



LEGAMBIENTE

Enemy of the planet

PERCHÉ ENI CI RIGUARDA
E RISCHIA DI DIVENTARE SEMPRE
PIÙ UN NEMICO DEL PIANETA





LEGAMBIENTE

Enemy of the planet

*PERCHÉ ENI CI RIGUARDA
E RISCHIA DI DIVENTARE SEMPRE
PIÙ UN NEMICO DEL PIANETA*

Stampato a Luglio 2019

1. Premessa

Stiamo parlando dell'Azienda italiana che per il quarto anno consecutivo si qualifica come migliore **società esplorativa del settore**, con attività in **67 Paesi in tutto il Mondo**, dal mare di fronte alle meravigliose coste dell'Algarve in Portogallo e quello dell'Alaska nel circolo polare artico. Dal Golfo del Messico al Venezuela all'Oceano Indiano tra Indonesia e Australia. Mar Caspio kazako e il Mare di Barents, al largo della Norvegia. E ancora le acque di fronte alle coste africane del Ghana, dell'Angola, della Repubblica Democratica del Congo, del Mozambico. E il Mediterraneo, con perforazioni e nuovi progetti che interessano in Italia l'Adriatico e lo Jonio, dalla Basilicata alla Sicilia, ma anche Paesi del Nord Africa e Medio Oriente, come Egitto, Libia, Libano, Cipro. Il sottosuolo di Algeria, Tunisia, Oman, Iraq. Di Pakistan e Myanmar. Della Russia e del Turkmenistan, ma anche del Regno Unito. E la foresta amazzonica dell'Ecuador.

ENI, l'azienda energetica a prevalente capitale pubblico, che nel 2018, mentre in tutto il mondo si parla di cambiamenti climatici, di obiettivi di decarbonizzazione, di come sviluppare urgenti azioni di adattamento e mitigazione al surriscaldamento globale, stabilisce un nuovo record di produzione con 1,9 milioni di barili/giorno, la più alta mai registrata dalla compagnia, facendo registrare un incremento del 5% nella produzione rispetto al 2017 e incrementando, nell'ultimo anno, il portafoglio di titoli minerari attraverso l'acquisizione di nuovi 29.300 kmq di titoli esplorativi distribuiti tra Messico, Libano, Alaska, Indonesia e Marocco.

Certamente il più grande gruppo industriale italiano e la sua storia, sin dagli anni cinquanta, ha visto un profondo intreccio con le politiche economiche e di sviluppo interne al Paese e gli affari esteri. Perché dal dopoguerra ad oggi petrolio e gas sono stati uno dei motori della crescita economica, ed ENI ha avuto un ruolo centrale nel garantire gli approvvigionamenti con estrazione e distribuzione, assumendo un peso rilevantissimo nella politica estera italiana proprio per queste ragioni. Ma nel 2018, dopo che il mondo ha deciso di prendere la strada opposta della decarbonizzazione dell'economia con l'Accordo di Parigi sul Clima, ENI sta davvero andando nella direzione giusta? E non è rilevante che, come sempre accade quando si ha a che fare con estrazioni di petrolio e gas, siano tante le proteste che si aprono nei territori contro questi progetti?

I pozzi e gli oleodotti hanno infatti creato proteste a seguito di danni ambientali e non solo, come nel caso della Nigeria dove la popolazione locale ha portato la società in tribunale chiedendo un risarcimento per disastro ambientale a causa dello sversamento di petrolio da un oleodotto che ha contaminato una vasta area. O in Ecuador, dove la protesta viene dalle comunità indigene della Foresta amazzonica che avrebbero avuto diritto alla consultazione e al consenso, come stabilito dalla costituzione ecuadoriana. O in Montenegro, dove ENI ha firmato una concessione per l'estrazione di idrocarburi offshore del comune di Ulcinj. E ancora, per stare più vicini a noi, in Basilicata dove tante sono state in questi anni le proteste e anche le inchieste per inquinamento dei suoli e della falda. A quelli esistenti si aggiungono poi i tanti nuovi progetti che preoccupano per impatti ambientali su ecosistemi delicatissimi, con ricadute sociali ed economiche non indifferenti, e che animano proteste e manifestazioni nei Paesi in cui è lecito farlo (purtroppo un numero limitato, avendo molti di questi Paesi governi repressivi).

