetta fallacia di composizione: si può tollerare qualche "free rider", ma oltre una certa massa critica, gli autobus scompaiono, perché non c'è una base economica sufficiente a sostenerli. La seconda conseguenza è la crescita dei costi di supervisione e di sanzione: i cosiddetti costi di transazione. Perché i contratti vadano a buon esito e la società funzioni, infatti, la minaccia dell'opportunismo contrattuale deve essere contrastata da azioni di prevenzione, controllo e punizione. Benché oltre al bastone della sanzione si possa utilizzare anche la carota dell'incentivo, comportamenti diffusi di infedeltà alle promesse fatte (un'altra definizione di opportunismo) generano sfiducia e repressione. I costi che ne derivano sono simili a quelli della criminalità e includono una parte del sistema giudiziario. I contratti diventano difficili da stipulare e più costosi. Il benessere collettivo declina rapidamente.

L'opportunismo contrattuale è particolarmente diffuso e pericoloso nel settore delle risorse naturali, e di quelle non rinnovabili in particolare, per una serie di ragioni. Anzitutto, lo sfruttamento di queste risorse richiede rilevanti investimenti per raccogliere informazioni sulla loro presumibile esistenza, localizzazione e costi di estrazione. Questi investimenti sono tipicamente specifici e non recuperabili e vanno a buon esito solo in una percentuale relativamente piccola di casi, rispetto ai tentativi di ricerca ed esplorazione. In secondo luogo, i Paesi proprietari delle risorse in esame spesso non hanno i mezzi per contribuire ex ante agli investimenti stessi e per accollarsene i rischi. Essi sono quindi indotti a sottoscrivere contratti in cui si offrono condizioni generose agli investitori potenziali, in cambio dell'anticipazione dei fondi per gli investimenti e dell'assunzione di rischi. In terzo luogo, una volta che gli investimenti siano andati a buon esito e il rischio di *Non-discovery* sia stato ridotto o eliminato, essi sono indotti a ricercare una riformulazione del contratto con termini più favorevoli. Quest'ultima tendenza non è il frutto di una morale corrotta, ma semplicemente la conseguenza del fatto che i contratti sono stati sottoscritti in condizioni diverse da quelle in cui vengono realizzati. Questa tendenza, tuttavia, fa sì che il contenzioso si espanda e che gli investitori siano sempre più riluttanti a sottoscrivere contratti che sembrano vantaggiosi ex ante ma si rivelano come trappole di contenzioso ex post.

Il risultato è una perdita per entrambi i contraenti perché gli investimenti tendono a ridursi in proporzione al grado di incoerenza temporale e di moral hazard. Diventa quindi nell'interesse di entrambi di riportare i contratti a termini più coerenti tra le situazioni ex ante e quelle determinabili ex post, riducendo le clausole di apparente vantaggio per gli investitori (i cosiddetti *Sweeteners*) ex ante e migliorando le garanzie di stabilità contrattuale nel tempo.

Nel mese di luglio 2001 il Department of Petroleum Resources of Nigeria (DPR) informa Malabu della decisione di revoca dell'OPL245; come conseguenza di tale decisione la società Shell Nigeria Ultra-Deep Ltd. (SNUD), fino ad allora Technical Partner al 40% nel blocco, decide di terminare il Farm-in Agreement e l'Heads Of Agreement firmato in precedenza con Malabu.

Allo stesso tempo il Ministero del Petrolio avvia una gara ristretta (Bid) con 3 operatori internazionali per l'assegnazione della licenza OPL245.

Il 13 maggio 2002 SNUD presenta un'offerta per l'OPL245 proponendo, tra l'altro, il pagamento di un Signature Bonus complessivo di 210 MUSD e si aggiudica la gara. Il 23 maggio 2002 il Ministro del Petrolio assegna l'OPL245 a SNUD con NNPC come concessionaria e SNUD come contractor. Il 22 dicembre 2003 viene firmato il PSC tra NNPC e SNUD, con schema contrattuale di riferimento PSC 2000.

Nel frattempo, il Signature Bonus, per un ammontare di 207.96 MM USD, viene depositato da SNUD nell'escrow account n. 1, in attesa che venga assegnata la nuova licenza petrolifera. Tali fondi rimangono vincolati nell'*escrow account* n.1 fino al 2011, a causa delle azioni legali intraprese da Malabu avverso il Governo della Nigeria e Shell.

In applicazione del suddetto PSC, SNUD svolge le attività petrolifere e perfora 4 pozzi esplorativi, 2 in ETAN e 2 in Zabazaba, riscontrando importanti presenze di idrocarburi e *de-rischiando* il valore potenziale del blocco. In tale periodo SNUD sostiene costi complessivi per 335,6 MM USD. In parallelo alle azioni avviate da Malabu, SNUD avvia un arbitrato ICSID nei confronti del Governo della Nigeria ed intima a Malabu di non intraprendere azioni sul blocco OPL245 lesive dei propri diritti per l'ottenimento della licenza (contratto PSC già firmato).

La firma dei *Resolution Agreement* del 2011 ha permesso la risoluzione di tutti i contenziosi in essere tra Malabu, Shell e il Governo nigeriano e ristabiliscono le condizioni per poter proseguire con le attività di sviluppo del blocco.

In particolare, il *FGN Resolution Agreement* del 2011 stabilisce che con l'esercizio delle opzioni di *Back-in* da parte di NNPC, le condizioni contrattuali di riferimento del contratto PSC non potranno essere peggiori rispetto a quelle già negoziate ed ottenute con il PSC SNUD del 2003. A tal fine è importante sottolineare le seguenti considerazioni:

1. il Signature Bonus pagato nel 2011 di 207,96 MM USD (già ridotto di 2,04 MM USD pagati nel passato), rappresenta il medesimo bonus depositato nell'escrow account n. 1 nel 2003 per l'assegnazione della licenza in applicazione del contratto PSC 2003. Tale bonus è stato quotato da SNUD nella gara svoltasi nel 2002 per l'ottenimento della licenza alle condizioni contrattuali prefissate;
2. le attività esplorative di valorizzazione/derisking delle riserve sul blocco sono state condotte da SNUD in applicazione di tale contratto PSC 2003;
3. gli investimenti di 335,6 MM USD sono stati effettuati in applicazione di tale contratto e prevedono di essere recuperati all'interno delle medesime condizioni contrattuali;
4. l'immobilizzazione negli anni di tali investimenti non produttivi, ha comportato per SNUD un rilevante danno economico, ragione per cui è stata riconosciuta l'applicazione delle medesime condizioni contrattuali originali;
5. non vi sono in Nigeria blocchi petroliferi offshore attualmente in produzione con lo schema PSC 2005, poiché quest'ultimo rappresenta una schema contrattuale non sufficientemente attraente per le IOC perché esse si impegnino a garantire la valorizzazione dell'asset e lo sviluppo di riserve esplorative.

4. L'IMPATTO PER LA NIGERIA

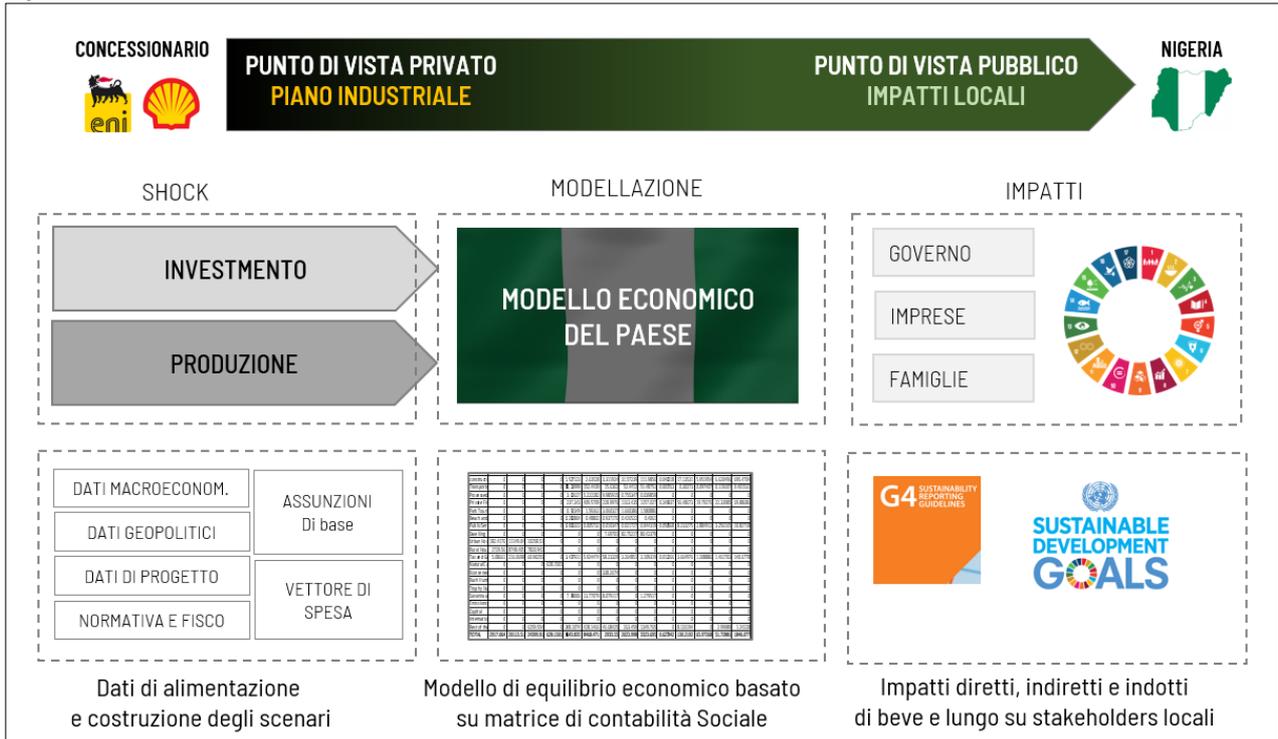
La valutazione delle ricadute sugli stakeholder locali

Per verificare l'impatto del progetto di sviluppo del blocco OPL245 dal punto di vista del Governo nigeriano, OpenEconomics ha sviluppato uno studio specifico estremamente accurato. Il suo obiettivo primario è stato quello di valutare le conseguenze economiche della realizzazione del progetto OPL245 sulla Nigeria dal punto di vista del sistema Paese, sia nella fase di cantiere (costruzione degli impianti) che in quella di esercizio della concessione (estrazione del petrolio), su un arco temporale complessivo di 25 anni, tenendo conto della struttura settoriale dell'economia locale, del mercato dei fattori produttivi, della formazione e della distribuzione del reddito e dei diversi stakeholder nigeriani (famiglie, imprese, governo e altre istituzioni e agenti economici) come registrato dall'andamento storico dei conti nazionali. Sulla base di ciò, e dall'applicazione di uno specifico modello di Equilibrio Economico Generale Dinamico, sono stati valutati sia gli effetti diretti e indiretti nel breve e medio periodo che quelli indiretti e indotti nel medio e lungo periodo.

Come da recenti prassi delle contabilità nazionali, e a conferma dell'approccio di stima prudenziale, i benefici del progetto sono stati stimati al netto dell'ammontare di Capitale Naturale eroso dal progetto (ovvero la quantità di petrolio e gas naturale estratti dal sottosuolo) considerato come decremento del patrimonio di risorse naturali del Paese.

L'analisi è stata effettuata attraverso strumenti e modelli in linea con le best practice di settore e con le metriche standard del sistema internazionale di contabilità SNA (*System of National Accounts*) utilizzato dalle organizzazioni economiche internazionali (ONU, FMI, OCSE, BIRS ecc.) e nazionali. Gli indicatori di questo sistema di misure includono, tra gli altri: il contributo addizionale al prodotto interno lordo (PIL), al prodotto nazionale lordo (PNL) e al Prodotto Nazionale Netto (PNN), l'incremento di produzione nei diversi settori economici locali, l'incremento dei redditi degli stakeholder locali, l'incremento occupazionale e, solo per il 2017 (essendo tale metrica di recente introduzione) il contributo al raggiungimento dei Sustainable Development Goals concordati dal Governo nigeriano con le Nazioni Unite (vedi schema in figura 4.1).

Figura 4.1. SCHEMA LOGICO DELLA PROCEDURA DI ANALISI UTILIZZATA



Elaborazione OpenEconomics 2019

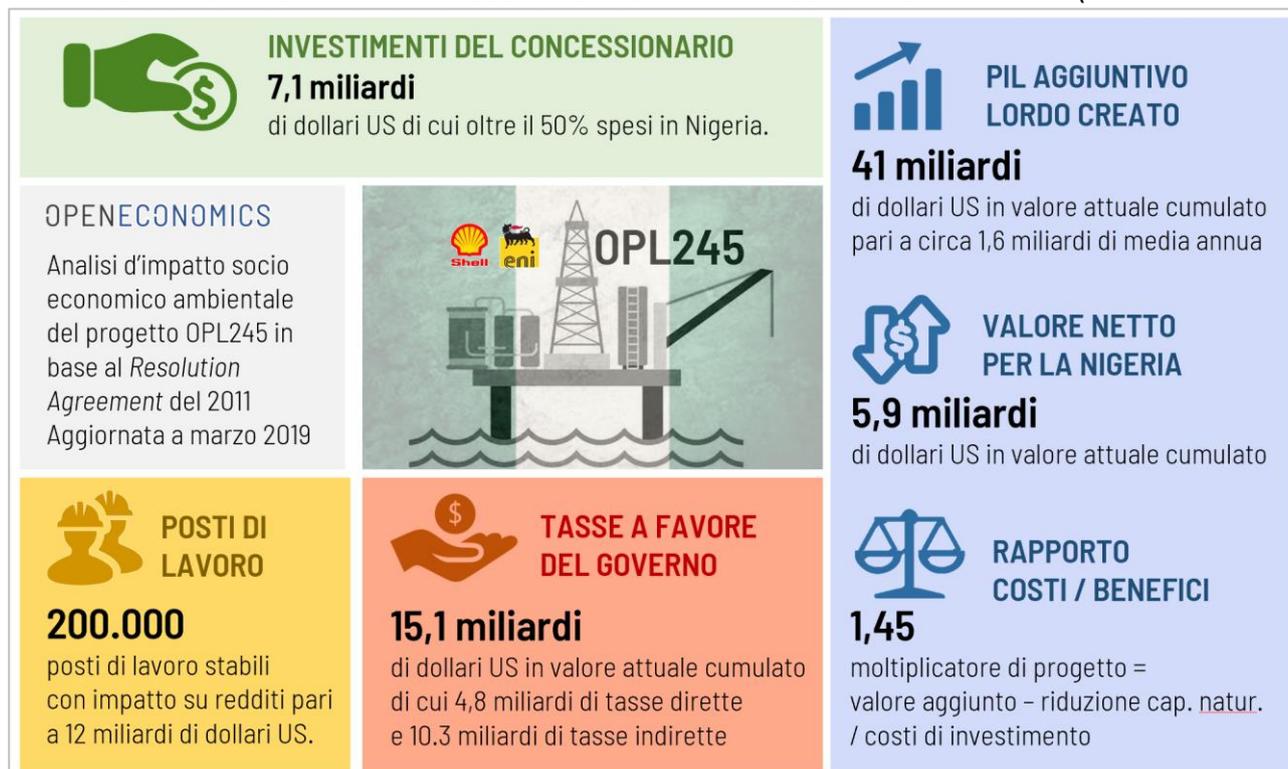
Come si evince dai principali risultati evidenziati nella figura 4.2, il progetto OPL245, se avviato nel 2011, avrebbe potuto generare importanti effetti economici sull'economia locale.

Le simulazioni suggeriscono che l'effetto complessivo sul PIL, nell'arco dei 25 anni di vita del progetto considerati, è di 41 miliardi di USD a prezzi costanti 2011 (ossia al netto dell'inflazione) in termini cumulati e in valore attuale (Present Value, o anche PV), valutata ad un tasso di sconto sociale del 5%. Questa cifra corrisponde a un valore medio di 1.64 miliardi di dollari all'anno e a un tasso interno di rendimento del capitale del 32%.

I benefici sono diffusi e si estendono a tutti i fattori e le istituzioni, ma sono particolarmente rilevanti per il governo, il capitale e le imprese locali.

L'impatto complessivo del progetto rimane inoltre positivo, anche considerando la perdita di capitale naturale del Paese (ovvero della risorsa petrolifera estratta) che risulta dalla riduzione delle riserve petrolifere dovute al maggior sfruttamento causato dal progetto.

FIGURA 4.2. SINTESI DEI RISULTATI DELL'ANALISI D'IMPATTO DEL PROGETTO OPL245 (VAN CUMULATO)



ELABORAZIONE OPENECONOMICS

Tenendo conto della riduzione delle riserve di petrolio che seguirebbero alla implementazione del progetto, secondo la recente contabilità del capitale naturale introdotta dalla Banca Mondiale, e utilizzando la nozione di Prodotto Nazionale Netto (PNN) anziché di Prodotto Interno Lordo (PIL), i benefici aggregati lordi del progetto ammontano a una grandezza complessiva dell'ordine di 19 Miliardi di Dollari in valore attuale, con un rapporto benefici/costi pari a 1,47, mentre il valore attuale dei benefici netti ammonta a circa 5,9 Miliardi di Dollari.

Sensibilità del progetto al variare dello schema contrattuale

Oltre ad una verifica strutturale di coerenza e robustezza dei risultati al variare di principali fattori di incertezza tipici dei progetti petroliferi (prezzo del petrolio e costi di sviluppo) è stata svolta anche una verifica di robustezza in relazione all'applicazione di differenti tipologie di concessione alternative al *Resolution Agreement* del 2001, con particolare riferimento alle forme contrattuali previsti dalla normativa Nigeriana a ridosso della negoziazione (ovvero PSC2000/2003 e PSC2005); ciò al fine di verificare

l'incidenza di tali clausole sull'impatto complessivo del progetto OPL245 nell'arco dell'intero ciclo di vita dello stesso.

Oltre allo scenario di base (RA + Opzione *Back-in*) sono stati analizzati altri tre scenari che prevedono in un caso l'esercizio dell'opzione di *Back-in* da parte del governo (RA + Esercizio *Back-in*), in un altro caso l'applicazione delle modifiche contrattuali del 2000/2003 (PSC 2000/2003) con cui il governo aggiunge alla tassazione già prevista un production bonus, infine l'ultimo scenario (PSC 2005) aggiunge la royalty sulle estrazioni a favore del governo, oltre gli incassi previsti dallo scenario precedente.

Dai risultati emerge una sostanziale stabilità della valutazione di impatto rispetto alle modifiche contrattuali. In particolare, il valore aggiunto creato dal progetto cresce al crescere delle entrate dirette per il governo nigeriano. Ma questo effetto, dovuto alla maggiore disponibilità di risorse a disposizione del sistema economico nigeriano risulta piuttosto modesto (da 41.056 MM USD del *Resolution Agreement* ai 41.073 MM USD del PSC2005 con conferma di pagamento del Signature bonus).

Diversa è la situazione se si considerano gli effetti diretti sul governo della Nigeria, per cui lo scenario più conveniente è ovviamente sempre quello del PSC 2005 (sempre con pagamento del *Consideration bonus*) in cui massimizza i benefici date le condizioni contrattuali modificate, ma qui il vantaggio per il Governo nigeriano è più evidente. A tale proposito occorre però considerare che, come dettagliato meglio in seguito, gli scenari più convenienti per il Governo sono scenari ben oltre il limite dell'accettabilità da parte di ENI e Shell che considerato l'*hurdle rate* delle due compagnie (si veda in merito l'analisi svolta da ACCESS Corporate Finance), difficilmente entrerebbero nel progetto a queste condizioni, il che rende questi scenari puramente teorici.

Tabella 4.1 Robustezza rispetto alla tipologia contrattuale (valori attuali netti reali in MM USD 2011)

	RA + OP. BACK IN	RA + BACK IN	PSC 2000	PSC 2000 + CB	PSC 2005	PSC 2005 + CB
TOTALE VALORE DIRETTO PER LA NIGERIA	4,632	4,750	4,709	5,799	5,238	6,328
VALORE AGGIUNTO TOTALE DEL PROGETTO	41,056	41,062	41,062	41,062	41,073	41,073
PROFITTI CONCESSIONARIO (ENI+SHELL)	2,059	1,797	1,935	748	1,406	219
VALORE AGGIUNTO TOTALE PER LA NIGERIA	38,997	39,265	39,127	40,314	39,667	40,854
DIFF. % VALORE AGGIUNTO NIGERIA	0.00%	0.69%	0.33%	3.38%	1.72%	4.76%

Fonte: ELABORAZIONE OPENECONOMICS

5. ANALISI DEL PREZZO PAGATO

Un progetto petrolifero crea un apparente conflitto di interessi tra compagnie petrolifere e governo sulla divisione del rischio e dei benefici netti. Nonostante l'incentivo per entrambi ad operare indipendentemente per massimizzare ognuno esclusivamente i propri benefici e ad allocare il maggior rischio possibile sulla controparte, una scelta coordinata ed equilibrata dei prezzi, del regime fiscale e degli altri termini contrattuali può migliorare il trade-off tra gli interessi di ciascuna parte e risultare in un guadagno per tutti.

Gli accordi sul petrolio e sul gas e le relative regole fiscali stabiliscono il prezzo della risorsa in termini di premi, royalties, tasse e/o altri pagamenti che l'investitore garantirà al governo per tutta la durata del progetto. La definizione di accordi che incoraggino un ambiente regolatorio e fiscale stabile e lo sviluppo efficiente delle infrastrutture e delle risorse potenziali contribuisce in maniera determinante a massimizzare l'entità dei benefici netti del progetto da dividere tra le parti a beneficio di tutti gli stakeholder.

Perché i contratti riflettano prezzi equi e ragionevoli, essi dovranno contemperare i bisogni delle due parti. Attraverso gli accordi e gli annessi strumenti fiscali, la compagnia petrolifera dovrà perseguire risultati economici compatibili con il perseguimento di tassi di rendimento in linea con quelli di mercato ed esenti da sovrapprofitti. Il governo, dal canto suo, dovrà cercare di bilanciare il suo desiderio di massimizzare le entrate immediate (utili a coprire esigenze di breve termine ma non a supportare politiche di lungo) con gli eventuali effetti deterrenti che questo può avere sull'attrazione di investimenti futuri da parte delle compagnie internazionali. L'obiettivo ottimale va trovato in una posizione di compromesso in grado di garantire una ripartizione equilibrata dei rischi e dei benefici netti del progetto tra l'investitore e il governo.

L'obiettivo ultimo dovrebbe quindi essere una quota pubblica equa e crescente della rendita fornita dalle risorse, non tale tuttavia da spaventare i potenziali investitori.

Composizione del prezzo

Il prezzo pagato dal concessionario al Governo nigeriano con il *Resolution Agreement* del 2011 è pari a 1.702 MM USD come esplicitato nella tabella 5.1.

Tabella 5.1. Prezzo pagato dal Concessionario con il *Resolution Agreement* del 2011 per OLP245

Componente	Valore	Anno
Signature bonus	208	2011
Consideration bonus	1.092	2011
Totale cash	1.300	
<i>Back-in option</i>	402	2011
Totale complessivo	1.702	2011

Fonte: ENI / SHELL

Il Signature bonus da 208 MM USD (scontato dei 2 MM USD già pagati da Malabu) appare in linea con i prezzi pagati da altre IOC nello stesso periodo per l'assegnazione di blocchi tipologicamente comparabili in paesi meno rischiosi della Nigeria (vedi tabella 5.2).

Tabella 5.2. Licenze Deep Water in Nigeria dal 1997 al 1999

BLOCCO	SIGNATURE BONUS (MM USD)	BIDDER
OPL245	208	SHELL
OPL 250	210	OCEAN ENERGY/AMNI (2000)
OPL 249	164	CONOCO/PHILLIPS/MARATHON (2000)
OPL 295	105	YORKSHIRE ENERGY (2007)
OPL 297	100	ONGC MITTAL (2005)

Fonte: IHS 2017

Anche il *Consideration bonus* risulta in linea con i prezzi pagati nello stesso periodo per blocchi *deep off shore* in altri paesi africani (vedi la successiva tabella 5.9).

Nelle analisi non sono stati considerati tra i prezzi corrisposti gli investimenti sostenuti da Shell nella fase precontrattuale (per 335,6 MM USD - fonte Shell). Tali costi andrebbero comunque considerati ai fini della stima dei tassi di rendimento dell'investimento per il Concessionario.

Più complessa la valutazione dell'opzione di Back in.

Il valore dell'opzione di *Back-in*

Innanzitutto, occorre ribadire che il valore dell'opzione di back in è, a tutti gli effetti, una componente del prezzo pagato dal concessionario. Infatti, il Prezzo è definito come l'insieme dei costi di transazione inclusi ogni pagamento o profitto applicabile nell'ambito del contratto⁶.

Pertanto, a nostro parere il report di Global Witness, nella definizione del prezzo trascura l'elemento rilevante della nota opzione di Back in.

Ai sensi dell'articolo 11 dell'accordo di risoluzione firmato il 29 aprile 2011, il governo nigeriano riceveva la facoltà, ma non l'obbligo di acquisire fino a 50% del patrimonio del progetto in qualsiasi momento durante il periodo di vigenza sia della licenza di esplorazione, sia di qualsiasi conseguente OML, a condizione di pagare una quota proporzionale del pagamento del *Signature bonus* e del *Consideration bonus* pagati da SHELL e ENEL (per un totale di 1.300 MM USD) e accettando di sopportare un importo proporzionale delle spese sostenute da entrambe le IOC, tenendo conto anche degli interessi maturati.

L'articolo 11 crea quindi un'opzione reale (*Back-in option* o BIO) di tipo "call", il cui valore può essere stimato, in analogia con una opzione "call" finanziaria, sulla base di 6 parametri:

1. Sottostante;
2. Prezzo di esercizio;
3. Durata;
4. Tasso di interesse;
5. Dividendo;
6. Volatilità.

Il documento contrattuale (Resolution agreement, Art. 11) stabilisce che il governo nigeriano avrebbe la possibilità di esercitare l'opzione "... *in qualsiasi momento ... at any time for block 245 issued pursuant this Resolution Agreement*".

L'accordo non specificava che si trattava di una data di scadenza e che l'opzione era di tipo *americano*, ma entrambe le condizioni (30 anni di validità e di qualità americana) sembrano seguire dal testo dell'accordo

⁶ https://www.acquisition.gov/far/html/Subpart%2015_4.html

stesso. Il valore sottostante di BIO può essere definito come il valore attuale del *profit oil* che NNPC riceverebbe in base allo schema contrattuale PSC 2003 implementato sul 50% del valore dei futuri guadagni del progetto. L'Art. 11 prevede, inoltre, che il valore del prezzo di esercizio dell'opzione sarebbe pari al 50% della somma del Signature Bonus e il pagamento di corrispettivo effettuato da ENI e Shell, e quindi di 650 MM USD. La durata prevista per questa opzione è di 30 anni, vale a dire gli anni che separano la firma dell'accordo (29 aprile 2011) dalla fine prevista della concessione.

Date queste ipotesi, utilizzando un tasso di sconto del 9%, applicato dalla metà di ogni anno per tener conto del fatto che gli interessi si accumulano secondo uno schema continuo, il valore del sottostante al momento della firma dell'accordo di risoluzione è stimato in 725 MM USD e quello dello strike (prezzo di esercizio) in 650 MM USD. Gli altri parametri per calcolare il valore dell'opzione sono stimati come segue.

Tasso di interesse privo di rischio: questo parametro è stimato in due modi utilizzando il tasso di interesse del Treasury Bond statunitense a 30 anni al tempo della stipula del contratto, pari al 4.33%.

Dividendo del progetto: la stima si basa sul metodo della stima del dividendo di un asset "gemello", identificato come il rendimento medio del dividendo (4.27%) delle azioni delle compagnie petrolifere nel periodo 2016-2018⁷.

Volatilità: le stime della volatilità dei progetti petroliferi offshore sono state ottenute dallo studio di Gabriel A. Costa Lima e Saul B. Suslick (2006), "*stima della volatilità dei progetti di produzione petrolifera selezionati*" *Journal of Petroleum Science and Engineering* 54 (2006) 129-139. Da questo studio si ricava una gamma di stime di volatilità di NPV per 12 diversi progetti petroliferi offshore da un minimo del 28% ad un massimo di 62%, con un punto medio (utilizzato come parametro per la nostra stima) del 50%.

Utilizzando le ipotesi di cui sopra, OpenEconomics stima che il valore dell'opzione di *Back-in* per il governo nigeriano (FGN) alla stipula del contratto fosse di 402 MM USD. Tale valore, che costituisce un guadagno per FGN, rappresenta simmetricamente anche un costo per Eni e Shell. Tenendo conto della quota di tale costo gravante sull'ENI (50%, pari a 201 MM USD), la valutazione del Cash Flow scontato netto di OPL245 per l'ENI si riduce da 1.757 MM USD a 1.556 MM USD.

⁷ <https://seekingalpha.com/article/4219767-best-oil-stock-dividend-investors>

Criteri di valutazione del prezzo pagato

Passando quindi alla valutazione del prezzo pagato nel suo complesso, occorre far riferimento ai criteri e alle best practice internazionali utilizzando il concetto di prezzo congruo e ragionevole.

Tale prezzo viene descritto come il prezzo che un imprenditore prudente pagherebbe per un bene o servizio in condizioni di mercato competitivo, data una ragionevole conoscenza del mercato.

Box 5.1 Congruità e ragionevolezza del prezzo

DEFINIZIONE DI PREZZO CONGRUO E RAGIONEVOLE

Va premesso che abbiamo tradotto con "congruo" e "congruità" i termini inglesi "fair" e "fairness", di cui tuttavia la parola italiana costituisce solo un'approssimazione all'interno della tradizione culturale e giuridica del tutto diversa da quella anglosassone del nostro paese.

Il concetto di "fair value" fa parte degli standard contabili internazionali, d'accordo con le prescrizioni del 12 maggio 2011, data in cui l'International Accounting Standard Board ha emanato l'IFRS 13 "Fair Value Measurement". L'IFRS 13 segna un rilevante cambiamento nei principi di interpretazione e di stima del *fair value*, perché identifica il *fair value* non più come un ammontare neutro, per calcolare il quale non ci si poteva porre né dal lato dell'acquirente, né da quello del venditore, ma come un prezzo incassato dalla vendita di un'attività (*exit price*) o da pagare per trasferire una passività. In questo modo si riesce finalmente a risolvere anche il problema dell'incoerenza delle rappresentazioni contabili tra i bilanci delle entità che misurano il *fair value* dal lato dei "venditori" e le entità che si pongono, invece, nell'ottica degli "acquirenti".

In questo contesto, l'IFRS 13 fornisce la seguente definizione di fair value: "*the price that would be received to sell an asset or paid to transfer a liability in an orderly transaction between market participants at the measurement date*". Nelle pratiche correnti del commercio internazionale, si intende inoltre per "*fair price*" un prezzo di livello adeguato a remunerare il lavoro e le altre risorse economiche dei produttori (soprattutto dei piccoli agricoltori) nella produzione di materie prime. Secondo i principi del commercio equo e solidale, tale prezzo deve essere comunque superiore a un minimo vitale e corrisponde, fatte le debite differenze, al concetto di salario minimo portato avanti da molte organizzazioni sindacali.

La letteratura di riferimento indica pertanto come "congruo e ragionevole" (*fair and reasonable*) il prezzo che un imprenditore prudente pagherebbe per un articolo o servizio in condizioni di mercato trasparenti e competitive, data una ragionevole conoscenza del mercato stesso ed una corretta remunerazione del venditore. Sebbene i due concetti di congruità e ragionevolezza siano di norma applicati contestualmente, è possibile attribuire ad ognuno dei due una specifica caratterizzazione.

La congruità è un concetto più propriamente di natura "interna", che attiene ad un punto di vista o interesse specifico. Essa ha quindi un carattere prevalentemente soggettivo. Nel caso di un prezzo, esso può essere congruo per il venditore e non esserlo a contempo per il compratore (o viceversa) i quali possono avere punti di vista ed interessi legittimamente diversi. La congruità di un prezzo richiede pertanto una valutazione separata del bene scambiato dal punto di vista dei differenti attori di una negoziazione.

La ragionevolezza, dal canto suo, è invece un concetto di natura più "esterna", ispirato a principi di obiettività, razionalità, coerenza e inerente alla conformità con gli standard generali di condotta e valutazione accettati da un mercato. Il che le conferisce un carattere prevalentemente oggettivo. Un prezzo ragionevole dovrebbe essere tale per tutti gli attori di uno specifico mercato. Ed infatti, la ragionevolezza di un prezzo viene prevalentemente stimata attraverso un approccio di tipo comparativo.

Mentre l'analisi di congruità richiede un'analisi specifica dei punti di vista dei contraenti, per quanto concerne l'analisi di ragionevolezza la legge federale statunitense sul perfezionamento delle acquisizioni (la FASA del 1994) ha stabilito un importante riferimento in termini di linee guida per i criteri da utilizzare. Essi comprendono:

- 1) il confronto con prezzi contrattuali precedentemente proposti;
- 2) l'utilizzo di metodi di stima parametrici o l'applicazione di parametri grezzi;
- 3) il confronto con listini ufficiali pubblicati per beni o servizi comparabili;
- 4) il confronto con stime dei costi indipendenti del governo;
- 5) il confronto con i prezzi ottenuti attraverso ricerche di mercato per beni o servizi comparabili;
- (6) l'analisi delle informazioni sui prezzi fornite dall'offerente.

Come spiegato precedentemente, la verifica di congruità del prezzo pagato dal Concessionario (Eni + Shell) al Governo nigeriano con la firma del *Resolution Agreement* del 2011 richiede un'analisi approfondita e puntuale, basata su una "valutazione costi-benefici estesa" dal punto di vista di entrambi i contraenti, che includa la stima gli effetti attesi del progetto OPL245, sia in termini di benefici netti (per entrambe le parti), sia in termini di riduzione attesa del valore delle riserve di petrolio del Paese come conseguenza del progetto (capitale naturale). Vanno inoltre stimate le opzioni create e distrutte dal progetto:

- I opzione di esercizio e investimento, composta con la conseguente opzione di modulazione che valorizza la eventuale flessibilità nel tasso di estrazione;
- I opzione di attesa che rappresenta anche la perdita di valore delle riserve tenendo conto della incertezza sui prezzi e sulle quantità anche nel lungo termine;
- I esame di comparatori adeguati.

Dati questi differenti elementi di valutazione, consideriamo che il prezzo possa dirsi congruo se si verificano le seguenti condizioni:

- I i tassi di rendimento del Concessionario (Eni + Shell) non sono maggiori di quelli del Paese;
- I il prezzo si trova nell'intervallo tra il massimo pagamento che il Concessionario avrebbe dovuto essere disposto a versare (compatibilmente con un rendimento adeguato e un accettabile livello di rischio

complessivo) e il minimo pagamento che il concedente sarebbe dovuto essere disposto ad accettare, compatibilmente con l'interesse generale del Paese;

- I gli impatti finanziari ed economici sul Paese sono entrambi sufficientemente positivi anche considerando le esternalità sociali ed ambientali;
- I la riduzione del valore del capitale naturale (le riserve) viene adeguatamente compensata dai risultati del progetto e non compromette la sostenibilità dello sviluppo economico del Paese.

Partiamo quindi dal determinare il prezzo minimo accettabile per il Governo nigeriano. Considerato il valore aggiunto complessivo generato dal progetto e pari a 41.056 MM USD (in valore attuale netto, come precedentemente esposto), occorre sottrarvi i costi di investimento (diretti e indiretti), del capitale naturale eroso dal progetto e dei rischi connessi all'opera.

In merito ai rischi (ossia le probabilità di incorrere in perdite) essi vanno considerati come costi e dovrebbero corrispondere ad accantonamenti di risorse. Pertanto, sono stati stimati utilizzando l'analisi Montecarlo e costituiscono una valutazione prudente, date le incertezze intrinseche dei mercati delle materie prime e del contesto nazionale e internazionale in cui si muove la Nigeria. Il valore complessivo dei rischi ammonta a 1.300 MM USD come indicato nella tabella 5.3.

Tabella 5.3. Il prezzo minimo accettabile per il Governo nigeriano. Valori in MM USD

PROBABILITA' DI RIDUZIONE DI ALMENO DEL 10% DEL PREZZO DEL PETROLIO	30%
PROBABILITA' DI RIDUZIONE DI ALMENO DEL 10% DEL VALORE CREATO DAL PROGETTO	15%
CONTINGENZE LEGATE AI COSTI AMBIENTALI	10%
COEFFICIENTE DI VARIAZIONE DEI BENEFICI ATTESI (SEMIVARIANZA NEGATIVA*)	4,7%
COEFFICIENTE DI AVVERSIONE AL RISCHIO (PESO RELATIVO RISPETTO AI BENEFICI ATTESI)	1
TOTALE COSTI LEGATI AI RISCHI PROGETTUALI E AMBIENTALI	1.300

Fonte: ELABORAZIONE OPENECONOMICS

Nel caso di OPL245, l'incremento di esportazioni ha come contropartita una riduzione delle riserve petrolifere, che costituiscono una componente fondamentale, seppur dormiente, della ricchezza della Nigeria. Applicando il principio del risparmio autentico, il minor valore delle riserve deve considerarsi un costo per il Paese e deve quindi essere dedotto dai benefici creati dal progetto.

Stiamo quindi parlando di una forma di ricchezza aleatoria, che tecnicamente si definisce come “*contingent wealth*”, ossia come ricchezza condizionata alle contingenze particolari che possono verificarsi al momento della sua liquidazione.

Tabella 5.4 Valore delle riserve petrolifere impegnate dal progetto OPL245

Ipotesi: Opzione Americana con 10 anni di scadenza	MM USD
Durata dell'opzione (anni)	10
TASSO DI SCONTO	5%
DIVIDENDO MEDIO ANNUO	821
VALORE DEL SOTTOSTANTE	41.056
STRIKE (COSTI DI INVESTIMENTO)	13.125
VALORE DI OPZIONE CON 50% DI VOLATILITA'	27.578
VALORE DI OPZIONE CON 40% DI VOLATILITA'	26.805
VALORE DI OPZIONE CON 30% DI VOLATILITA'	26.055

NB. CALCOLO EFFETTUATO CON [HTTP://WWW.OPTION-PRICE.COM/OPTION-MATRIX.PHP](http://www.option-price.com/option-matrix.php)

Questa forma di ricchezza può essere valutata con la metodologia delle opzioni reali, uno strumento moderno di stima di uso crescente nelle analisi economiche e finanziarie caratterizzate da incertezza dinamica, ossia da imprevedibilità crescente nel tempo⁸.

La Tabella 5.4 mostra i risultati del calcolo del valore dell'opzione di attesa così definita, che misura il costo opportunità della riduzione delle riserve petrolifere nazionali dell'estrazione del petrolio che sarebbe determinata dal progetto OPL245.

⁸ Per una trattazione generale si veda: Pennisi, G. e Scandizzo, P.L. (2007). *Valutare l'incertezza: L'analisi costi-benefici nel 21° Secolo*, Giappichelli, Torino.

Analisi di congruità

Una volta definiti i valori delle componenti di rischio e di capitale naturale legati al progetto, è possibile procedere alla determinazione del prezzo minimo accettabile dalla Nigeria per il blocco OPL245, pari a 1.241 MM USD, come si evince dalla tabella 5.5.

Il massimo prezzo sostenibile da parte del Concessionario si definisce come il massimo prezzo che lo stesso sarebbe stato disposto a pagare sulla base del proprio "hurdle rate", ossia di un ragionevole valore minimo di rendimento richiesto per coprire i costi del capitale e i rischi specifici del progetto. Questo valore è un punto di riferimento tecnico che viene fissato dal comitato rischi o organo equivalente delle IOC periodicamente per tutti i progetti d'investimento (tipicamente ogni anno), ed eventualmente aggiustato per tener conto di rischi e condizioni specifiche dei singoli progetti.

Tabella 5.5. Il prezzo minimo accettabile per il Governo nigeriano. Valori in MM USD

A	VALORE AGGIUNTO DAL PROGETTO	41.056
B	COSTI DI INVESTIMENTO	6.468
C	COSTI DI INVESTIMENTO INDOTTO	6.946
D = A - B - C	VALORE AGGIUNTO MENO COSTI DI INVESTIMENTO	27.642
E	RISCHI CONNESSI	1.300
F	VALORE DEL CAPITALE NATURALE (OPZIONE DI ATTESA)	27.583
G = E + F - D	PREZZO MIN. ACCETTABILE (PER IL GOVERNO NIGERIANO)	1.241

FONTE: ELABORAZIONE OPENECONOMICS

Nell'periodo di negoziazione del prezzo di OPL245 (a partire da aprile 2010), l'hurdle rate era fissato per l'ENI al 12.5%, ma nel dicembre dello stesso anno, in risposta alle cambiate condizioni dei tassi di interesse internazionali era stato ridotto all'11.5%, ovvero il rendimento minimo richiesto degli investimenti si era ridotto per effetto del mutato costo del denaro (che era passato al 9% circa per Eni). Pertanto, al momento della firma, l'hurdle rate di Eni era all'11,5%.

Sulla base di questo tasso (12.5%), il prezzo massimo sostenibile dal concessionario nel 2011 era pertanto di 1.929 MM USD, come evidenziato in tabella 5.6, mentre se viene utilizzato il tasso del 11.5%, il prezzo massimo si collocava ai 2.307 MM USD.

Occorre a tal proposito evidenziare come il progetto OPL245 dovesse considerare un rischio più elevato della media degli investimenti del portafoglio Eni in quanto (1) ereditava un contenzioso che, seppure formalmente da risolvere alla firma, introduceva un elemento di rischio post contrattuale elevato (che si è poi confermato nei fatti come una perdita netta per Eni) e, (2) era localizzato nel paese a più elevato rischio politico al mondo insieme al Sudan (vedi figure 3.7 e 3.8).