Di sicuro nei prossimi anni l'Italia, l'Europa e il Mondo dovranno ridurre i consumi di petrolio e gas. Con l'entrata in vigore dell'Accordo di Parigi sul Clima è stato fissato un chiaro impegno internazionale per contenere l'aumento della temperatura media globale ben al di sotto dei 2°C rispetto ai livelli pre-industriali, e quella dell'uscita dalle fossili è una condizione non più negoziabile. Questa prospettiva è quanto mai urgente da percorrere, perché già sono evidenti gli effetti dei cambiamenti climatici in tante aree del Pianeta, ma soprattutto desiderabile perché un modello energetico incentrato su efficienza e rinnovabili è l'unico in grado di favorire uno sviluppo davvero distribuito e democratico.

Nei prossimi mesi l'Italia dovrà, come tutti gli altri Paesi europei, presentare un piano non solo coerente con gli obiettivi europei sul clima e l'energia al 2030, ma anche in grado di guardare agli obiettivi al 2040. E in questo scenario la forte riduzione dei consumi di gas nel settore elettrico e civile, attraverso una generazione di energia sempre più distribuita e rinnovabile, e quelli di petrolio nei trasporti sono un passo imprescindibile. Ed è evidente come il problema evidente è che questa traiettoria rischia di trovare davanti a sé un macigno proprio nel più grande gruppo industriale italiano, oltretutto controllato dallo Stato. E il Mondo rischia di avere l'Eni come **NEMICO DEL CLIMA**, campione delle fonti fossili e avversario nella lotta ai cambiamenti climatici.

Ed è per questa ragione che Legambiente, ma non è la sola, lancia per il secondo anno un allarme forte e chiaro sulla situazione e i danni ambientali già evidenti e sul pericolo che Eni rappresenta per il Pianeta se non cambierà direzione di marcia. In questo dossier abbiamo messo assieme numeri, informazioni e storie sui progetti di Eni nel campo delle fonti fossili, ma anche quei pochi realizzati nelle rinnovabili. Perché perfino analisti e operatori finanziari, tradizionalmente meno attenti alle questioni ambientali, lanciano da qualche tempo un avvertimento alla platea di portatori di interesse circa la redditività di imprese incapaci di diversificare rispetto a una strategia industriale imperniata sul fossile. E oggi ENI appare tutta proiettata verso un futuro di espansione delle estrazioni di petrolio e gas, lasciando solo le briciole degli investimenti alle fonti pulite.

Noi pensiamo che questa strada sia sbagliata e chiediamo al Governo italiano di essere coerente con gli impegni sottoscritti a livello internazionale. Di sicuro continuare con una Eni nemica del Pianeta è uno scenario inaccettabile e ci batteremo insieme a associazioni, movimenti e cittadini per impedirlo.

2. Campioni nella strategia fossile

Sono 67 i Paesi nel Mondo in cui opera Eni, impiegando complessivamente quasi 31 mila lavoratori tra donne e uomini, di cui il 77% in Europa. 7.158 milioni di barili le riserve di idrocarburi accertate di proprietà ENI, distribuite nei 5 continenti, per una vita utile di poco più di 10 anni stando agli attuali tassi di consumo. La produzione complessiva, nel 2018, è stata pari a 1,9 milioni di barili/giorno, la più alta mai registrata dalla compagnia, con un incremento del 5% rispetto al 2017.

Di tutte le riserve, il 52% (3.711 milioni di barili) sono situate in Africa, che con una produzione di 1,06 milioni di barili/giorno risulta la più alta al mondo, seguite con il 26% (1.891 milioni di barili) da Asia e Oceania dove si producono 392 mila barili/giorno di idrocarburi. Il gas e il petrolio prodotto da Eni, sono venduti, rispettivamente, per il 50,8% e 24% in Italia.