Tabella 5.6. Prezzo massimo sostenibile dal Concessionario. Prezzi costanti in MM USD del 2011

PREZZO MASSIMO SOSTENIBILE DA PARTE DEL CONCESSIONARIO (IRR 12,5%)	1.929
PREZZO MASSIMO SOSTENIBILE DA PARTE DEL CONCESSIONARIO (IRR 11,5%)	2.307

Fonte: ELABORAZIONE OPENECONOMICS SU DATI ENI / SHELL

Tabella 5.7. Prezzo pagato dal Concessionario. Prezzi costanti in MM USD del 2011

Totale cash	1.300
Back-in option	402
PREZZO TOTALE PAGATO DAL CONCESSIONARIO	1.702

Fonte: ENI / SHELL

Tabella 5.8. Ripartizione del Cash Flow complessivo in quote delle parti (MM USD del 2011 in Valore Attuale AL 9,5%)

VALORE ATTUALE DEL CASH FLOW DEL PROGETTO	6.434	
VALORE ATTUALE DELLA QUOTA CONCESSIONARIO MENO IL PREZZO PAGATO	1.544	24%
VALORE ATTUALE (9.5%) DELLA QUOTA FGN PIU' IL PREZZO RICEVUTO	4.890	76%

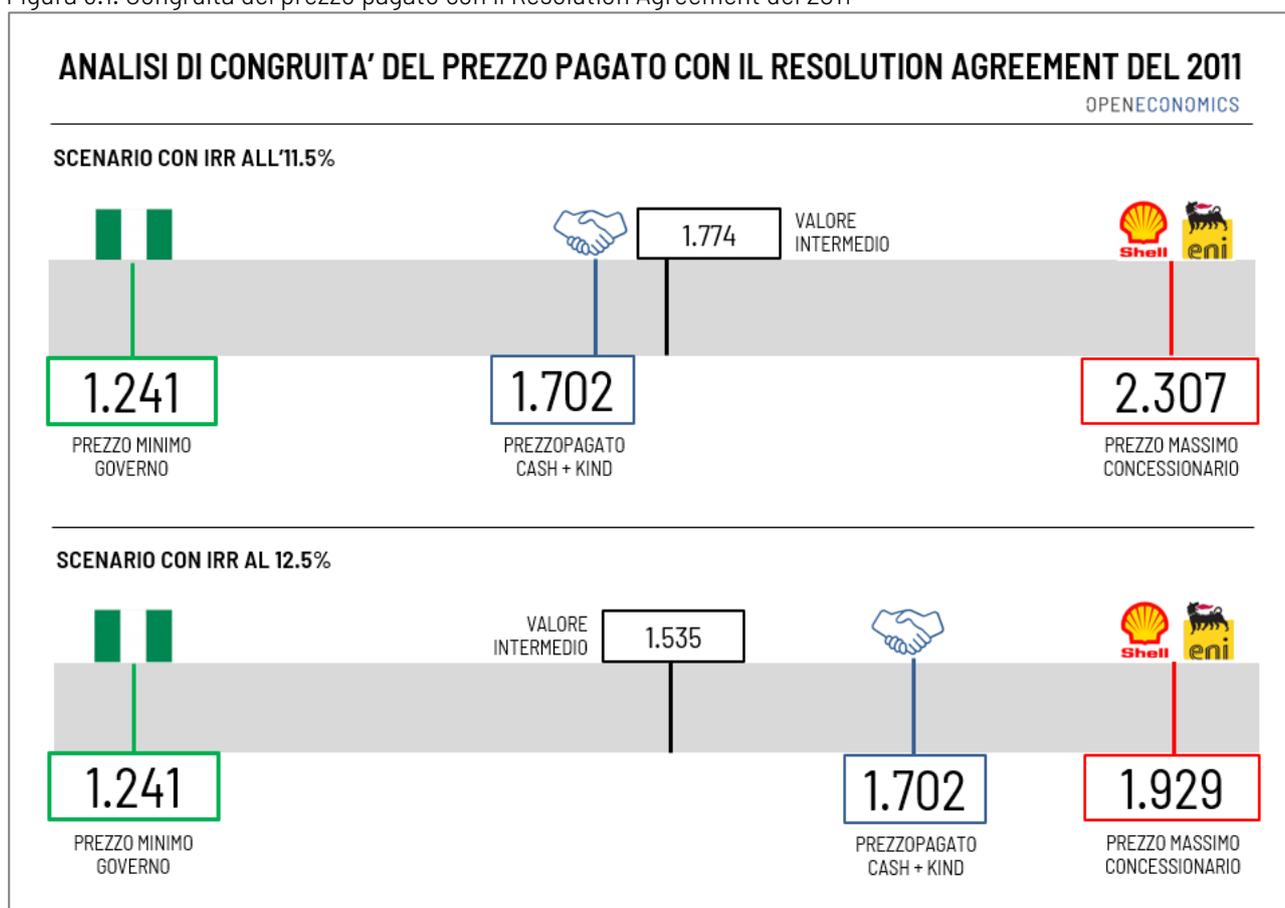
Fonte: ENI / SHELL

Pertanto, il range di congruità e ragionevolezza del prezzo nel 2011, stante il contesto, la rischiosità e le caratteristiche tipologiche del blocco OPL245, partiva dai 1.241 MM USD del prezzo minimo accettabile da parte del Governo nigeriano ed arrivava ai 1.929 MM USD del prezzo massimo che il Concessionario sarebbe dovuto essere disponibile a pagare in considerazione di un tasso minimo atteso di remunerazione pari al 12,5% al lordo dell'inflazione, ovvero a 2.307 MM USD nel caso di un *hurdle rate* dell'11.5%.

Come mostra la Tabella 5.8, il prezzo pagato dal concessionario, tenendo conto della struttura fiscale determinata dal *Resolution Agreement* è tale che il valore attuale netto più probabile del blocco OPL245, si ripartisce per un valore pari a 4.890 MM USD al FGN (pari al 76% del totale) e 1.544 (pari al 24% del totale) al Concessionario (Eni + Shell).

Tutto ciò premesso, il prezzo corrisposto dal Concessionario (Eni + Shell) al Governo nigeriano nel 2011 per il blocco OPL245 risulta congruo in quanto ricade nell'intervallo tra il prezzo minimo accettabile dal Governo nigeriano e quello pagabile dal Concessionario, sia nel caso di *hurdle rate* all'11,5% che al 12,5%. In particolare, nel primo caso si colloca a ridosso del prezzo mediano che ripartisce in maniera equa tra le parti il valore dell'intervallo, mentre nel secondo caso si trova addirittura sopra il prezzo mediano riconoscendo al Governo nigeriano la parte prevalente del margine di trattativa (come è possibile osservare chiaramente nel grafico in figura 5.1). Il prezzo inoltre determina una ripartizione del valore attuale netto più probabile del blocco OPL 242 tale da assegnare una quota del 76% al governo nigeriano e del 24% al concessionario (Eni-Shell).

Figura 5.1. Congruità del prezzo pagato con il Resolution Agreement del 2011



FONTE: ELABORAZIONE OPENECONOMICS 2019

Analisi di ragionevolezza

L'analisi comparativa trova un riscontro giurisprudenziale nelle numerose dispute contrattuali registrate tra Paesi produttori e Compagnie Petrolifere, attraverso il cosiddetto "Equity Model".

Tale modello tenta di accertare l'effettivo intento delle parti nel negoziare e stilare un contratto sulle sostanze (petrolio, gas ecc.) da estrarre e i diritti associati, analizzandone le cause e le conseguenze sulla ripartizione degli utili e dei rischi.

In molti dei casi riportati in letteratura e nei documenti disponibili, le parti non avevano avuto un "intento specifico" concernente la questione dell'equità, fino a quando tale problema non era stato fatto emergere dallo sviluppo di un contenzioso per ragioni esogene o endogene al valore successivo attribuito alla sostanza contestata. La giurisprudenza tradizionale è stata portata quindi a considerare le informazioni e gli impatti estrinseci ai termini del documento contrattuale come base per una interpretazione che cerca di ottenere ciò che la Corte (eventualmente arbitrale) può essere convinta a considerare come un risultato equo.

Di conseguenza, il riferimento comparativo può essere sviluppato utilizzando schemi analitici, che travalicano la lettera del documento contrattuale e ne riducono la complessità a un confronto *coeteris paribus* con uno o più controfattuali, e ai risultati ultimi prevedibili rispetto a casi analoghi. A tal fine va considerato l'elemento implicito di rischio dell'asset da contrattualizzare in considerazione del fatto che l'OPL245 era al tempo già oggetto di una disputa legale. D'altra parte, la rilevanza di tale rischio si è successivamente rivelata nei fatti essere consistente. Tutto ciò andrebbe considerato puntualmente, sia nella composizione del paniere di contratti comparabili, sia nell'applicazione dell'Equity Model.

Sulla base di quanto esposto in precedenza in merito alla verifica di ragionevolezza, in considerazione delle specificità e della complessità degli asset petroliferi gli unici due criteri applicabili nel caso di OPL245 sono: (1) il confronto con prezzi contrattuali precedentemente proposti per blocchi comparabili (*deep off shore* in paesi ad elevato rischio politico, tra il 2000 e il 2011) e (2) l'analisi della struttura dei costi e delle altre informazioni disponibili sul prezzo.

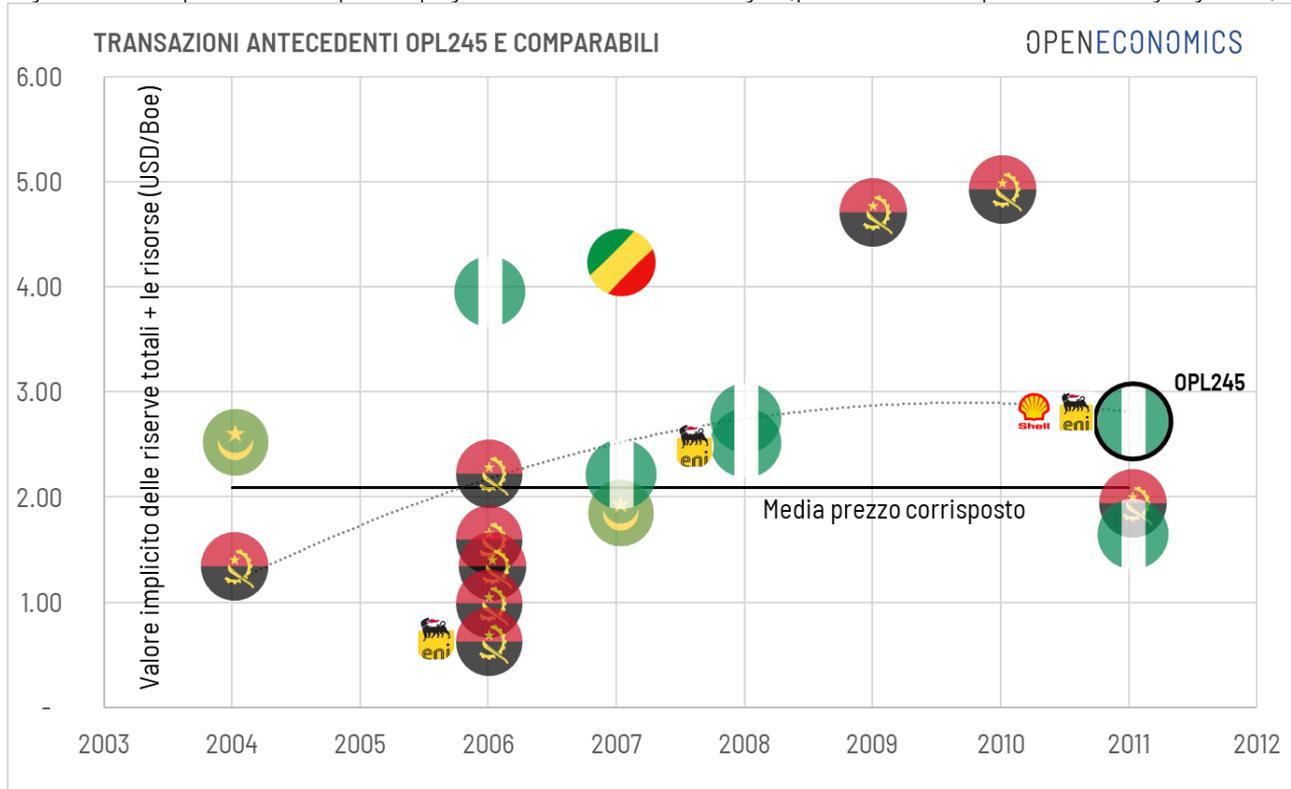
Dalla comparazione con i prezzi pagati nella stessa area geografica, nel medesimo periodo storico per blocchi con riserve nello stesso ordine di grandezza di OPL245 (vedi tabella 5.9 e descrizioni di dettaglio in appendice), il prezzo corrisposto, anche in considerazione dei termini contrattuali fiscali e di suddivisione dei profitti, appare non discostarsi in maniera significativa dalle prassi internazionali, ponendosi sopra il prezzo medio a barile di quasi il 30% (figura 5.2), con IRR in linea con le performance di settore (figura 5.3).

Tabella 5.9. Elenco transazioni analoghe e antecedenti OPL245 nella stessa area geografica

Country	Year	Buyers	Sellers	Key Assets	Total Transaction Value, US\$MM	Total Reserves + Resources, MMboe	Total Reserves + Resources Implied Value, US\$/Boe
Angola	2004	China Petrochemical Corporation; Sinopec Int'l Petroleum Exploration & Production Corporation; Sociedade Nacional de Combustiveis de Angola, Empresa Publica	Royal Dutch Shell plc	Pre-emption to acquire 50% stake in Angola Block 18 (Greater Plutonio)	600.00	437.50	1.37
Mauritania	2004	BG Group plc	Hardman Resource	13.084% in PSC Area A (Banda) and 11.63% in PSC Area B (Chinguetti & Tiof) offshore Mauritania	132.00	53.20	2.48
Angola	2006	Total S.A.	Gov't of Angola	30% stake and operator rights for undeveloped offshore Block 17/06 in Angola	670.00	300.00	2.23
Angola	2006	China Petrochemical Corporation; Sociedade Nacional de Combustiveis de Angola, Empresa Publica	Gov't of Angola	40% stake in undeveloped offshore Block 18 in Angola	440.00	280.00	1.57
Angola	2006	Petroleo Brasileiro SA	Gov't of Angola	30% stake and operator rights for undeveloped offshore Block 18 in Angola	320.00	210.00	1.52
Angola	2006	China Petrochemical Corporation; Sociedade Nacional de Combustiveis de Angola, Empresa Publica	Gov't of Angola	27.5% stake in undeveloped offshore Block 17 in Angola	302.50	275.00	1.10
Angola	2006	China Petrochemical Corporation; Sociedade Nacional de Combustiveis de Angola, Empresa Publica	Gov't of Angola	20% stake in undeveloped Block 15 offshore Angola	180.40	300.00	0.60
Angola	2006	Eni S.p.A.	Gov't of Angola	35% stake in undeveloped Block 15 offshore Angola	315.70	525.00	0.60
Nigeria	2006	CNOOC Limited	South Atlantic Petroleum	45% stake in deep-water Nigeria License OML 130, including Akpo field	2,692.00	682.50	3.94
Mauritania	2007	Kuwait Foreign Petroleum Exploration Company	BG Group plc	Producing and non-producing oil and gas blocks in Mauritania, West Africa	128.00	67.10	1.91
Nigeria; Sao Tome and Principe	2007	Addax Petroleum Corporation	Exxon Mobil Corporation	40% working interest in Block 1 located in offshore Nigeria	77.60	36.30	2.14
Republic of the Congo (Brazza-ville)	2007	PA Resources AB	Murphy Oil Corporation	35% share in the Mer Profond Sud Exploration Permit and 35% in the Azurite field	110.00	26.00	4.23
Nigeria	2008	Oando Plc	Eni S.p.A.	15% stake in Deep-water Abo Field and Oberan Discovery	197.00	24.80	2.65**
Nigeria	2008	Eni S.p.A.	Royal Dutch Shell plc	49.81% stake in deep-water Abo field and Oberan discovery	625.80	82.50	2.53**
Angola	2009	Government of Angola; Sociedade Nacional de Combustiveis de Angola, Empresa Publica	Marathon Oil Corporation	20% interest in undeveloped deep-water Block 32	1,300.00	273.00	4.76
Angola	2010	China Petroleum & Chemical Corporation; China Sonangol Int'l Holding Limited; Sonangol Sinopec Int'l	Total S.A.	5% in Block 31	714.90	144.20	4.96
Angola	2011	A.P. Moeller-Maersk Group; Maersk Oil	Devon Energy Corporation	15% in Angola deep-water Block 16; Chissonga field	70.00	36.50	1.92
Nigeria	2011	Eni S.p.A.; Royal Dutch Shell plc	Gov't of Nigeria	OPL 245; undeveloped Etan and Zabazaba fields	1,300.00	482*	2.70
Nigeria	2011	Jacka Resources Limited	Providence Resources	2.67% in OML 113	16.00	10.00	1.60

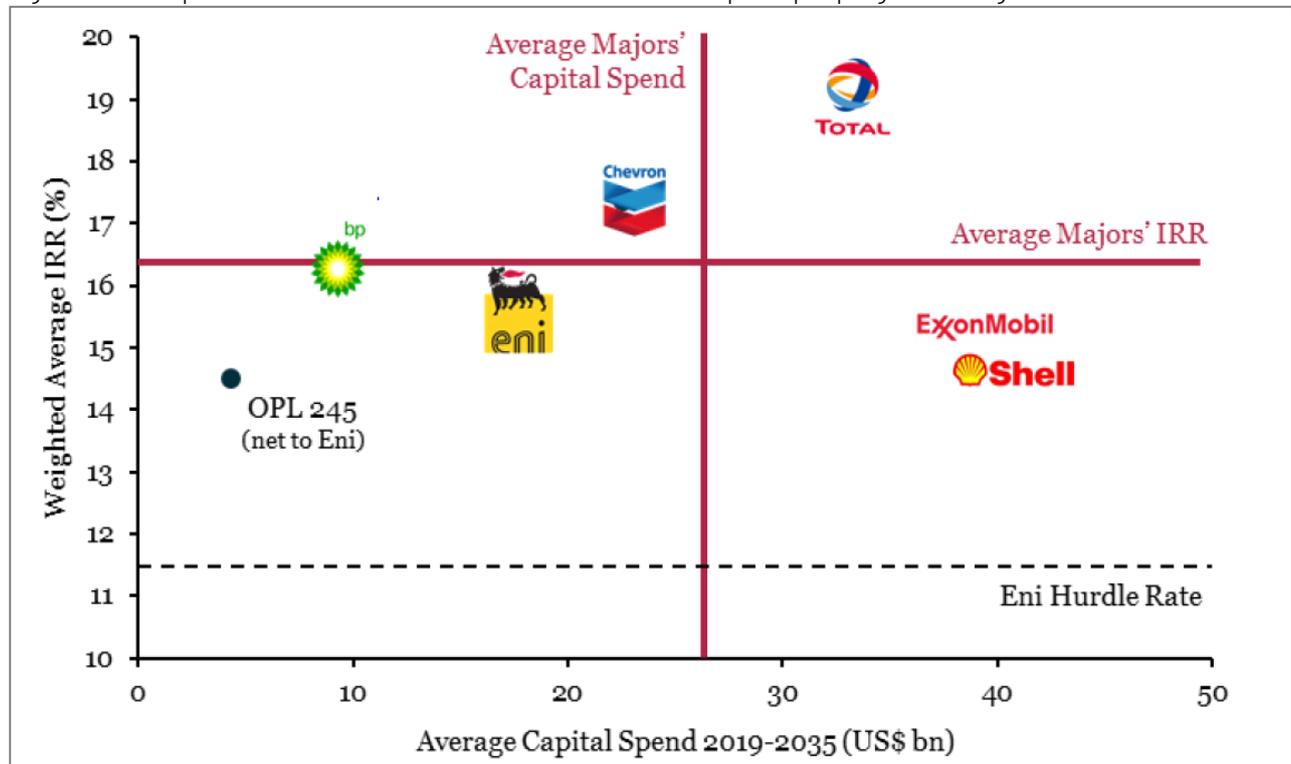
FONTE: SGS. 2018

Figura 5.2. Comparazione del prezzo pagato con transazioni analoghe (per dimensione, periodo e area geografica)



FONTE: ELABORAZIONE OPENECONOMICS SU DATI SGS, 2018

Figura 5.3. Comparazione dell'IRR di OPL245 con le medie di comparto per progetti analoghi



FONTE: ACCESS CORPORATE FINANCE, 2018

Per tenere conto in modo sistematico della relazione complessa tra il valore delle transazioni, le dimensioni stimate delle riserve e i prezzi pagati dalle IOC, abbiamo anche effettuato un'analisi econometrica dei contratti presi in considerazione nella tabella 5.9, per sottoporre a test due ipotesi:

(1), che vi sia una relazione sistematica e non lineare tra valori delle transazioni effettuate e i valori stimati delle riserve e,

(2) che il prezzo pagato al Governo nigeriano sia significativamente al di sotto dei prezzi pagati in altre transazioni in condizioni statistiche di "coeteris paribus".

Le stime ottenute, utilizzando il procedimento di regressione logaritmica, hanno rigettato l'ipotesi che la Nigeria o gli altri paesi considerati abbiano goduto (o sofferto) di discriminazione di prezzo. Le stime hanno altresì portato alla individuazione della seguente relazione tra il valore delle transazioni e il valore delle riserve:

$$\begin{aligned} \text{Log}(\text{prezzo per barile}) \\ &= 0.49 \log(\text{consistenza riserve in MIB}) \\ &\quad - 0.06 \log(\text{consistenza riserve in MIB})^2 \end{aligned}$$

Questa equazione implica che il prezzo pagato dalle IOC tende a crescere proporzionalmente con la dimensione delle riserve stimate (all'aumento del 10% delle riserve stimate corrisponde un incremento del prezzo pagato per barile di circa il 50%), ma, allo stesso tempo, a decrescere con il quadrato del logaritmo delle riserve in riconoscimento dei rischi maggiori legati alla maggiore dimensione del giacimento e della attendibilità della previsione.

Il prezzo appare quindi congruo e ragionevole anche in considerazioni delle proiezioni di produttività, dei relativi cash flows e dei tassi di rendimento minimi attesi dal Concessionario.

Tutti questi elementi sono, anche statisticamente (come prova la stima econometrica), in linea con gli orientamenti delle principali imprese petrolifere internazionali nel periodo di riferimento. Infatti, l'IRR tipico del comparto industriale per progetti non sviluppati si attesta in media intorno al 16%.

Pertanto, il prezzo corrisposto dal Concessionario al Governo nigeriano nel 2011 appare congruo e ragionevole alla luce delle caratteristiche del blocco OPL245 e dell'evoluzione storica del mercato petrolifero nigeriano ed internazionale.

Box 5.2 Hurdle rate

L'hurdle rate

La selezione degli investimenti costituisce un momento importante della programmazione aziendale e determina, in ultima analisi, la sua performance sui mercati dei prodotti e dei capitali. Tipicamente, un'azienda produttiva utilizza capitali di rischio (la c.d. equity) e di debito (prestiti obbligazionari e bancari). Questi fanno parte del passivo del suo patrimonio e hanno un costo implicito ed esplicito che può essere espresso come una percentuale del totale e comprende sia gli interessi pagati, sia i costi opportunità (gli interessi che potrebbero essere guadagnati dal capitale proprio in impieghi alternativi). La media ponderata di questi costi costituisce una stima del costo del capitale per l'azienda e misura il sacrificio economico medio che l'azienda sopporta per impiegare il suo capitale. Dal lato dell'attivo del suo patrimonio, d'altra parte, l'azienda consegue dei tassi di rendimento sui vari progetti e sugli altri impieghi, perciò la media ponderata di tali rendimenti costituisce la controparte positiva del costo medio del capitale sulle passività aziendali.

La programmazione economica delle società di capitali ha lo scopo, nel quadro della missione aziendale, di far sì che il patrimonio netto, definito come la differenza tra il valore delle attività e il valore delle passività aziendali, ossia il valore dell'azienda per gli azionisti, sia il maggiore possibile. Nel contesto delle operazioni di programmazione, la selezione e la valutazione della spesa in conto capitale e degli investimenti (capital budgeting) è quindi uno strumento chiave di performance aziendale.

In questo quadro l'*hurdle rate* si definisce come il tasso di rendimento minimo accettabile su qualsiasi progetto o investimento intrapreso dall'azienda. È anche conosciuto come il tasso di rendimento richiesto dell'azienda o tasso di destinazione. Questo tasso si ottiene valutando il costo del capitale, i rischi connessi e le attuali opportunità nell'espansione delle imprese, i tassi di rendimento per investimenti simili e altri fattori che hanno un effetto diretto sugli investimenti.

Più precisamente, il suo calcolo si può descrivere con la seguente formula: *hurdle rate* = costo medio ponderato del capitale per l'impresa + rischio medio diversificabile del portafogli progetti dell'impresa + rischio specifico (non diversificabile).

Analisi prezzo pagato da Eni a Shell

Nel 2011, al momento della firma del Resolution Agreement, in virtù delle esplorazioni fatte e dell'investimento effettuato di circa 350 MM USD, Shell era titolare del diritto di investimento nella fase 2 e 3 del progetto OPL245. Occorre ricordare che nella fase 1 (esplorazione) Shell aveva già sostenuto investimenti per 336 MM USD (fonte Shell). Tali investimenti non sono stati considerati ai fini delle stime che seguono. Il valore di tale diritto, tenendo conto di una volatilità storica del tasso di rendimento del mercato petrolifero è di circa il 50% e quella del capitale di rischio (equity) di circa il 17%, si può stimare come segue.

L'esercizio di tale opzione avrebbe portato ad acquisire un asset dal valore complessivo di 7.013 MM USD pari al VAN della quota SHELL per il periodo di produzione a partire dal 2017.

Tenendo conto anche del valore dell'opzione di *Back-in* e del pagamento di 1.300 MM USD verso il governo nigeriano, e del fatto che Shell avrebbe inoltre dovuto anticipare tutti i costi di investimento, pari a un valore attuale netto (al 9% di tasso di sconto) di 3.632 MM USD, il costo di esercizio dell'opzione (strike) pari a 5.334 MM USD.

Tabella 5.10. Valore della Opzione Progettuale per SHELL

Opzione Reale per ENI-Shell	MM USD
Tasso di Sconto	9%
Valore Attuale dei Ricavi Previsti	7.013
(a) Opzione di Back In	402
(b) Consideration Bonus	1.300
(c) Costi di investimento	3.632
Strike (a+b+c)	5.334
Duration (anni)	0.8
Tasso privo di rischi	0.18%
Dividendo	5
Volatilità	50%
Valore Opzione Reale	1.977

Fonte: ELABORAZIONE OPENECONOMICS

La Tabella 5.10 mostra il valore dell'opzione reale (facoltà ma non obbligo di eseguire il progetto di estrazione su OPL245, sulla base dei diritti e delle conoscenze acquisite dalle esplorazioni già fatte, e dai contratti in essere) detenuta dalla Shell sul progetto.

Il valore di una tale opzione reale, di tipo americano (ossia esercitabile in qualsiasi momento), dipende criticamente dalla sua durata, ossia dall'orizzonte temporale percepito dai contraenti.

Assumendo che l'orizzonte di possibilità di esercizio fosse immediato (meno di un anno), per una volatilità intorno al 50% e per un tasso di interesse corretto per il rischio dello 0.18% (corrispondente allo yield dei treasuries della lunghezza temporale comparabile), la stima è di 1.977 MM USD. L'ENI ha acquistato la metà di tale opzione pari ad un valore complessivo di 988 MM USD.

Dalla tabella 5.11 si evince che per acquistare l'opzione Eni ha pagato (direttamente e indirettamente a Shell) un prezzo complessivo di 982 MM USD (che tiene conto di un premio riconosciuto a Shell di 330 MM USD per operatorship, *upside esplorativo* e *derisking* delle riserve).

Pertanto, anche il prezzo pagato da Eni a Shell per entrare al 50% nel progetto appare per entrambe le parti congruo e ragionevole rispetto alle caratteristiche del diritto acquisito.

Tabella 5.11. Somme Pagate da ENI e Shell per il *Consideration bonus* (prezzi costanti USD 2011)

Valori in MMUSD	NAE (Eni)	SNEPCO (Shell)	Total
Consideration NAE/SNEPCO (50/50)	650	650	1300
Premio riconosciuto a SNEPCO per:	330	-330	
> operatorship	100	-100	
> upside esplorativo (prospect Songu)	50	-50	
> derisking riserve in quota NAE	180	-180	
Total consideration	981.6	318.4	1.300
Consideration USD/bbl (460 MM bbl totali)	4.3	1.4	2.8
<i>Shell inoltre rinuncia ai contenziosi con le autorità nigeriane e con Malabu circa la titolarità di OPL245</i>			

Fonte: ENI / SHELL

6. ANALISI DEGLI SCENARI CONTRATTUALI ALTERNATIVI

Premessa metodologica

Come già spiegato estesamente nel Capitolo 2, poiché le IOC devono sostenere il costo di molti investimenti esplorativi infruttuosi per ogni scoperta produttiva, non è appropriato giudicare isolatamente la equanimità di un particolare contratto. Esso va invece valutato nel contesto globale della diversificazione del rischio, attuata attraverso una strategia di “portafoglio di esplorazioni”, che consente alla singola IOC di finanziare le inevitabili esplorazioni infruttuose (ovvero il 50% in media di *dry wells*) grazie ai rendimenti delle esplorazioni di successo.

Anche la comparazione tra contratti differenti è piuttosto complessa e rischia di essere incoerente, in quanto le caratteristiche minerarie e di contesto geologico, storico, legislativo, fiscale e negoziale, peraltro tra di loro interrelate, sono sempre piuttosto specifiche. Tali specificità, di contesti e di rischio, andrebbero considerate attentamente anche nel caso della comparazione di scenari ipotetici derivanti dalla pedissequa applicazione al blocco OPL245 dei differenti framework contrattuali previsti nel tempo dalla normativa nigeriana.

Al fine di estendere la verifica di congruità e ragionevolezza, già svolta sul prezzo, all’interesse dei termini contrattuali applicati con il *Resolution Agreement* del 2011, è stata quindi effettuata una comparazione che ha tenuto conto di tutte le condizioni al contorno, in modo da rendere i differenti scenari correttamente comparabili.

I sei scenari analizzati (riassunti nella tabella 6.1) sviluppano le diverse condizioni di applicazione di tre modelli contrattuali: (1) il *Resolution Agreement* del 2011, (2) il PSC 2000/2003 e il (3) PSC 2005.

Il *Resolution Agreement* è stato considerato nei due scenari di (a) valorizzazione dell’opzione di *Back-in* senza esercizio della stessa e (b) esercizio dell’opzione con conseguente azzeramento del suo valore potenziale. Per entrambi i PSC (2000/2003 e 2005) sono stati considerati due scenari: (a) con pagamento e (b) senza il pagamento del *Consideration bonus*.

Tabella 6.1. Descrizione degli scenari di comparazione

RA + OP. BACK IN	<i>Resolution Agreement</i> del 2011 considerato il valore di opzione in caso di non esercizio
RA + BACK IN	<i>Resolution Agreement</i> del 2011 nel caso di esercizio dell'opzione di <i>Back-in</i>
PSC 2000	Applicazione dei termini del PSC2000/2003 senza pagamento del <i>Consideration bonus</i>
PSC 2000 + CB	Applicazione dei termini del PSC2000/2003 senza pagamento del <i>Consideration bonus</i>
PSC 2005	Applicazione dei termini del PSC2005 senza pagamento del <i>Consideration bonus</i>
PSC 2005 + CB	Applicazione dei termini del PSC2005 senza pagamento del <i>Consideration bonus</i>

Fonte: ELABORAZIONE OPENECONOMICS

La successiva tabella 6.2 esplicita in dettaglio le principali assunzioni ed ipotesi dell'analisi comparativa tra le diverse forme contrattuali.

Per quanto riguarda i tassi di sconto utilizzati, bisogna tener conto che le comparazioni effettuate coinvolgono stakeholder, quali il governo nigeriano, e le società concessionarie, che presentano profili finanziari ed economici soggettivi diversi.

Il governo nigeriano, infatti, rappresenta il punto di vista della collettività del Paese, perciò il suo tasso di sconto riflette il tasso di preferibilità dei beni presenti rispetto ai beni futuri e il tentativo di trovare un equilibrio tra i consumi della generazione corrente e delle generazioni future. Per questa ragione, e in linea con le stime effettuate con la valutazione di impatto e con le indicazioni delle istituzioni multilaterali, è stato utilizzato un tasso di sconto economico del 5%.

Per i concessionari, d'altra parte, è necessario considerare un punto di vista privatistico e di periodo più breve, poiché le società di capitale sono responsabili verso i loro azionisti per produrre una remunerazione adeguata del capitale tenendo conto dei vari tipi di rischi di impresa.

Per questa ragione, per la stima dei valori attuali dei profitti delle IOC, abbiamo utilizzato una stima del costo medio del capitale del 9.5%, fornita dall'ENI.

Sia nel caso dei proventi del governo nigeriano, sia di quello delle IOC, i valori attuali sono al netto dell'inflazione; nel caso del governo, perché i flussi di cassa sono stimati direttamente in termini reali e nel caso delle IOC perché il tasso di sconto utilizzato ha anche l'effetto di compensare l'inflazione dei cash flow correnti.

Come *hurdle rate* è stato inoltre utilizzato un tasso dell'11.5% (o in alternativa del 12,5%), comprensivo del costo medio del capitale del 9.5% e di un premio per il rischio del 2.5%.

Tabella 6.2. Principali assunzioni e ipotesi per i differenti schemi contrattuali

ASSUMPTION	RA + OP. BACK IN	RA + BACK IN	PSC 2000	PSC 2000 + CB	PSC 2005	PSC 2005 + CB
Struttura del contratto	PSA 100%	PSA 50% + PSC 50%	PSC 100%			
Licence holder (NNPC First Party)	Eni 50% + Shell 50%	(Eni+Shell) 50% + NNPC 50%	NNPC 100%			
Contractor Party (CP)	NA	PSA: NA PSC: Eni 50% + Shell 50%	Eni 50% + Shell 50%			
NNPC Back-in Option	Granted	Granted	NA			
NNPC Back-in Option	Not exercised	Exersived				
Back-in Option value	402 MM USD	NA				
Royalty (>1.000M)	0%				8%	
Cost Recovery Limit	100%				80%	
Profit Oil Share	NA	30%FP / 70%CP based on cum prod on 50% 1st Party	30%FP / 70%CP based on cum prod on	30%FP / 70%CP based on cum R-factor		
Production Bonus	NA	On PSC only (50%)	100 kbbls @ 50.000 kbbls	200 kbbls @ 1.000 kbbls		
		100 kbbls @ 50.000 kbbls	200 kbbls @ 1.000 kbbls	1.000 kbbls @ 220.000 kbbls		
		200 kbbls @ 1.000 kbbls		1.000 kbbls @ 500.000 kbbls		
Signature Bonus	208 MM USD					
Consideration Bonus	1.092 MM USD	1.092 MM USD		1.092 MM USD		1.092 MM USD
Contract effective date	2011					
Project lifespan	15 Years					
Reservs	459 (MM bbls)					
Plateau Production	110,000 bpd					
First Oil	2017					
Production License duration	20 Years					
Capital Depreciation	5 Years					
Education Tax	2%					
Petroleum Profits Tax	50%					
Investment Tax Allowance	YES					
Price Scenario LT Oct. 2010	Marker - 2011: 71,5 \$/bbl, 2012: 71,80 \$/bbl, 2013: 72 \$/bbl, 2014: 72 \$/bbl					
Discount Rate	5% (Economic) / 9,5% (Financial)					
Evaluation Year	01-gen-11					
Type of Evaluation	Residual Life from 2011					
Exploration Expenditures	207 (MM USD) (Eni reimbursement to Shell 225 MM USD)					
Hurdle Rate Eni	11,5% / 12,5%					
Hurdle Rate Eni + Shell	11,5% / 12,5%					
Development Costs	5,511 (MM USD)					
Abandonment Costs	567 (MM USD)					
Value Added Tax (VAT)	5%					

FONTI DATI: World Bank, Africa Development Bank, Fondo Monetario Internazionale, Nazioni Unite, Nigerian State Environmental Protection Agency, Nigerian Department of Petroleum Resources, Niger National Petroleum Corporation (NNPC). FONTI CLAUSOLE: block 245 malabu resolution agreement, BLOCK 245 RESOLUTION AGREEMENT, BLOCK 245 SNUD RESOLUTION AGREEMENT.

Le assunzioni contrattuali e fiscali ed i valori di cash flow tecnico calcolati nel confronto degli schemi contrattuali rappresentano la migliore stima elaborata con le informazioni disponibili nel 2011 rispetto a contratti teorici standard e best practice internazionali, ma non si intendono rappresentative di ipotesi negoziali effettivamente proposte, discusse o formalizzate tra le parti.

Per ognuno dei 6 scenari sono stati calcolati (in Valore Attuale a prezzi costanti in USD 2011):

- I I profitti
 - Per il Governo nigeriano (FGN)
 - Per il Concessionario (Eni + Shell)
 - Per Eni e Shell, separatamente
- I L'Internal Rate of Return (IRR = Tasso interno di rendimento o TIR) per il Concessionario (Eni + Shell)
- I L'impatto economico del progetto nel lungo periodo in termini di:
 - Valore aggiunto lordo totale del progetto
 - Valore aggiunto netto totale per la Nigeria

Analisi del prezzo nei differenti scenari contrattuali

La prima comparazione è stata effettuata analizzando il prezzo corrisposto. I risultati principali sono dettagliati nelle tabelle da 6.3 a 6.7. La tabella 6.3. ed il grafico 6.1, in particolare, confermano che i profitti per il governo nigeriano avrebbero potuto essere maggiori del *Resolution Agreement* con le forme di PSC 2000/2003 e 2005, ancor più se confermando il pagamento del Consideration bonus di 1.092 MM USD. La quota di profitti attribuita al Governo nigeriano passerebbe infatti dal 76% del caso ad esso più sfavorevole (RA 2011 + Opzione) al 81,4% del caso più favorevole (PSC2005).

Se si considerasse dovuto il pagamento del Consideration bonus anche nel caso di PSC2000/2003 e PSC2005, la quota di profitti per il Governo salirebbe addirittura oltre il 98%, assorbendo la quasi totalità dei profitti.

Occorre quindi verificare se i casi più favorevoli per il Governo nigeriano siano sostenibili per il Concessionario.

Come si vede dalla tabella 6.4, l'applicazione delle clausole contrattuali PSC2000/2003 e PSC2005 mantenendo il pagamento del *Consideration bonus* di 1.092 MM USD avrebbe significato una caduta del tasso di rendimento del Concessionario al di sotto dell'*hurdle rate* e quindi a una rinuncia da parte dello stesso perseguire il progetto di investimento nel blocco OPL245.

Tabella 6.3. Comparazione dei cash flow dai punti di vista del concedente e del concessionario

CASHFLOW	RA + OP. BACK IN	RA + BACK IN	PSC 2000	PSC 2005	PSC 2000 + CB	PSC 2005 + CB
Profitti Concessionario 	1,544	1,684	1,725	1,196	635	106
IRR per il Concessionario	13.36%	14.41%	16.96%	14.95%	11.48%	9.85%
Entrate fiscali dirette	3,188	3,140	3,140	2,739	3,140	2,739
Signature bonus + consideration	1,300	1,300	210	210	1,300	1,300
Valore dell'Opzione di Back-in	402	-	-	-	-	-
Profit oil share per la Nigeria		310	1,359	2,289	1,359	2,289
Profitti Governo nigeriano 	4,890	4,750	4,709	5,238	5,799	6,328
%Profitti Nigeria 	76.0%	73.8%	73.2%	81.4%	90.1%	98.4%
% Profitti Concessionario 	24.0%	26.2%	26.8%	18.6%	9.9%	1.6%

FONTE: ELABORAZIONE OPENECONOMICS

Nella stessa tabella, i soli casi accettabili per il Concessionario risultano quelli effettivamente perseguiti, ovvero il *Resolution Agreement* con *Back-in* option e con esercizio della stessa, e i due PSC più recenti, ma soltanto nel caso di non pagamento del *Consideration bonus* da 1.092 MM USD.

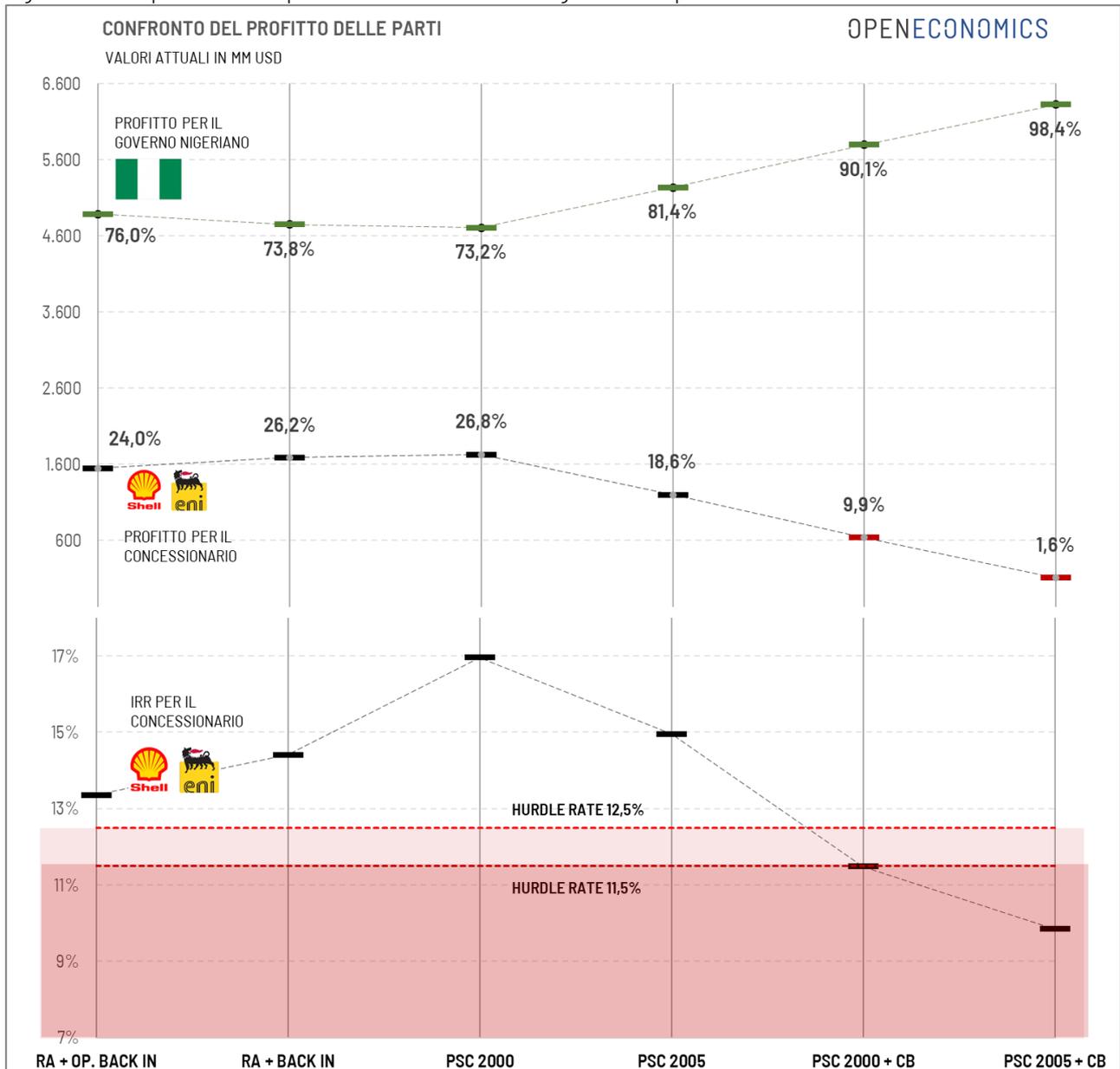
Tabella 6.4. Comparazione dei Tassi di rendimento per il Concessionario nei differenti scenari

Hurdle rate = 11,5%	RA + OP. BACK IN	RA + BACK IN	PSC 2000	PSC 2005	PSC 2000 + CB	PSC 2005 + CB
IRR per il Concessionario	13,36%	14,41%	16,96%	14,95%	11,48%	9,85%
Hurdle Rate	11,50%	11,50%	11,50%	11,50%	11,50%	11,50%
	1,86%	2,91%	5,46%	3,45%	-0,02%	-1,65%
Hurdle rate = 12,5%	RA + OP. BACK IN	RA + BACK IN	PSC 2000	PSC 2005	PSC 2000 + CB	PSC 2005 + CB
IRR per il Concessionario	13,36%	14,41%	16,96%	14,95%	11,48%	9,85%
Hurdle Rate	12,50%	12,50%	12,50%	12,50%	12,50%	12,50%
	0,86%	1,91%	4,46%	2,45%	-1,02%	-2,65%

FONTE: ELABORAZIONE OPENECONOMICS

Anche il grafico in figura 6.1 mostra chiaramente che il rendimento del progetto nei casi di applicazione del PSC2000/2003 e PSC2005 si trova sopra l'hurdle rate (sia nel caso 12,5% che 11,5%) solo in assenza del Consideration bonus.

Figura 6.1. Comparazione dei profitti e dei rendimenti di ognuna delle parti nei differenti scenari



Fonte: ELABORAZIONE OPENECONOMICS

A conclusioni analoghe si giunge anche analizzando la disponibilità a pagare del Concessionario (Eni + Shell), ovvero il prezzo massimo che lo stesso sarebbe stato disposto a pagare nei differenti scenari per garantire un IRR superiore all'hurdle rate. Infatti, la tabella 6.5 conferma che nei casi dei PSC più recenti, la disponibilità a pagare del Concessionario sarebbe stata sempre inferiore del prezzo effettivo. Ciò senza

considerare il pagamento di una *Back-in option* nei casi di applicazione dei PSC più recenti. Nel caso aggiungessimo il pagamento della *Back-in option* per 402 MM UDS, evidentemente l'insostenibilità del prezzo per il Concessionario risulterebbe ben maggiore.

Tabella 6.5. Comparazioni Massima disponibilità a pagare nei casi di hurdle rate al 12,5% e all'11,5%

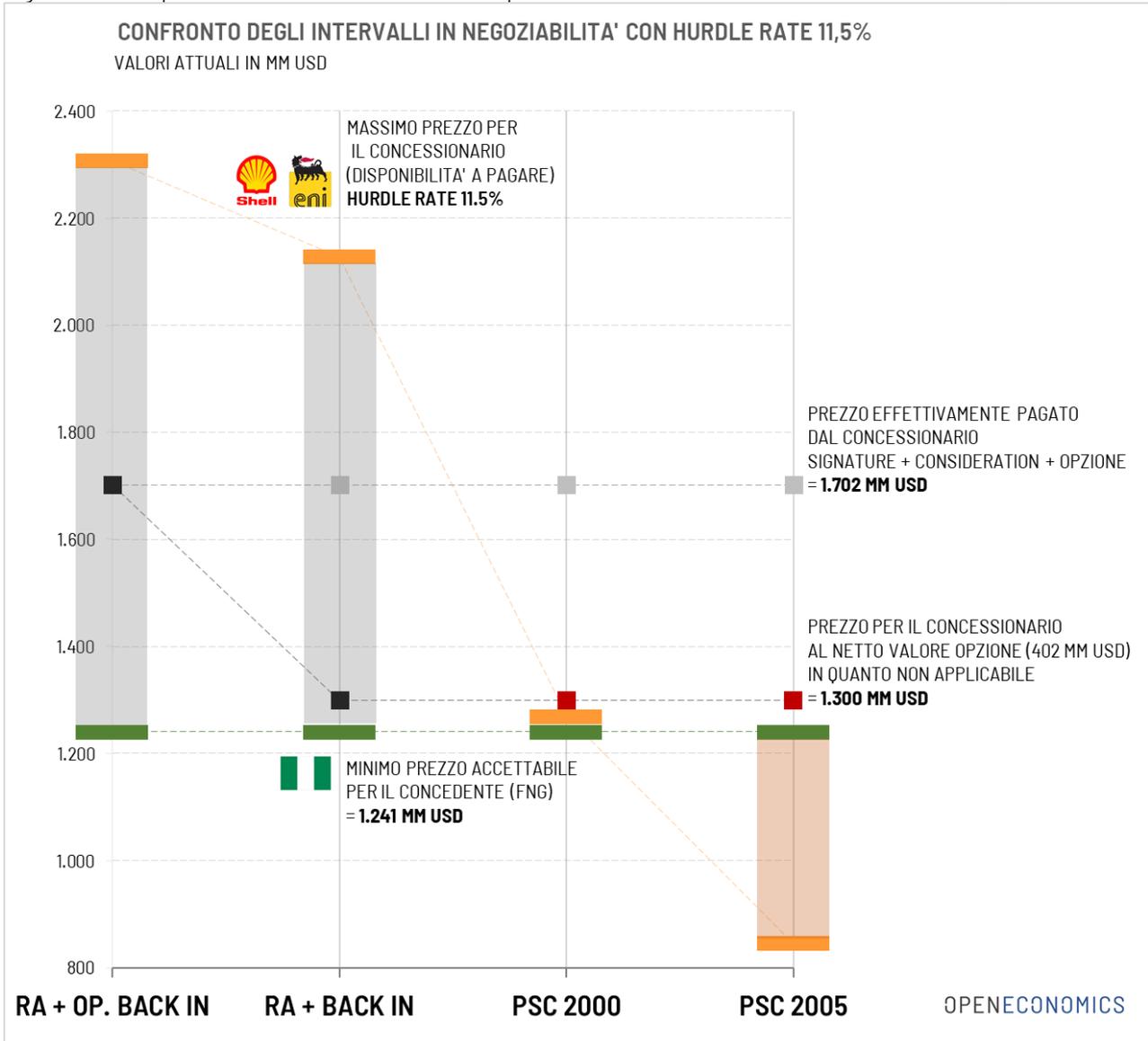
Hurdle rate = 11,5%	RA + OP. BACK IN	RA + BACK IN	PSC 2000	PSC 2005
Prezzo max concessionario	2.307	2.128	1.270	846
Prezzo effettivamente pagato	1.702	1.300	1.300	1.300
Prezzo min Nigeria	1.241	1.241	1.241	1.241
Hurdle rate = 12,5%	RA + OP. BACK IN	RA + BACK IN	PSC 2000	PSC 2005
Prezzo max concessionario	1.929	1.783	1.004	623
Prezzo effettivamente pagato	1.702	1.300	1.300	1.300
Prezzo min Nigeria	1.241	1.241	1.241	1.241

FONTE: ELABORAZIONE OPENECONOMICS

Un'ulteriore conferma emerge osservando il successivo grafico di figura 6.2 che traccia gli intervalli di negoziabilità del prezzo, ovvero i range compresi tra il prezzo minimo accettabile per il Governo nigeriano (come esposto nella precedente tabella 6.5) e la massima disponibilità a pagare del Concessionario in caso di Hurdle Rate all'11,5%. All'interno di questi intervalli sono compresi prezzi congrui, sebbene con vantaggi diversamente distribuiti, sia per il Concedente che per il Concessionario. Il grafico mostra chiaramente come gli unici due casi in cui il prezzo pagato cade all'interno dell'intervallo di negoziabilità sono quelli del *Resolution Agreement* (con e senza esercizio dell'opzione pagata). Stesso andamento di registra nel caso di Hurdle Rate al 12,5% (vedi figura 6.3).

Il prezzo pagato di 1.300 MM USD, al netto del valore di opzione per il *Back-in* nel caso di applicazione del PSC2000/2003 e PSC2005 cade infatti al di fuori dell'intervallo di negoziabilità collocandosi sopra il prezzo pagabile dal Concessionario per entrambi gli hurdle rate. Il prezzo sarebbe in questi due casi ancor più distante dal range di negoziabilità se fosse prevista l'opzione di *Back-in*.

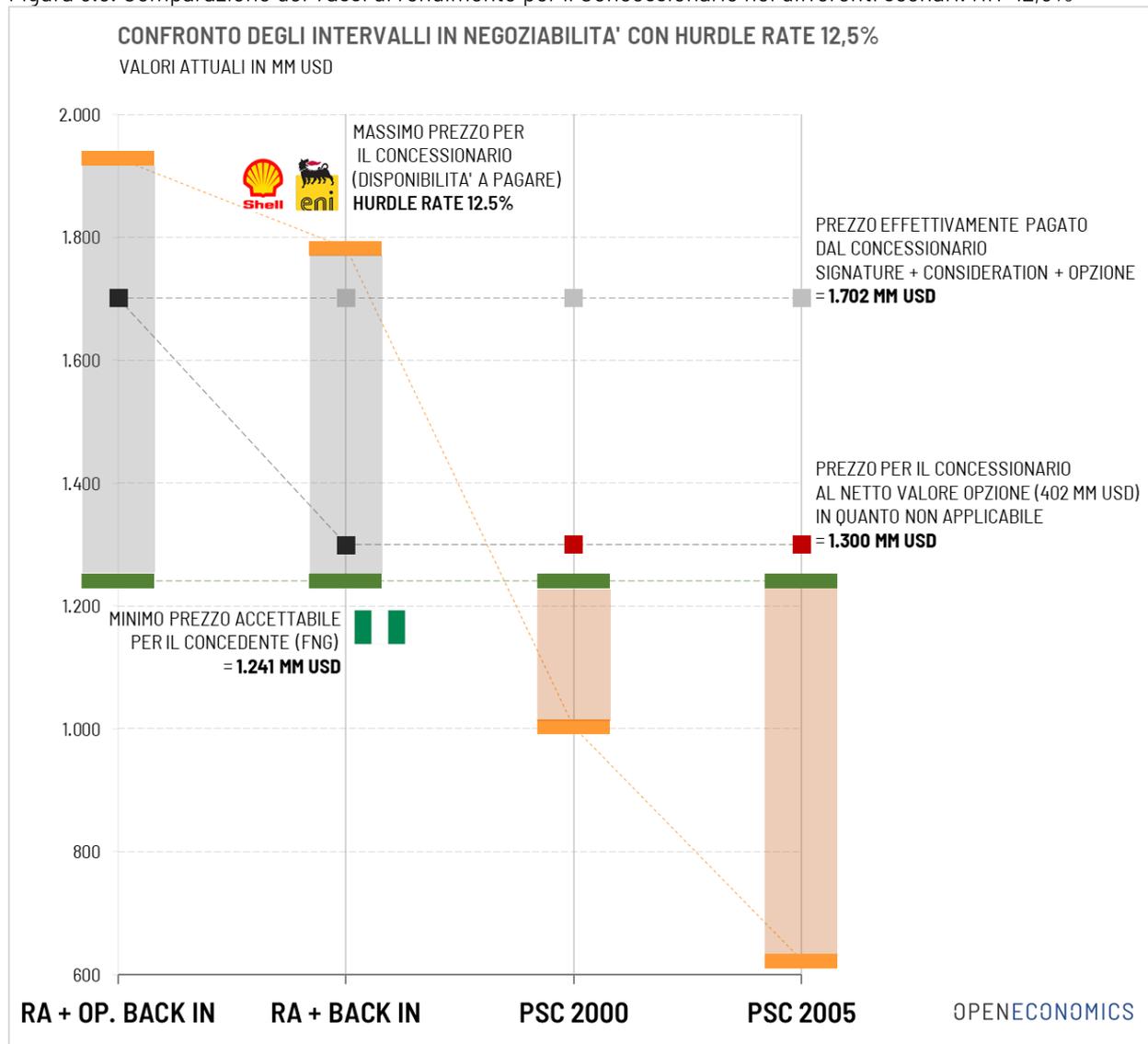
Figura 6.2. Comparazione dei Tassi di rendimento per il Concessionario nei differenti scenari. HR=11,5%



FONTE: ELABORAZIONE OPENECONOMICS

In definitiva, il prezzo pagato dal Concessionario, inclusivo dell'opzione di *Back-in*, e le condizioni del *Resolution Agreement* si possono considerare congrui per entrambe le parti, e ragionevoli se confrontate con le condizioni e i prezzi di contratti comparabili, ovvero della stessa tipologia, nella stessa area geografica e finestra temporale, considerato anche l'elevato livello di rischio politico della Nigeria come anche dello specifico progetto.

Figura 6.3. Comparazione dei Tassi di rendimento per il Concessionario nei differenti scenari. HR=12,5%



Fonte: ELABORAZIONE OPENECONOMICS

Analisi delle ulteriori dimensioni contrattuali

Infine, OpenEconomics ha proceduto ad effettuare una valutazione multicriterio dei differenti scenari dal punto di vista della convenienza per il Governo nigeriano in merito alle altre componenti contrattuali. Allo scopo sono state individuate 19 dimensioni di analisi⁹ raggruppate in 5 categorie di appartenenza:

1. **Caratteristiche generali** (dimensioni fisiche e temporali)
2. **Rischi** (esplorativi, produttivi, politici e di mercato)
3. **Profitti** (incluse le royalty sebbene tecnicamente non classificabili come profitti)
4. **Tasse** (analisi qualitativa delle aliquote di fiscalità diretta ed indiretta applicabili)
5. **Altri impegni e obbligazioni**

Alle diverse componenti di valutazione, determinati secondo il principio del “quadro logico” dell’analisi costi benefici (vedi Pennisi e Scandizzo, 2003, p.408), è stato assegnato un peso relativo allo scopo di attribuire ad ognuna di esse la giusta rilevanza.

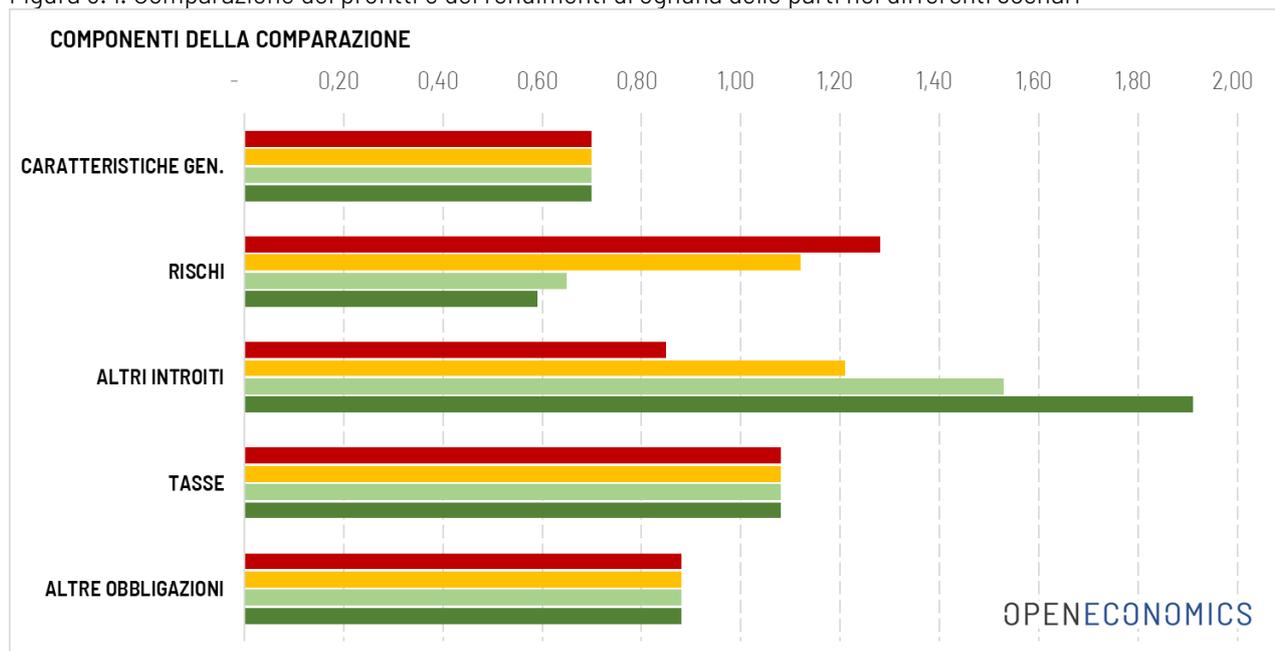
Si è quindi proceduto nell’attribuire ad ognuna delle componenti un voto da 1 a 10 considerando il livello 5 come quello corrispondente alle best practice internazionali odierne.

L’analisi delle diverse dimensioni mostra, innanzitutto, che le caratteristiche contrattuali generali di OPL245 sono in linea con il cluster di progetti considerato (tutti *deep off shore*), così come lo schema di tassazione e gli altri termini contrattuali (come quelli relativi agli obblighi di esplorazione, allo schema di ammortamento e al cosiddetto *ring fencing*).

Sotto il profilo puro dei profitti, il confronto conferma che gli schemi contrattuali nigeriani più recenti sono via via più favorevoli al Governo, assolvendo così correttamente alla funzione per cui sono stati progettati, ovvero di recuperare il divario con le condizioni contrattuali dei primi PSC.

⁹ In accordo con i principi generali dell’analisi multicriterio (Communities and Local Government, 2009), i criteri utilizzati per la selezione delle componenti della valutazione di OpenEconomics sono: • coerenza interna e solidità logica • trasparenza • facilità d’uso • requisiti dei dati non incoerenti con l’importanza del problema considerato • requisiti realistici di risorse di tempo e risorse umane per processo di analisi • capacità di fornire una pista di controllo e • facilità di uso e disponibilità del software di analisi.

Figura 6.4. Comparazione dei profitti e dei rendimenti di ognuna delle parti nei differenti scenari



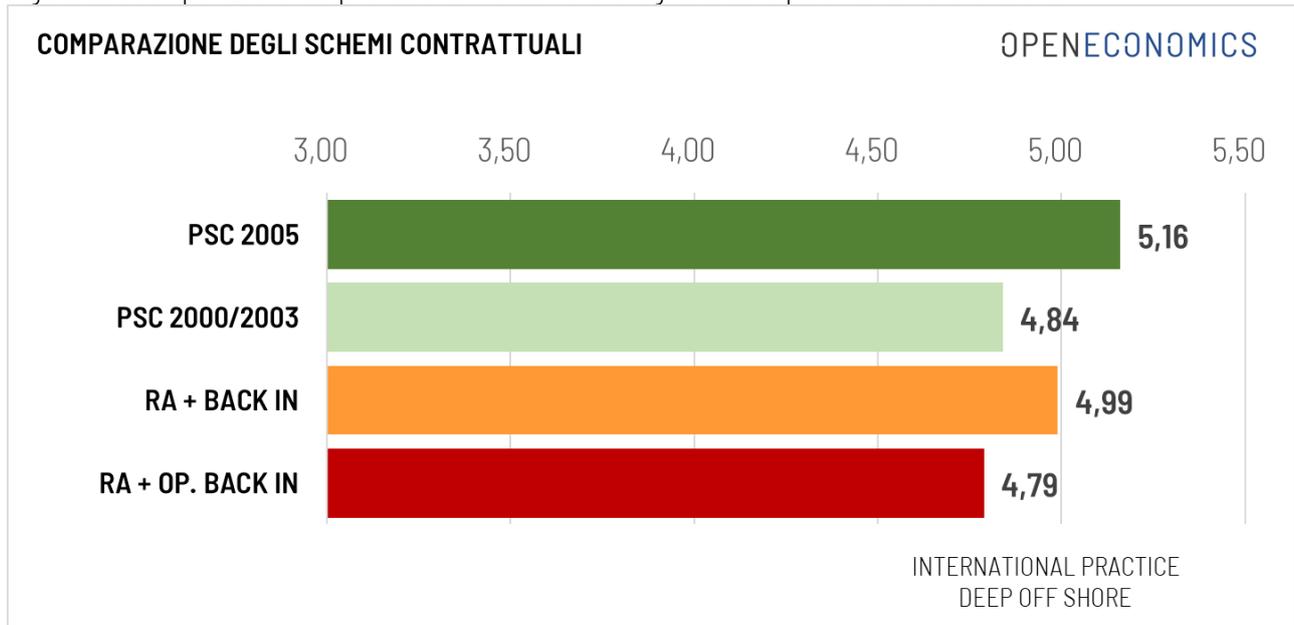
Fonte: ELABORAZIONE OPENECONOMICS

Dal grafico in figura 6.4, si può vedere infatti come ai profitti più bassi corrispondano livelli di rischio più elevati che il Governo nigeriano, nel periodo di riferimento, cercava di spostare il più possibile a carico delle società petrolifere. Come già spiegato in precedenza, la scelta del PSC rispondeva proprio a questo tipo di esigenza, e le specifiche condizioni del Resolution Agreement del 2011 riflettevano una strategia di allocazione dei rischi in corrispondenza dei quali veniva riconosciuta una adeguata remunerazione degli stessi alle IOC, affinché l'opzione di sfruttamento delle riserve nigeriane rimanesse competitiva sul mercato internazionale.

Tutto ciò considerato (vedi figura 6.5), anche in virtù del peso differente delle diverse componenti nella selezione degli investimenti da parte delle IOC, lo scenario più favorevole per il Governo nigeriano nel 2011 risulta quello di applicazione dei termini del PSC. I suoi termini contrattuali sono complessivamente più favorevoli anche della media internazionale, il che è confermato dal fatto che al momento non esistono progetti in produzione con questo schema.

Subito a seguire si collocano il Resolution Agreement ed il PSC2000/2003, molto vicini tra di loro e di fatto equivalenti (con uno scarto di punteggio dell'1%) e di poco al di sotto delle condizioni internazionali (solo il 3,2%), mentre il caso di esercizio dell'opzione di Back-in da parte del Governo nigeriano si colloca esattamente in linea con le pratiche internazionali del momento ed è addirittura migliorativo, sebbene di poco, dello scenario PSC2000/2003.

Figura 6.5. Comparazione dei profitti e dei rendimenti di ognuna delle parti nei differenti scenari



FONTE: ELABORAZIONE OPENECONOMICS

In definitiva, sia sotto il profilo del prezzo corrisposto dal Concessionario che della struttura contrattuale complessiva, l'analisi multicriterio effettuata suggerisce che il *Resolution Agreement* del 2011 è stato un compromesso ragionevole tra gli interessi delle parti, che ha reso possibile risultati contrattuali comparabili con quelli derivanti dall'applicazione del PSC2000/2003 e il PSC2005.

In questo contesto, il *Consideration bonus* concepito per consentire al Governo nigeriano di liquidare la passività incombente in capo ad esso per il contenzioso in essere con Malabu ha contribuito, di fatto, anche a colmare, in combinato alla opzione di *Back-in*, a favore del Governo nigeriano, le differenze delle condizioni a suo tempo ottenute da Shell (a fronte del maggior rischio in fase di esplorazione), con le forme standard di PSC sviluppatesi in tempi più recenti.

7. ALLEGATI TECNICI

Dettaglio della comparazione degli schemi

CATEGORIA	CARATTERISTICHE	PESO	RA + OP. BACK IN	PUNTEGGIO NON PESATO	PUNTEGGIO PESATO
1	RISCHIO	Rischio di esplorazione e sviluppo		8,00	0,48
2	RISCHIO	Rischio di comportamenti opportunistici		8,00	0,40
3	RISCHIO	Rischio del prezzo di mercato		8,00	0,40
4	CARATTERISTICHE GENERALI	Dimensioni del blocco (Block size)	6,00% Blocco offshore ampio 1958,3 km2. Profondità tra 1.200m a 2.400m (deep water). 140 km di distanza dalla costa nigeriana.	5,00	0,30
5	CARATTERISTICHE GENERALI	Durata (Duration)	8,00% 10 years exploration. 20 years production.	5,00	0,40
6	TASSE	Tassazione (Taxation)	8,00% PPT=50% (REV-ROY-C Allowances) - (Inv. Tax allowance) INVEST. TAX ALLOWANCE = 50% Investment Tangible Il contratto adotta le medesime leggi Deep Offshore e Inland basin Production Sharing Contracts del 1999 (convertito in Atto nel 2004).	6,00	0,48
7	TASSE	Tasse indirette (Crypto taxes)	5,00% 1. Formazione: il contraente è tenuto a reclutare e addestrare i nigeriani in tutti gli aspetti delle operazioni petrolifere. 2. L'operatore è tenuto a pagare annualmente ad NDDC il 3% sul budget approvato (Contributo allo sviluppo del Delta della Nigeria). 3. L'operatore è tenuto a rispettare la restrittiva legge "Nigerian Local Content Law 2010". 4. L'operatore è tenuto a pagare un 2% di Education Tax	7,00	0,35
8	TASSE	Clausola di stabilità fiscale (Fiscal stability clauses)	5,00% Sulla base dell'art. 6 del Resolution Agreement, alla licenza dell'OPL245 è applicabile la clausola di stabilità fiscale.	5,00	0,25
9	ALTRI INTROITI	Diritti estrattivi (Royalty)	8,00% 0-200m 16,76% 201-500m 12,00% 501-800m 8,00% 801-1000m 4,00% >1000 0% La maggior parte delle perforazioni è prevista oltre i 1.000m.	-	-
10	ALTRI INTROITI	Suddivisione dei profitti (Profit oil)	8,00% Prod. Cumulata Corp. Contr. 0 - 350 MBbls 30,0% 70,0% 351 - 750 MBbls 35,0% 65,0% 751 - 1000 MBbls 47,5% 52,5% 1001 - 1500 MBbls 55,0% 45,0% 1500 - 2000 MBbls 65,0% 35,0% >2000 MBbls negoziabile	-	-
11	ALTRI INTROITI	Production bonus	4,00%	-	-
12	ALTRI INTROITI	Signature bonus	5,00% 208 M USD	5,00	0,25
13	ALTRI INTROITI	Consideration bonus	5,00% 1.092 M USD	8,00	0,40
14	ALTRI INTROITI	Limiti al recupero dei costi (Cost Recovery limit)	5,00% Nessun limite per i seguenti costi: Opex Exploration Drilling intangibles Sviluppo e costo del capitale (5 anni) Education tax / imposte doganali / Iva	4,00	0,20
15	ALTRE CLAUSOLE	Abbandono (Relinquishment)	3,00% 50% dell'area contrattualizzata entro la conclusione della fase esplorativa. Il titolare della fase esplorativa ha il diritto di richiedere la conversione della licenza di prospezione in contratto di leasing petrolifero, al Dipartimento delle Risorse del Petrolio (DPR). Il 50% dell'area contrattualizzata viene quindi convertito in OML e l'area esclusa viene restituita al governo.	4,00	0,12
16	ALTRE CLAUSOLE	Obblighi di esplorazione (Exploration obligations)	3,00% La compagnia titolare del contratto si fa carico di tutti i rischi coprendo in toto i costi per l'esplorazione, lo sviluppo e la produzione di petrolio come anche le spese operative. Nel periodo 2001-2002 Shell (operatore) ha coperto il blocco con il rilievo sismico 3D. Nel periodo successivo 2005-2007 Shell (operatore) ha perforato 4 pozzi nel campo Etan (2) e nel campo di Zabazaba (2). Nel periodo 2012-2015 Eni (operatore) ha perforato ulteriori 4 pozzi nel campo Etan (1), Zabazaba (2) e Songu (1). L'investimento totale (100% dei costi) è stato di 335,6 M \$ fino al 2007 e di ulteriori circa 700 M \$ per il periodo 2011-2015. Le attività di valorizzazione dell'asset e relative scoperte, grazie agli investimenti effettuati finora dagli operatori, sono state molto rilevanti.	7,00	0,21
17	ALTRE CLAUSOLE	Ammortamento (Depreciation)	3,00% Tutte le attrezzature e il capitale fisso diventano proprietà di NNPC dopo il recupero dei costi.	5,00	0,15
18	ALTRE CLAUSOLE	Perimetrazione (Ringfencing)	5,00% Circoscrizione del recupero dei costi a un OPL e qualsiasi OML da esso derivato.	5,00	0,25
19	ALTRE CLAUSOLE	Partecipazione del governo (Government participation)	3,00% In Nigeria il contratto PSC prevede che i costi di esplorazione sostenuti siano recuperabili e/o deducibili dai proventi del blocco. Nel contratto è prevista la detrazione fiscale delle spese passate sostenute da SNUJ nell'ambito del PSC 2003 per 335,6 M\$.	5,00	0,15
		100,00%			4,79

CATEGORIA	CARATTERISTICHE	RA + BACK IN	PUNTEGGIO NON PESATO	PUNTEGGIO PESATO
1	RISCHIO	Rischio di esplorazione e sviluppo	7,00	0,42
2	RISCHIO	Rischio di comportamenti opportunistici	7,00	0,35
3	RISCHIO	Rischio del prezzo di mercato	7,00	0,35
4	CARATTERISTICHE GENERALI	Dimensioni del blocco (Block size)	5,00	0,30
		Blocco offshore ampio 1958,3 km2. Profondità tra 1.200m a 2.400m (deep water). 140 km di distanza dalla costa nigeriana.		
5	CARATTERISTICHE GENERALI	Durata (Duration)	5,00	0,40
		10 years exploration. 20 years production.		
6	TASSE	Tassazione (Taxation)	6,00	0,48
		PPT=50% (REV-ROY-C Allowances) - (Inv. Tax allowance) INVEST. TAX ALLOWANCE = 50% Investment Tangible Il contratto adotta le medesime leggi Deep Offshore e Inland basin Production Sharing Contracts del 1999 (convertito in Atto nel 2004).		
7	TASSE	Tasse indirette (Crypto taxes)	7,00	0,35
		1. Formazione: il contraente è tenuto a reclutare e addestrare i nigeriani in tutti gli aspetti delle operazioni petrolifere. 2. L'operatore è tenuto a pagare annualmente ad NDDC il 3% sul budget approvato (Contributo allo sviluppo del Delta della Nigeria). 3. L'operatore è tenuto a rispettare la restrittiva legge "Nigerian Local Content Law 2010". 4. L'operatore è tenuto a pagare un 2% di Education Tax		
8	TASSE	Clausola di stabilità fiscale (Fiscal stability clauses)	5,00	0,25
		Sulla base dell'art. 6 del Resolution Agreement, alla licenza dell'OPL245 è applicabile la clausola di stabilità fiscale.		
9	ALTRI INTROITI	Diritti estrattivi (Royalty)	-	-
		0-200m 16,76% 201-500m 12,00% 501-800m 8,00% 801-1000m 4,00% >1000 0% La maggior parte delle perforazioni è prevista oltre i 1.000m.		
10	ALTRI INTROITI	Suddivisione dei profitti (Profit oil)	3,00	0,24
		Prod. Cumulata Corp. Contr. 0 - 350 MBbls 30,0% 70,0% 351 - 750 MBbls 35,0% 65,0% 751 - 1000 MBbls 47,5% 52,5% 1001 - 1500 MBbls 55,0% 45,0% 1500 - 2000 MBbls 65,0% 35,0% >2000 MBbls negoziabile		
11	ALTRI INTROITI	Production bonus	3,00	0,12
		0n PSC only (50%) 100 kbbls @ 50.000 kbbls 200 kbbls @ 1.000 kbbls		
12	ALTRI INTROITI	Signature bonus	5,00	0,25
		208 M USD		
13	ALTRI INTROITI	Consideration bonus	8,00	0,40
		1.092 M USD		
14	ALTRI INTROITI	Limiti al recupero dei costi (Cost Recovery limit)	4,00	0,20
		Nessun limite per i seguenti costi: Opex Exploration Drilling intangibles Sviluppo e costo del capitale (5 anni) Education tax / imposte doganali / Iva		
15	ALTRE CLAUSOLE	Abbandono (Relinquishment)	4,00	0,12
		50% dell'area contrattualizzata entro la conclusione della fase esplorativa. Il titolare della fase esplorativa ha il diritto di richiedere la conversione della licenza di prospezione in contratto di leasing petrolifero, al Dipartimento delle Risorse del Petrolio (DPR). Il 50% dell'area contrattualizzata viene quindi convertito in OML e l'area esclusa viene restituita al governo.		
16	ALTRE CLAUSOLE	Obblighi di esplorazione (Exploration obligations)	7,00	0,21
		La compagnia titolare del contratto si fa carico di tutti i rischi coprendo in toto i costi per l'esplorazione, lo sviluppo e la produzione di petrolio come anche le spese operative. Nel periodo 2001-2002 Shell (operatore) ha coperto il blocco con il rilievo sismico 3D. Nel periodo successivo 2005-2007 Shell (operatore) ha perforato 4 pozzi nel campo Etan (2) e nel campo di Zabazaba (2). Nel periodo 2012-2015 Eni (operatore) ha perforato ulteriori 4 pozzi nel campo Etan (1), Zabazaba (2) e Songu (1). L'investimento totale (100% dei costi) è stato di 335,6 M \$ fino al 2007 e di ulteriori circa 700 M \$ per il periodo 2011-2015. Le attività di valorizzazione dell'asset e relative scoperte, grazie agli investimenti effettuati finora dagli operatori, sono state molto rilevanti.		
17	ALTRE CLAUSOLE	Ammortamento (Depreciation)	5,00	0,15
		Tutte le attrezzature e il capitale fisso diventano proprietà di NNPC dopo il recupero dei costi.		
18	ALTRE CLAUSOLE	Perimetrazione (Ringfencing)	5,00	0,25
		Circoscrizione del recupero dei costi a un OPL e qualsiasi OML da esso derivato.		
19	ALTRE CLAUSOLE	Partecipazione del governo (Government participation)	5,00	0,15
		In Nigeria il contratto PSC prevede che i costi di esplorazione sostenuti siano recuperabili e/o deducibili dai proventi del blocco. Nel contratto è prevista la detrazione fiscale delle spese passate sostenute da SNUD nell'ambito del PSC 2003 per 335,6 M\$.		
				4,99

CATEGORIA	CARATTERISTICHE	PSC 2000/2003	PUNTEGGIO NON PESATO	PUNTEGGIO PESATO
1	RISCHIO	Rischio di esplorazione e sviluppo	5,00	0,30
2	RISCHIO	Rischio di comportamenti opportunistici	3,00	0,15
3	RISCHIO	Rischio del prezzo di mercato	4,00	0,20
4	CARATTERISTICHE GENERALI	Dimensioni del blocco (Block size)	In linea con le best practice internazionali.	5,00 0,30
5	CARATTERISTICHE GENERALI	Durata (Duration)	10 anni di esplorazione. 20 anni di produzione.	5,00 0,40
6	TASSE	Tassazione (Taxation)	PPT=50% (REV-ROY-C Allowances) - (Inv. Tax allowance) INVEST. TAX ALLOWANCE = 50% Investment Tangible Il Decreto Deep Offshore e Inland basin Production Sharing Contracts del 1999 (convertito in Atto nel 2004) fornisce solo incentivi fiscali alle compagnie petrolifere che operano nelle aree Deep Offshore e Inland Basin. La legge fissa la durata della licenza di prospezione petrolifera tra 5 e 10 anni. Ha modificato il Petroleum Profit Tax Act (PPTA) e stabilisce un tasso forfettario del 50% degli utili imponibili come l'imposta sugli utili petroliferi pagabile ai sensi di un CPS. Comunque non ha esentato gli appaltatori dal pagamento di altre tasse, imposte o tributi Esso prevede una deduzione fiscale sugli investimenti (Investment Tax Allowance) pari al 50% delle spese "Tangible" di ogni PSC.	6,00 0,48
7	TASSE	Tasse indirette (Crypto taxes)	1. Formazione: il contraente è tenuto a reclutare e addestrare i nigeriani in tutti gli aspetti delle operazioni petrolifere. 2. L'operatore è tenuto a pagare annualmente ad NDDC il 3% sul budget approvato (Contributo allo sviluppo del Delta della Nigeria). 3. L'operatore è tenuto a rispettare la restrittiva legge "Nigerian Local Content Law 2010". 4. L'operatore è tenuto a pagare un 2% di Education Tax	7,00 0,35
8	TASSE	Clausola di stabilità fiscale (Fiscal stability clauses)	Il contratto prevede la clausola di stabilità verso "change in legislation" ed in particolare anche a tutela avverso le modifiche fiscali, al fine di preservare le condizioni economiche iniziali.	5,00 0,25
9	ALTRI INTROITI	Diritti estrattivi (Royalty)	0-200m 16,76% 201-500m 12,00% 501-800m 8,00% 801-1000m 4,00% >1000 0%	6,00 0,48
10	ALTRI INTROITI	Suddivisione dei profitti (Profit oil)	Prod. Cumulata Corp. Contr. 0 - 350 MBbbls 30,0% 70,0% 351 - 750 MBbbls 35,0% 65,0% 751 - 1000 MBbbls 47,5% 52,5% 1001 - 1500 MBbbls 55,0% 45,0% 1500 - 2000 MBbbls 65,0% 35,0% >2000 MBbbls negoziabile	5,00 0,40
11	ALTRI INTROITI	Production bonus	100 kbbls @ 50.000 kbbls 200 kbbls @ 1.000 kbbls	5,00 0,20
12	ALTRI INTROITI	Signature bonus	208 M USD	5,00 0,25
13	ALTRI INTROITI	Consideration bonus	No	- -
14	ALTRI INTROITI	Limiti al recupero dei costi (Cost Recovery limit)	Nessun limite per i seguenti costi: Opex Exploration Drilling intangibles Sviluppo e costo del capitale (5 anni) Education tax / imposte doganali / Iva	4,00 0,20
15	ALTRE CLAUSOLE	Abbandono (Relinquishment)	50% dell'area contrattualizzata entro la conclusione della fase esplorativa. Il titolare della fase esplorativa ha il diritto di richiedere la conversione della licenza di prospezione in contratto di leasing petrolifero, al Dipartimento delle Risorse del Petrolio (DPR). Il 50% dell'area contrattualizzata viene quindi convertito in OML e l'area esclusa viene restituita al governo.	4,00 0,12
16	ALTRE CLAUSOLE	Obblighi di esplorazione (Exploration obligations)	La compagnia titolare del PSC si fa carico di tutti i rischi coprendo in toto i costi per l'esplorazione, lo sviluppo e la produzione di petrolio come anche le spese operative.	7,00 0,21
17	ALTRE CLAUSOLE	Ammortamento (Depreciation)	Tutte le attrezzature e il capitale fisso diventano proprietà di NNPC dopo il recupero dei costi.	5,00 0,15
18	ALTRE CLAUSOLE	Perimetrazione (Ringfencing)	Circoscrizione del recupero dei costi a un OPL e qualsiasi OML da esso derivato.	5,00 0,25
19	ALTRE CLAUSOLE	Partecipazione del governo (Government participation)	In Nigeria il contratto PSC prevede che i costi di esplorazione sostenuti siano recuperabili e/o deducibili dai proventi del blocco.	5,00 0,15
				4,84

CATEGORIA	CARATTERISTICHE	PSC 2005	PUNTEGGIO NON PESATO	PUNTEGGIO PESATO	
1	RISCHIO	Rischio di esplorazione e sviluppo	4,00	0,24	
2	RISCHIO	Rischio di comportamenti opportunistici	3,00	0,15	
3	RISCHIO	Rischio del prezzo di mercato	4,00	0,20	
4	CARATTERISTICHE GENERALI	Dimensioni del blocco (Block size)	In linea con le best practice internazionali.	5,00	0,30
5	CARATTERISTICHE GENERALI	Durata (Duration)	10 anni di esplorazione. 20 anni di produzione.	5,00	0,40
6	TASSE	Tassazione (Taxation)	PPT=50% (REV-ROY-C Allowances) - (Inv. Tax allowance) INVEST. TAX ALLOWANCE = 50% Investment Tangible Il Decreto Deep Offshore e Inland basin Production Sharing Contracts del 1999 (convertito in Atto nel 2004) fornisce solo incentivi fiscali alle compagnie petrolifere che operano nelle aree Deep Offshore e Inland Basin. La legge fissa la durata della licenza di prospezione petrolifera tra 5 e 10 anni. Ha modificato il Petroleum Profit Tax Act (PPTA) e stabilisce un tasso forfettario del 50% degli utili imponibili come l'imposta sugli utili petroliferi pagabile ai sensi di un CPS. Comunque non ha esentato gli appaltatori dal pagamento di altre tasse, imposte o tributi Esso prevede una deduzione fiscale sugli investimenti (Investment Tax Allowance) pari al 50% delle spese "Tangible" di ogni PSC.	6,00	0,48
7	TASSE	Tasse indirette (Crypto taxes)	1. Formazione: il contraente è tenuto a reclutare e addestrare i nigeriani in tutti gli aspetti delle operazioni petrolifere. 2. L'operatore è tenuto a pagare annualmente ad NDDC il 3% sul budget approvato (Contributo allo sviluppo del Delta della Nigeria). 3. L'operatore è tenuto a rispettare la restrittiva legge "Nigerian Local Content Law 2010". 4. L'operatore è tenuto a pagare un 2% di Education Tax	7,00	0,35
8	TASSE	Clausola di stabilità fiscale (Fiscal stability clauses)	Il contratto prevede la clausola di stabilità verso "change in legislation" ed in particolare anche a tutela avverso le modifiche fiscali, al fine di preservare le condizioni economiche iniziali.	5,00	0,25
9	ALTRI INTROITI	Diritti estrattivi (Royalty)	0-100m 18,76% 101-200m 16,50% 201-500m 12,00% >500 8,00% Ad oggi non esiste nessun blocco off-shore che è riuscito ad andare in produzione ai sensi del PSC 2005.	7,00	0,56
10	ALTRI INTROITI	Suddivisione dei profitti (Profit oil)	R Factor Corp. Contr. <1.2 30% 70% 1.2 < R < 2.5 30%-75% 70%-25% > 2.5 75% 25%	7,00	0,56
11	ALTRI INTROITI	Production bonus	200 kbbbls @ 1.000 kbbbls 1.000 kbbbls @ 220.000 kbbbls 1.000 kbbbls @ 500.000 kbbbls	6,00	0,24
12	ALTRI INTROITI	Signature bonus	208 M USD	5,00	0,25
13	ALTRI INTROITI	Consideration bonus	No	-	-
14	ALTRI INTROITI	Limiti al recupero dei costi (Cost Recovery limit)	Limite al 80% per i seguenti costi: Opex Exploration Drilling intangibles Sviluppo e costo del capitale (5 anni) Education tax / imposte doganali / Iva	6,00	0,30
15	ALTRE CLAUSOLE	Abbandono (Relinquishment)	50% dell'area contrattualizzata entro la conclusione della fase esplorativa. Il titolare della fase esplorativa ha il diritto di richiedere la conversione della licenza di prospezione in contratto di leasing petrolifero, al Dipartimento delle Risorse del Petrolio (DPR). Il 50% dell'area contrattualizzata viene quindi convertito in OML e l'area esclusa viene restituita al governo.	4,00	0,12
16	ALTRE CLAUSOLE	Obblighi di esplorazione (Exploration obligations)	La compagnia titolare del PSC si fa carico di tutti i rischi coprendo in toto i costi per l'esplorazione, lo sviluppo e la produzione di petrolio come anche le spese operative.	7,00	0,21
17	ALTRE CLAUSOLE	Ammortamento (Depreciation)	Tutte le attrezzature e il capitale fisso diventano proprietà di NNPC dopo il recupero dei costi.	5,00	0,15
18	ALTRE CLAUSOLE	Perimetrazione (Ringfencing)	Circoscrizione del recupero dei costi a un OPL e qualsiasi OML da esso derivato.	5,00	0,25
19	ALTRE CLAUSOLE	Partecipazione del governo (Government participation)	In Nigeria il contratto PSC prevede che i costi di esplorazione sostenuti siano recuperabili e/o deducibili dai proventi del blocco.	5,00	0,15
					5,16

Dettaglio dei cash flow utilizzati

OPL 245 - Project Value Split - Eni, Shell and Government Take										
2011_RA No Back-in										APRIL 2011
Current Values										
	OIL	COSTS	TECHNICAL	ENI + SHELL	NIGERIA GOVERNMENT TAKE					TOTAL
	REVENUES		CASH FLOW	TAKE	EDUCATION TAX	PROD. BONUS	ROYALTIES	PROFIT OIL	P.P.T.	
	K \$	K \$	K \$	K \$	FGN K \$	FGN K \$	FGN K \$	K \$	FGN K \$	K \$
		1702000	- 1.702.000	- 1.702.000						
2011	-	1.866.890	- 1.866.890	- 1.866.890	-	-	-	-	-	-
2012	-	43.418	- 43.418	- 43.418	-	-	-	-	-	-
2013	-	23.495	- 23.495	- 23.495	-	-	-	-	-	-
2014	-	914.225	- 914.225	- 914.225	-	-	-	-	-	-
2015	-	1.632.898	- 1.632.898	- 1.632.898	-	-	-	-	-	-
2016	-	2.167.493	- 2.167.493	- 2.167.493	-	-	-	-	-	-
2017	278.933	1.049.111	- 770.178	- 785.462	-	15.284	-	-	-	15.284
2018	3.130.496	319.846	2.810.650	2.572.643	49.062	-	-	-	188.944	238.006
2019	3.192.327	318.317	2.874.010	2.601.053	56.553	-	-	-	216.404	272.957
2020	3.254.158	585.841	2.668.317	2.286.889	57.350	-	-	-	324.079	381.428
2021	3.320.405	1.183.141	2.137.264	1.609.267	54.355	-	-	-	473.642	527.997
2022	3.386.251	1.611.734	1.774.517	799.062	52.745	84.340	-	-	838.370	975.455
2023	3.452.499	353.297	3.099.201	1.696.213	61.340	-	-	-	1.341.648	1.402.988
2024	3.522.761	360.585	3.162.176	1.732.401	62.003	-	-	-	1.367.772	1.429.775
2025	3.593.024	360.472	3.232.552	1.739.356	63.383	-	-	-	1.429.813	1.493.196
2026	3.263.297	361.200	2.902.097	1.512.480	56.904	-	-	-	1.332.713	1.389.617
2027	2.786.184	337.883	2.448.300	1.202.914	48.006	-	-	-	1.197.380	1.245.386
2028	2.009.880	322.427	1.687.453	732.243	33.087	94.940	-	-	827.183	955.210
2029	1.483.791	290.769	1.193.022	584.815	23.393	-	-	-	584.815	608.207
2030	1.081.203	263.194	818.009	400.985	16.039	-	-	-	400.985	417.024
2031	918.888	235.306	683.581	335.089	13.404	-	-	-	335.089	348.493
2032	562.556	199.565	362.991	177.937	7.117	-	-	-	177.937	185.054
2033	382.557	134.322	248.234	121.684	4.867	-	-	-	121.684	126.551
2034	195.038	102.120	92.918	45.548	1.822	-	-	-	45.548	47.370
2035	-	-	-	-	-	-	-	-	-	▶
2035	-	-	-	-	-	-	-	-	-	▶
2035	-	-	-	-	-	-	-	-	-	▶
2038	-	-	-	-	-	-	-	-	-	▶
2039	-	-	-	-	-	-	-	-	-	▶
2040	-	-	-	-	-	-	-	-	-	▶
2041	-	-	-	-	-	-	-	-	-	▶
2042	-	-	-	-	-	-	-	-	-	▶
2043	-	-	-	-	-	-	-	-	-	▶
2044	-	-	-	-	-	-	-	-	-	▶
2045	-	-	-	-	-	-	-	-	-	▶
2046	-	-	-	-	-	-	-	-	-	▶
2047	-	-	-	-	-	-	-	-	-	▶
2048	-	-	-	-	-	-	-	-	-	▶
TOTAL	39.814.244	15.037.547	24.776.697	12.716.698	661.431	194.564	-	-	11.204.004	12.059.999

OPL 245 - Project Value Split - Eni, Shell and Government Take

2011_RA + NNPC Back-in 50% PSC 2003

Current Values

APRIL 2011

	OIL REVENUES	COSTS	TECHNICAL CASH FLOW	ENI + SHELL TAKE	NIGERIA GOVERNMENT TAKE					TOTAL
					EDUCATION TAX	PROD. BONUS	ROYALTIES	PROFIT OIL	P.P.T.	
					50% FGN EN% NNPC	50% FGN EN% NNPC	K\$	NNPC	50% FGN EN% NNPC	
K\$	K\$	K\$	K\$	K\$	K\$	K\$	K\$	K\$	K\$	
2011	-	1300000 -	1.300.000 -	1.300.000	-	-	-	-	-	-
2012	-	1.426.700 -	1.426.700 -	1.426.700	-	-	-	-	-	-
2013	-	43.418 -	43.418 -	43.418	-	-	-	-	-	-
2014	-	23.495 -	23.495 -	23.495	-	-	-	-	-	-
2015	-	914.225 -	914.225 -	914.225	-	-	-	-	-	-
2016	-	1.632.898 -	1.632.898 -	1.632.898	-	-	-	-	-	-
2017	-	2.167.493 -	2.167.493 -	2.167.493	-	-	-	-	-	-
2017	278.933	1.049.111 -	770.178 -	120.178	-	-	650.000	-	-	650.000
2018	3.130.496	319.846	2.810.650	2.539.657	49.062	7.797	-	25.190	188.944	270.993
2019	3.192.327	318.317	2.874.010	2.359.115	56.553	7.951	-	233.988	216.404	514.895
2020	3.254.158	585.841	2.668.317	2.070.773	57.350	-	-	216.116	324.079	597.544
2021	3.320.405	1.183.141	2.137.264	1.457.089	54.355	-	-	152.178	473.642	680.175
2022	3.386.251	1.611.734	1.774.517	668.431	52.745	-	-	214.971	838.370	1.106.087
2023	3.452.499	353.297	3.099.201	1.492.797	61.340	-	-	203.417	1.341.648	1.606.404
2024	3.522.761	360.585	3.162.176	1.527.620	62.003	-	-	204.781	1.367.772	1.634.556
2025	3.593.024	360.472	3.232.552	1.525.836	63.383	-	-	213.520	1.429.813	1.706.716
2026	3.263.297	361.200	2.902.097	1.313.947	56.904	-	-	198.534	1.332.713	1.588.151
2027	2.786.184	337.883	2.448.300	1.023.351	48.006	-	-	179.563	1.197.380	1.424.949
2028	2.009.880	322.427	1.687.453	703.105	33.087	-	-	124.077	827.183	984.348
2029	1.483.791	290.769	1.193.022	497.092	23.393	-	-	87.722	584.815	695.929
2030	1.081.203	263.194	818.009	340.837	16.039	-	-	60.148	400.985	477.172
2031	918.888	235.306	683.581	284.826	13.404	-	-	50.263	335.089	398.756
2032	562.556	199.565	362.991	151.246	7.117	-	-	26.691	177.937	211.745
2033	382.557	134.322	248.234	103.431	4.867	-	-	18.253	121.684	144.803
2034	195.038	102.120	92.918	38.716	1.822	-	-	6.832	45.548	54.202
2035	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2035	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2035	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2038	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2039	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2040	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2041	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2042	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2043	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2044	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2045	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2046	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2047	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2048	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
TOTAL	39.814.244	14.597.357	25.216.887	11.769.461	661.431	15.748	650.000	2.216.243	11.204.004	13.447.426

OPL 245 - Project Value Split - Eni, Shell and Government Take

2011_PSC 2003

Current Values

APRIL 2011

	OIL REVENUES	COSTS K \$	TECHNICAL CASH FLOW K \$	ENI + SHELL TAKE K \$	NIGERIA GOVERNMENT TAKE					TOTAL K \$			
					K \$	K \$	K \$	EDUCATION TAX	PROD. BONUS		ROYALTIES	PROFIT OIL	P.P.T.
								NNPC	NNPC			NNPC	NNPC
								K \$	K \$		K \$	K \$	K \$
		210000											
2011	-	233.150	- 233.150	- 233.150	-	-	-	-	-	-			
2012	-	43.418	- 43.418	- 43.418	-	-	-	-	-	-			
2013	-	23.495	- 23.495	- 23.495	-	-	-	-	-	-			
2014	-	914.225	- 914.225	- 914.225	-	-	-	-	-	-			
2015	-	1.632.898	- 1.632.898	- 1.632.898	-	-	-	-	-	-			
2016	-	2.167.493	- 2.167.493	- 2.167.493	-	-	-	-	-	-			
2017	278.933	1.049.111	- 770.178	- 770.178	-	-	-	-	-	-			
2018	3.130.496	319.846	2.810.650	2.514.467	49.062	7.797	-	50.380	188.944	296.183			
2019	3.192.327	318.317	2.874.010	2.125.127	56.553	7.951	-	467.975	216.404	748.883			
2020	3.254.158	585.841	2.668.317	1.854.657	57.350	-	-	432.232	324.079	813.660			
2021	3.320.405	1.183.141	2.137.264	1.304.911	54.355	-	-	304.355	473.642	832.353			
2022	3.386.251	1.611.734	1.774.517	453.459	52.745	-	-	429.943	838.370	1.321.058			
2023	3.452.499	353.297	3.099.201	1.289.380	61.340	-	-	406.833	1.341.648	1.809.821			
2024	3.522.761	360.585	3.162.176	1.322.839	62.003	-	-	409.562	1.367.772	1.839.337			
2025	3.593.024	360.472	3.232.552	1.312.316	63.383	-	-	427.039	1.429.813	1.920.235			
2026	3.263.297	361.200	2.902.097	1.049.235	56.904	-	-	463.245	1.332.713	1.852.863			
2027	2.786.184	337.883	2.448.300	783.933	48.006	-	-	418.981	1.197.380	1.664.367			
2028	2.009.880	322.427	1.687.453	537.669	33.087	-	-	289.514	827.183	1.149.784			
2029	1.483.791	290.769	1.193.022	380.129	23.393	-	-	204.685	584.815	812.892			
2030	1.081.203	263.194	818.009	260.640	16.039	-	-	140.345	400.985	557.369			
2031	918.888	235.306	683.581	217.808	13.404	-	-	117.281	335.089	465.774			
2032	562.556	199.565	362.991	115.659	7.117	-	-	62.278	177.937	247.332			
2033	382.557	134.322	248.234	79.094	4.867	-	-	42.589	121.684	169.140			
2034	195.038	102.120	92.918	29.606	1.822	-	-	15.942	45.548	63.312			
2035	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-			
2035	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-			
2035	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-			
2038	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-			
2039	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-			
2040	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-			
2041	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-			
2042	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-			
2043	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-			
2044	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-			
2045	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-			
2046	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-			
2047	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-			
2048	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-			
TOTAL	39.814.244	13.403.807	26.410.437	9.846.074	661.431	15.748	-	4.683.180	11.204.004	16.564.363			

OPL 245 - Project Value Split - Eni, Shell and Government Take

2011_PSC 2003

Current Values

APRIL 2011

	OIL		TECHNICAL	ENI + SHELL	NIGERIA GOVERNMENT TAKE					TOTAL
	REVENUES				CASH FLOW	TAKE	EDUCATION TAX	PROD. BONUS	ROYALTIES	
	K \$	K \$	K \$	K \$			NNPC	NNPC	K \$	
					K \$	K \$	K \$	K \$		
		1300000								
2011	-	1.426.700	- 1.426.700	- 1.426.700	-	-	-	-	-	-
2012	-	43.418	- 43.418	- 43.418	-	-	-	-	-	-
2013	-	23.495	- 23.495	- 23.495	-	-	-	-	-	-
2014	-	914.225	- 914.225	- 914.225	-	-	-	-	-	-
2015	-	1.632.898	- 1.632.898	- 1.632.898	-	-	-	-	-	-
2016	-	2.167.493	- 2.167.493	- 2.167.493	-	-	-	-	-	-
2017	278.933	1.049.111	- 770.178	- 770.178	-	-	-	-	-	-
2018	3.130.496	319.846	2.810.650	2.514.467	49.062	7.797	-	50.380	188.944	296.183
2019	3.192.327	318.317	2.874.010	2.125.127	56.553	7.951	-	467.975	216.404	748.883
2020	3.254.158	585.841	2.668.317	1.854.657	57.350	-	-	432.232	324.079	813.660
2021	3.320.405	1.183.141	2.137.264	1.304.911	54.355	-	-	304.355	473.642	832.353
2022	3.386.251	1.611.734	1.774.517	453.459	52.745	-	-	429.943	838.370	1.321.058
2023	3.452.499	353.297	3.099.201	1.289.380	61.340	-	-	406.833	1.341.648	1.809.821
2024	3.522.761	360.585	3.162.176	1.322.839	62.003	-	-	409.562	1.367.772	1.839.337
2025	3.593.024	360.472	3.232.552	1.312.316	63.383	-	-	427.039	1.429.813	1.920.235
2026	3.263.297	361.200	2.902.097	1.049.235	56.904	-	-	463.245	1.332.713	1.852.863
2027	2.786.184	337.883	2.448.300	783.933	48.006	-	-	418.981	1.197.380	1.664.367
2028	2.009.880	322.427	1.687.453	537.669	33.087	-	-	289.514	827.183	1.149.784
2029	1.483.791	290.769	1.193.022	380.129	23.393	-	-	204.685	584.815	812.892
2030	1.081.203	263.194	818.009	260.640	16.039	-	-	140.345	400.985	557.369
2031	918.888	235.306	683.581	217.808	13.404	-	-	117.281	335.089	465.774
2032	562.556	199.565	362.991	115.659	7.117	-	-	62.278	177.937	247.332
2033	382.557	134.322	248.234	79.094	4.867	-	-	42.589	121.684	169.140
2034	195.038	102.120	92.918	29.606	1.822	-	-	15.942	45.548	63.312
2035	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2035	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2035	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2038	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2039	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2040	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2041	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2042	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2043	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2044	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2045	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2046	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2047	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2048	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
TOTAL	39.814.244	14.597.357	25.216.887	8.652.524	661.431	15.748	-	4.683.180	11.204.004	16.564.363

OPL 245 - Project Value Split - Eni, Shell and Government Take

2011_PSC 2005

Current Values

APRIL 2011

	OIL		TECHNICAL	ENI + SHELL	NIGERIA GOVERNMENT TAKE					TOTAL
	REVENUES	COSTS			CASH FLOW	TAKE	EDUCATION TAX	PROD. BONUS	ROYALTIES	
					NNPC	NNPC	NNPC	NNPC	NNPC	
	K \$	K \$	K \$	K \$	K \$	K \$	K \$	K \$	K \$	
		210000								
2011	-	233.150	-	233.150	-	-	-	-	-	-
2012	-	43.418	-	43.418	-	-	-	-	-	-
2013	-	23.495	-	23.495	-	-	-	-	-	-
2014	-	914.225	-	914.225	-	-	-	-	-	-
2015	-	1.632.898	-	1.632.898	-	-	-	-	-	-
2016	-	2.167.493	-	2.167.493	-	-	-	-	-	-
2017	278.933	1.049.111	-	770.178	-	15.284	22.315	15.397	-	52.996
2018	3.130.496	319.846	2.810.650	2.225.471	43.714	-	250.440	122.137	168.889	585.179
2019	3.192.327	318.317	2.874.010	2.132.318	51.545	-	255.386	237.136	197.625	741.692
2020	3.254.158	585.841	2.668.317	1.689.396	52.245	-	260.333	361.406	304.937	978.921
2021	3.320.405	1.183.141	2.137.264	1.136.287	49.147	-	265.632	232.088	454.110	1.000.977
2022	3.386.251	1.611.734	1.774.517	373.199	47.433	84.340	270.900	431.691	566.954	1.401.319
2023	3.452.499	353.297	3.099.201	1.403.504	55.924	-	276.200	457.906	905.667	1.695.697
2024	3.522.761	360.585	3.162.176	1.171.528	56.478	-	281.821	422.725	1.229.624	1.990.648
2025	3.593.024	360.472	3.232.552	1.114.560	57.747	-	287.442	483.892	1.288.910	2.117.991
2026	3.263.297	361.200	2.902.097	899.218	51.785	-	261.064	485.290	1.204.741	2.002.879
2027	2.786.184	337.883	2.448.300	629.989	43.635	-	222.895	463.663	1.088.118	1.818.311
2028	2.009.880	322.427	1.687.453	325.600	29.935	94.940	160.790	327.824	748.364	1.361.853
2029	1.483.791	290.769	1.193.022	292.877	21.065	-	118.703	233.750	526.627	900.145
2030	1.081.203	263.194	818.009	198.444	14.343	-	86.496	160.141	358.585	619.565
2031	918.888	235.306	683.581	165.298	11.962	-	73.511	133.756	299.054	518.283
2032	562.556	199.565	362.991	86.115	6.235	-	45.005	69.761	155.876	276.876
2033	382.557	134.322	248.234	59.054	4.267	-	30.605	47.627	106.681	189.181
2034	195.038	102.120	92.918	21.006	1.516	-	15.603	16.894	37.899	71.912
2035	-	-	-	-	-	-	-	-	-	✓
2035	-	-	-	-	-	-	-	-	-	✓
2035	-	-	-	-	-	-	-	-	-	✓
2038	-	-	-	-	-	-	-	-	-	✓
2039	-	-	-	-	-	-	-	-	-	✓
2040	-	-	-	-	-	-	-	-	-	✓
2041	-	-	-	-	-	-	-	-	-	✓
2042	-	-	-	-	-	-	-	-	-	✓
2043	-	-	-	-	-	-	-	-	-	✓
2044	-	-	-	-	-	-	-	-	-	✓
2045	-	-	-	-	-	-	-	-	-	✓
2046	-	-	-	-	-	-	-	-	-	✓
2047	-	-	-	-	-	-	-	-	-	✓
2048	-	-	-	-	-	-	-	-	-	✓
TOTAL	39.814.244	13.403.807	26.410.437	8.086.011	598.977	194.564	3.185.140	4.703.084	9.642.661	18.324.426

OPL 245 - Project Value Split - Eni, Shell and Government Take

2011_PSC 2005

Current Values

APRIL 2011

	OIL REVENUES	COSTS	TECHNICAL CASH FLOW	ENI + SHELL TAKE	NIGERIA GOVERNMENT TAKE					TOTAL
					EDUCATION TAX	PROD. BONUS	ROYALTIES	PROFIT OIL	P.P.T.	
					NNPC K\$	NNPC K\$	NNPC K\$	NNPC K\$	NNPC K\$	
		1300000								
2011	-	1.426.700	- 1.426.700	- 1.426.700	-	-	-	-	-	-
2012	-	43.418	- 43.418	- 43.418	-	-	-	-	-	-
2013	-	23.495	- 23.495	- 23.495	-	-	-	-	-	-
2014	-	914.225	- 914.225	- 914.225	-	-	-	-	-	-
2015	-	1.632.898	- 1.632.898	- 1.632.898	-	-	-	-	-	-
2016	-	2.167.493	- 2.167.493	- 2.167.493	-	-	-	-	-	-
2017	278.933	1.049.111	- 770.178	- 823.174	-	15.284	22.315	15.397	-	52.996
2018	3.130.496	319.846	2.810.650	2.225.471	43.714	-	250.440	122.137	168.889	585.179
2019	3.192.327	318.317	2.874.010	2.132.318	51.545	-	255.386	237.136	197.625	741.692
2020	3.254.158	585.841	2.668.317	1.689.396	52.245	-	260.333	361.406	304.937	978.921
2021	3.320.405	1.183.141	2.137.264	1.136.287	49.147	-	265.632	232.088	454.110	1.000.977
2022	3.386.251	1.611.734	1.774.517	373.199	47.433	84.340	270.900	431.691	566.954	1.401.319
2023	3.452.499	353.297	3.099.201	1.403.504	55.924	-	276.200	457.906	905.667	1.695.697
2024	3.522.761	360.585	3.162.176	1.171.528	56.478	-	281.821	422.725	1.229.624	1.990.648
2025	3.593.024	360.472	3.232.552	1.114.560	57.747	-	287.442	483.892	1.288.910	2.117.991
2026	3.263.297	361.200	2.902.097	899.218	51.785	-	261.064	485.290	1.204.741	2.002.879
2027	2.786.184	337.883	2.448.300	629.989	43.635	-	222.895	463.663	1.088.118	1.818.311
2028	2.009.880	322.427	1.687.453	325.600	29.935	94.940	160.790	327.824	748.364	1.361.853
2029	1.483.791	290.769	1.193.022	292.877	21.065	-	118.703	233.750	526.627	900.145
2030	1.081.203	263.194	818.009	198.444	14.343	-	86.496	160.141	358.585	619.565
2031	918.888	235.306	683.581	165.298	11.962	-	73.511	133.756	299.054	518.283
2032	562.556	199.565	362.991	86.115	6.235	-	45.005	69.761	155.876	276.876
2033	382.557	134.322	248.234	59.054	4.267	-	30.605	47.627	106.681	189.181
2034	195.038	102.120	92.918	21.006	1.516	-	15.603	16.894	37.899	71.912
2035	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2035	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2035	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2038	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2039	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2040	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2041	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2042	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2043	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2044	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2045	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2046	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2047	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2048	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
TOTAL	39.814.244	14.597.357	25.216.887	6.892.461	598.977	194.564	3.185.140	4.703.084	9.642.661	18.324.426

ACCORDI COMPARABILI CON OPL245

Per le operazioni in cui le riserve e/o le risorse recuperabili non sono state divulgate pubblicamente sono stati utilizzate informazioni ottenute dalla banca dati IHS Markit EDIN.

A causa delle limitazioni dei dati comunicati dalle parti contraenti, il valore implicito di \$ / boe per ciascuna transazione è stato calcolato sulla base del rapporto tra prezzo totale della transazione e la quantità totale combinata di riserve e risorse liquide e gassose.

CNOOC purchase of 45% of OML 130 in Nigeria in January 2006

Deal summary: As announced on 9 January 2006, CNOOC Ltd. acquired a 45% working interest in a deep-water OML 130, which includes the large Akpo field offshore Nigeria, from South Atlantic Petroleum Limited (SAPETRO) for US\$2.268 billion plus an adjustment of US\$424 million for financial, operating, and capital expenses in the period prior to closing, resulting in a total transaction value of \$2.7 billion. The OML 130 tract is covered by both a production-sharing agreement (PSA) and a production-sharing contract (PSC), each of which governs a 50% interest in OML 130. SAPETRO is currently the sole contractor and 100% interest holder in the PSC. Under the agreement, CNOOC will acquire a 90% interest in the PSC and therefore a 45% working interest in the license. Total is the operator of the Akpo field with a 24% stake and Petrobras holds a 16% interest. The initial cash consideration will be payable by CNOOC as US\$1.75 billion to SAPETRO and US\$518 million to licensees Total and Petrobras as repayment of advances.

Asset description: The block covers approximately 320,000 acres in the Niger Delta in water depths ranging around 1,100 to 1,800 meters (3,600 to 5,900 feet). In addition to the Akpo field, discovered in 2000, OML 130 contains three other significant discoveries, Egina, Egina South, and Preowei, as well as further exploration prospects.

According to CNOOC's press release on the transaction, Akpo's gross P50 (2P) recoverable volumes have been estimated by the operator Total to be approximately 600 MMbbl (270 MMbbl net to the acquired 45% stake), with potential for additional gross P50 recoverable oil in excess of 500 MMbbl (225 MMbbl net to the acquired 45% stake) for the whole OML 130 area. There is also a reported 2.5 Tcf of gross commercial natural gas reserves associated with Akpo (1.1 Tcf net to the acquired 45% stake). Akpo is expected

onstream in 2008 and should reach peak production of 225,000 boe/d (approximately 101,250 boe/d net to the acquired stake) shortly thereafter.

Valuation: The transaction implied deal values of US\$3.94/boe of total recoverable reserves and resources.

IHS note that Brent oil price the day before deal announcement was \$63/bbl. IHS also note that by the time of this deal, Chinese national oil companies, with a strategic national mandate to acquire overseas oil and gas assets and supported by the Chinese government's rapidly growing foreign exchange reserves, had begun aggressively acquiring oil and gas assets around the world, including West Africa, often topping other potential bidders.

Acquisition of 2.67% in block OML 113 by Jacka Resources in September 2011 in Nigeria

Deal summary: As announced on 29 September 2011, Jacka Resources acquired 2.67% interest in deep-water OML 113 (which includes Aje oil and gas field) offshore Nigeria from Providence Resources plc for a total consideration of US\$16.0MM.

Asset description: According to Providence's transaction press release, all of the four wells drilled to-date on the Aje field encountered hydrocarbons and the partners deemed the Aje field commercial. Jacka's technical review estimates that the acquisition will provide net P50 contingent resources of approximately 10 MMboe (oil/gas split not disclosed). Upon closing of the transaction, Jacka will have a net 5% revenue earning interest in the Aje field (paying 6.675% of the costs relating to the Aje development).

Valuation: The transaction implies a deal value of US\$1.60/boe of contingent resources. Brent spot oil price the day before deal announcement was \$105/bbl.

IHS note that implied value in this deal is the lowest among selected comparable deals, but the deal's announcement date is closest to that of the OPL 245 transaction. The lower implied deal value per boe, in our view, is due to the early stage of the discovery and relative uncertainty of contingent resources.

Addax Petroleum acquisition of 40% working interest in Block 1 located in the Joint Development Zone between Nigeria and São Tomé and Príncipe

Deal summary: As announced on 25 September 2007, Addax Petroleum has agreed to acquire ExxonMobil's 40% working interest in Block 1 in the Joint Development Zone (JDZ) offshore deep-water Nigeria/Sao Tome for a total consideration of US\$77.6MM, and 2% of Addax Petroleum's share of the profit oil produced from Block 1. Completion of the sale and purchase agreement is subject to the approval of the Joint Development Authority of the JDZ.

Asset description: Block 1 is operated by Chevron, which holds a 45.9% working interest, and is located approximately 300 km offshore Nigeria in water depths ranging from 5,248 to 6,234 ft., directly west of JDZ Block 2 and directly north of JDZ Blocks 3 and 4. Block 1 contains the only well drilled to date in the JDZ, Obo-1, which encountered hydrocarbons when drilled in 2006. There are no further exploration commitments on Block 1 during the current exploration period.

The corporation, along with Sinopec, has contracted the Aban Abraham deep-water drillship to drill up to ten exploration and appraisal wells, commencing during the 4Q08, in the JDZ and at OPL291, the corporation's other deep-water Gulf of Guinea license area.

Valuation: The volumes were not disclosed at the time of the transaction. IHS Markit EDIN holds 70MMbbl of oil and 20.8MMboe of gas solution or a combined 2P reserves of 36.3MMboe net to the acquired 40%. The implied \$/boe value is estimated as \$2.14/boe. Brent spot oil price the day before deal announcement was \$100/bbl.

Eni pre-emptive offer for 49.81% stake in deep-water Abo field and Oberan discovery in Nigeria

Deal Summary: As announced on 2 April 2008, Eni matched an offer by Oando plc for Shell's stakes in two blocks offshore Nigeria. On 25 February 2008, Oando offered to acquire Shell's 49.81% stake in the PSCs and Joint Operating Agreement (JOA) respectively for offshore Nigeria Oil Mining License (OML) 125 and OML 134 for US\$625.7MM in cash. Eni exercised its right as operator of the blocks to pre-empt the planned sale, matching Oando's offer (IHS Markit Herold assumes the same purchase price in this transaction analysis).

Asset description: The deep-water OML 125 contains the Abo field, which has been on production since 2003, while OML 134, which holds the Oberan discovery, is in the pre-development/exploration stages. Based on figures reported by Oando in its press release for the original transaction with Shell, the 49.81% stake covers approximately 82.5 MMbbls of “2P reserves and risked contingent resources” and 9,000 b/d of oil production. [A full reserve accounting was not available at the time of initial deal announcement].

Valuation: The transaction implies deal values of US\$7.58 per boe of total resources (2P + contingent) and US\$69,529 per boe of daily production. IHS Markit notes that this transaction includes both producing and undeveloped assets and no disclosure is provided with regards to the reserve’s allocation between the two, or the split between 2P and contingent resources.

Producing assets, as a rule, are valued higher than undeveloped assets. IHS Markit applied its expert judgement to estimate the value of the undeveloped resources alone in this transaction. IHS Markit valued undeveloped resources in this transaction at 1/3 of the implied value of the combined total recoverable resources from both assets. The adjusted implied \$/boe of undeveloped reserves and contingent resources is estimated at \$2.53/boe. Brent spot oil price the day before deal announcement was \$125/bbl.

Oando purchase of 15% of OML 125 and 134 in Nigeria

Deal summary: As announced on 25 July 2008, Oando plc acquired a 15.0% interest in the Production Sharing Contracts (PSCs) covering offshore Nigeria Oil Mining License (OML) 125 and OML 134 from Eni for US\$197MM in cash. The transaction was agreed upon with Eni subsequent to its exercise of its pre-emption rights over Shell’s entire 49.81% interest in the PSCs and JOA in respect of OML 125 and OML 134 (see previous transaction’s description).

Asset description: Please also see the description in the previous bullet point. The deep-water OML 125 contains the Abo field, which has been on production since 2003, while OML 134, which holds the Oberan discovery, is in the pre-development/exploration stages. Based on figures reported by Oando in its press release for the original transaction with Shell, the 15% stake is estimated to cover approximately 24.8 MMbbls of 2P reserves and risked contingent resources. [A full reserve accounting was not available at the time of initial deal announcement].

Valuation. Please also see the description in the previous bullet point.

The transaction implies deal values of US\$7.93 per boe of total resources (2P + contingent). Using the adjustment ratio of 1/3 (as described previously), the adjusted implied \$/boe of undeveloped reserves and contingent resources is estimated at \$2.64/boe.

Brent spot oil price the day before deal announcement was \$125/bbl.

Maersk Oil's acquisition of a 15% interest in Block 16 in deep-water Angola

Deal summary: As announced on 31 March 2011, Maersk Oil acquired a 15% interest in Block 16 offshore Angola from Devon Energy for an initial payment of US\$70 million and future contingent considerations. Maersk, which currently operates Block 16, acquired a 50% interest from Canadian Natural Resources in 2005 and will increase its interest to 65%. Other partners are Sonangol (20%) and Odebrecht (15%).

Asset description: Block 16 is located in the Lower Congo Basin 100 kilometers offshore Angola in water depths from 200 meters to 1,500 meters (650 to 4,900 feet). The Chissonga field was discovered in the western sector of the block in 2009 with a successful appraisal announced in June 2010.

Valuation: Current reserve/resource estimates were not disclosed by the transaction parties. According to the IHS EDIN database, Block 16 had 243.3 MMboe of recoverable reserves (95% oil), which are classified by IHS Markit Herold as total recoverable resources, or 36.5 MMboe net to the 15% stake. The transaction implied a deal value of US\$1.92/boe of total recoverable resources. Brent spot oil price the day before deal announcement was \$98/bbl.

China Sonangol's acquisition of a 5% interest in Block 31 in deep-water Angola

Deal summary: As announced on 31 December 2010, China Sonangol International Holding Limited acquired a 5% interest in Angola's ultra-deep-water Block 31 from Total. China Sonangol International Holding Limited is a JV company owned by Dayuan International Development Limited (70%) and Sonangol (30%). IHS Markit Herold believes this stake was purchased by Sonangol Sinopec International Ltd., a JV of China Sonangol International Holding Limited (45%) and Sinopec Corp. (55%). IHS Markit Herold estimates the transaction value for the divested Angola assets was €538 million (US\$714.9 million).

Asset description: Block 31 covers 5,349 sq km (1,321,767 acres) and lies in water depths of between 1,500 and 2,500 meters (4,921 and 8,202 ft). BP is the operator and 26.7% owner. Block 31 includes three exploration areas (31a, 31b, and 31c) as well as seven development areas (Marte, Venus, Plutao, Saturno, Juno, Palas and Astrea). Based on IHS Markit Herold's discussion with Total, the sale includes the company's interest in both the exploration and development areas. Reserves/recoverable resources were not disclosed by the transaction parties.

Valuation: According to the IHS EDIN database, the exploration and development areas of Block 31 hold, net to Total's 5% stake, 144.1 MMboe (89% oil) of remaining recoverable resources (classified by IHS Markit Herold as total recoverable resources). The transaction implied a deal value of US\$4.96/boe of total recoverable resources. Brent spot oil price the day before deal announcement was \$92/bbl.

Government of Angola's pre-emptive offer for Marathon Oil Corporation's 20% in Angola Block 32

Deal summary: As announced on 9 February 2010, Marathon Oil announced the completion of the sale of a 20% undivided working interest in the PSC and JOA in Angola Block 32 to Sonangol. On 10 September 2009, according to Reuters, the Government of Angola has decided to pre-empt Marathon Oil's 17 July 2009 announced sale of a 20% stake in undeveloped deep-water Block 32 to CNOOC and Sinopec for US\$1.3 billion. Sonangol, which owns a 20% stake in Block 32, has the right of first refusal over the sale. This right allows it, along with the other partners in the block, to step in and buy the stake for the price the Chinese firms have offered. On 17 July 2009, CNOOC Limited and Sinopec International Petroleum Exploration and Production Corporation (Sinopec) entered into an agreement with Marathon Oil to acquire the 20% working interest in the PSC and JOA for Block 32 for \$1.3 billion purchase price. Herold currently assumes the same \$1.3 billion purchase price for the pre-emption.

Asset description: Block 32 covers 1,257,766 acres located about 150 km. off the coast in a water depth of 4,593 to 7,218 ft. The 12 previously announced discoveries in Block 32 are: Gindungo, Canela, Cola, Gengibre, Mostarda, Salsa, Caril, Manjericao, Louro, Cominhos, Colorau and Alho. Feasibility studies are underway for development of the area in the central southeastern part of Block 32. First production is expected around 2012. According to IHS's EDIN database, the various discoveries on Block 32 have estimated 2P oil reserves of 1.365 billion barrels (273 MMbbl net to 20% stake; 100% oil).

Valuation: The transaction implies a value of US\$4.76/boe of 2P reserves. Brent spot oil price the day before deal announcement was \$71/bbl.

Bibliografia

- I Alison-Madueke, Diezani. OPL245 Resolution Agreement/Letter of Award to SNEPCo. 11 May 2011. <http://gongnews.net/wp-content/uploads/2017/01/Malabu-Annex-2BExhibit.pdf>.
- I Bindemann, K., 1999. Production-sharing agreements: an economic analysis. Oxford Institute for Energy Studies Working Paper 25.
- I Boadway, Robin, and Michael Keen, 2010, "Theoretical Perspectives on Resource Tax Design," in *The Taxation of Petroleum and Minerals: Principles, Problems and Practice*, by Daniel, Keen, and McPherson (eds.), pp. 13–74.
- I Bond, Stephen R., and Michael P. Devereux, 1995, "On the design of a neutral business tax under uncertainty," *Journal of Public Economics* 58, pp. 57–71.
- I 2003, "Generalised R-based and S-based Taxes under Uncertainty," *Journal of Public Economics* 87, pp. 1291–311.
- I Bornhorst, Fabian, Sanjeev Gupta, and John Thornton, 2009, "Natural Resource Endowments and the Domestic Revenue Effort," *European Journal of Political Economy*, Vol. 25, pp. 439–46.
- I Bowman, Chakriya, and Aasim Husain, 2004, "Forecasting Commodity Prices: Futures Versus Judgment," IMF Working Paper 04/41, March (Washington: IMF).
- I Calder, Jack, 2010a, "Resource Tax Administration: The Implications of Alternative Policy Choices," in Daniel, Keen, and McPherson (eds.), op. cit., pp. 319–39.
- I 2010b, "Resource Tax Administration: Functions, Procedures and Institutions," in Daniel, Keen, and McPherson (eds.), op. cit., pp. 340–77.
- I Communities and Local Development, (2009) "Multicriterion Analysis, a Manual", Department of Local Communities, London; http://eprints.lse.ac.uk/12761/1/Multi-criteria_Analysis.pdf
- I Conrad, Robert, Bryce Hool, and Denis Nekipelov, 2009, "The Role of Royalties in Natural Resource Extraction Contracts," Working Paper, Duke University.

- I Cramton, Peter, 2010, "How Best to Auction Natural Resources," in Daniel, Keen, and McPherson, op. cit. pp. 289–316.
- I Daniel, Philip, 1995, "Evaluating State Participation in Mineral Projects: Equity, Infrastructure and Taxation," in *The Taxation of Mineral Enterprises* by James Otto(ed.), Graham, London, pp.165–87.
- I Daniel, Philip, and Emil Sunley, 2010, "Contractual Assurances of Fiscal Stability," pp. 405–24 in Keen and McPherson (eds.), op. cit.
- I Daniel, Philip, Michael Keen, and Charles McPherson, 2010, *The Taxation of Petroleum and Minerals: Principles, Problems and Practice*, (Abingdon: Routledge).
- I Daukoru, Edmund. Letter to Malabu Oil and Gas Limited Regarding Out-of-Court Settlement in Respect of OPL245. 2 December 2006. <https://www.thecable.ng/wpcontent/uploads/2017/03/Out-of-court-settlement-Annexure-B-1.pdf>
- I Debrun, Xavier, and Manmohan S. Kumar, 2008, "Fiscal Rules, Fiscal Councils and All That: Commitment Devices, Signaling Tools or Smokescreens," in *Fiscal Policy: Current Issues and Challenges*, proceedings of the 9th Banca d'Italia Workshop on Public Finance (Rome: Banca d'Italia).
- I Eni. 2011 Exploration and Production Update Report. 6 October 2011. https://www.eni.com/docs/en_IT/enipedia/financial-and-corporatereporting/2011/exploration-production-update.pdf.
- I Equator Exploration Limited. "Exploring West African Waters." Corporate presentation, June 2006. <http://www.equatorexploration.com/press/documents/Corporate%20Presentation%20June%202006%20v8.pdf>
- I FGN, SNUD, NAE, SNEPCo, and NAE. Block 245 Resolution Agreement. 29 April 2011. <http://gongnews.net/wp-content/uploads/2017/01/Malabu-Annex-2BExhibit.pdf>
- I Garnaut, Ross, and Anthony Clunies Ross, 1975, "Uncertainty, Risk Aversion, and the Taxing of Natural Resource Projects," *Economic Journal*, 85, 338, June, pp. 272–87.
- I 1983, *Taxation of Mineral Rents* (Clarendon Press: Oxford [reissued 2011]).

- I Gelb, Alan, Kai Kaiser, and Lorena Viñuela, 2012, "How Much Does Natural Resource Extraction Really Diminish National Wealth? The Implications of Discovery," Working Paper No. 290, Center for Global Development, July 9.
- I Henry Report, 2010, *Australia's Future Tax System: Report to the Treasurer* (December 2009, released May 2010) Canberra, Commonwealth of Australia, www.taxreview.treasury.gov.au
- I International Monetary Fund, 2007, "Guide on Resource Revenue Transparency," available at www.imf.org/external/np/pp/2007/eng/051507g.pdf
- I International Monetary Fund. Fiscal Regimes for Extractive Industries: Design and Implementation. 15 August 2012. <https://www.imf.org/external/np/pp/eng/2012/081512.pdf>.
- I 2010, "From Stimulus to Consolidation: Revenue and Expenditure Policies in Advanced and Emerging Economies," available at www.imf.org/external/np/pp/eng/2010/043010a.pdf
- I International Monetary Fund. 2011, "Revenue Mobilization in Developing Countries," available at www.imf.org/external/np/pp/eng/2011/030811.pdf
- I Kasriel, Ken, and David Wood. Upstream Petroleum Fiscal and Valuation Modelling in Excel: A Worked Examples Approach. West Sussex, UK: Wiley, 2013.
- I Nigerian Content Development and Monitoring Board. "NCDMB, NAOC Agree on Speedy Development of Zabazaba Deep Water Project." Press release, 19 December 2016. <https://www.ncdmb.gov.ng/2016/12/ncdmb-naoc-agree-on-speedy-development-of-zabazabadeep-water-project/>
- I Kellas, Graham, 2010, "Natural Gas: Experience and Issues," pp. 163–83 in Daniel, Keen, and McPherson (eds), op. cit.
- I Obaje, W. A. Letter from the Department of Petroleum Resources to the Attorney General and Minister of Justice Regarding the OPL245 Resolution Agreement, 1 April 2011. https://www.globalwitness.org/documents/18882/Obaje_Letter.pdf
- I Pennisi, G. e Scandizzo, P.L. (2003) "Valutare l'Incertezza: L'Analisi Costi-Benefici nel 21° Secolo", Giappichelli, Milano.

- I Rice, Xan. "Nigeria Oil Deal Puts Focus on Energy Sector." Financial Times, 20 May 2012.
<https://www.ft.com/content/291c7b48-a28a-11e1-a605-00144feabdc0>
- I Scandizzo, P.L. and Ventura, M. (2010), "Sharing Risks through Concession Contracts", European Journal of Operation Research, Vol.207, Issue 1, 16 November 2010, Pages 363-370.
- I Scandizzo, P.L., and Ventura, M., "Bids for the UMTS System: An Empirical Evaluation of the Italian case", Telecommunication Policy, (30) 2006, pp.533-551
- I Scandizzo, P.L. and Ventura, M., "Estimating the value of natural resources under legal constraints: an application to marine resources in Sicily", Applied Economic Letters (2008).
- I Shell Nigeria Ultra Deep Limited. OPL245 Block December 2006 Valuation Study, 2009.
- I Shell Nigeria Ultra Deep Limited, Proposal to Commence Negotiations, 2010.
- I A Step Change for Tullow and Ghana. Tullow Oil corporate report, 1 October 2008.
https://www.tulloil.com/Media/docs/default-source/3_investors/2008-tullow-capitalmarkets-day-ghana.pdf?sfvrsn=2
- I "Taxation and State Participation in Nigeria's Oil and Gas Sector." World Bank, Energy Sector Management Assistance Programme (ESMAP) Technical paper; no. ESM 057, 2004.
<https://openknowledge.worldbank.org/handle/10986/18078>
- I World Bank Commodities Price Forecast. World Bank, 24 April 2018.
<http://pubdocs.worldbank.org/en/458391524495555669/CM0-April-2018-Forecasts.pdf>
- I Legislation and Production Sharing Contracts Government Revenues from OPL245
- I Deep Offshore and Inland Basin Production Sharing Contracts Act, Cap D9, LFN 1999
- I Deep Offshore and Inland Basin Production Sharing Contracts Act, Cap D3, LFN 2004
- I Petroleum Act, Cap 350, LFN 1990
- I Petroleum Profits Tax Act, Cap 354, LFN 1990
- I Petroleum Profits Tax Act, Cap P13, LFN 2004.

- | Production Sharing Contract by and between the Nigerian National Petroleum Corporation and Shell
- | Nigeria Ultra Deep Limited Covering Block 245 Offshore Nigeria, 22 December 2003.
- | Production Sharing Agreement between Nigerian Agip Exploration Limited and Shell Nigeria
- | Exploration and Production Company Limited, 12 February 2012.

Il documento e tutte le informazioni in esso contenute sono strettamente confidenziali. La loro distribuzione è riservata e deve essere preventivamente autorizzata dal committente. Le informazioni contenute in questo documento sono soggette ad una clausola di esclusione di responsabilità, al diritto d'autore ed alle norme in materia di protezione dei dati personali. Le analisi economiche sono state elaborate anche sulla base di un set di dati forniti dal committente e/o di libero accesso da fonti pubbliche e sono state realizzate unicamente al fine di offrire una valutazione professionale, oggettiva e prudentiale in merito all'oggetto dell'analisi effettuata. Le analisi sono state svolte in linea con le migliori pratiche adottate dalle istituzioni multilaterali di sviluppo. OpenEconomics non è responsabile per l'utilizzo che il committente farà del documento e delle informazioni in esso contenute.

© 2019 OpenEconomics Srl. OE n° OE IA112M19