LA PRESENZA DI ENI NEL MONDO



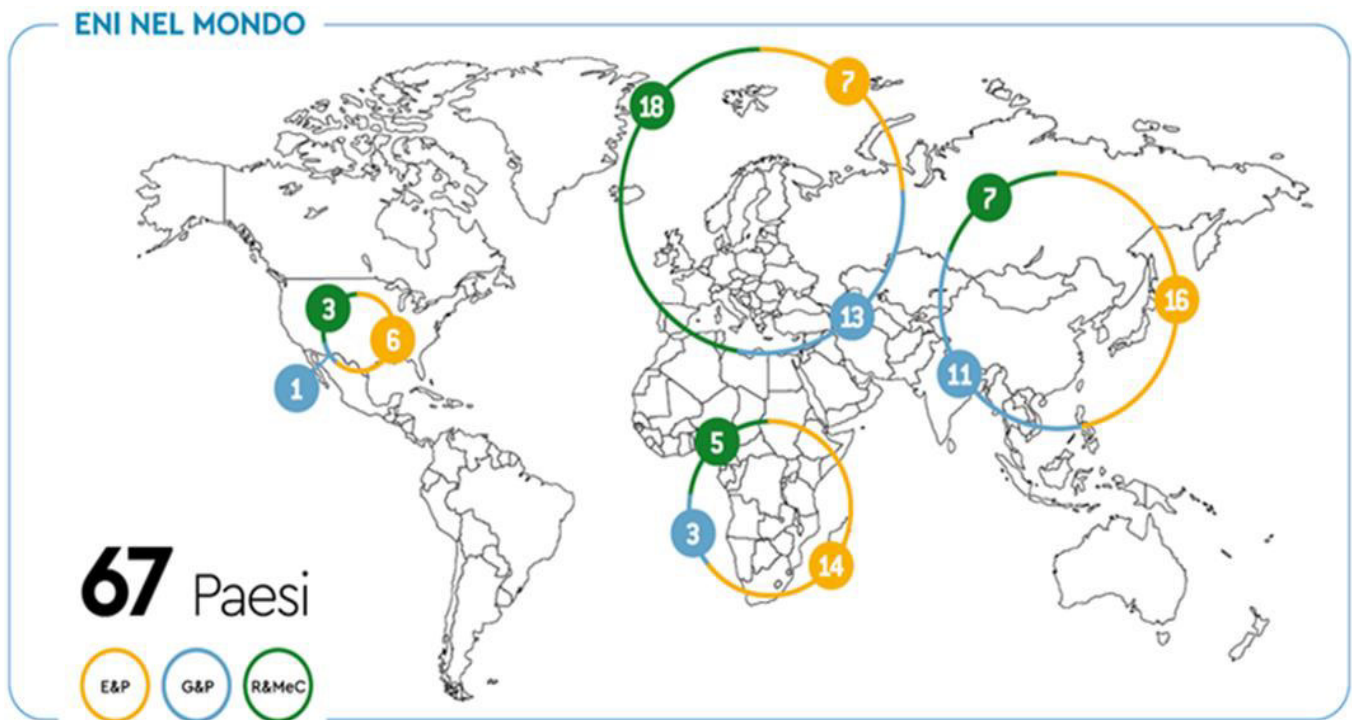
Fonte eni.com/it

I NUMERI DI ENI NEL MONDO

| Continenti | Paesi | Lavoratori | Riserve | Produzione |
|-----------------------|-----------|------------|-------------------|----------------------------|
| | <i>n.</i> | <i>n.</i> | <i>mln barili</i> | <i>*1000 barili/giorno</i> |
| Europa | 25 | 23.724 | 897 | 332 |
| Africa | 14 | 3.374 | 3.711 | 1.060 |
| Asia E Oceania | 22 | 2.595 | 1.891 | 392 |
| America | 6 | 1.257 | 659 | 123 |

Fonte eni.com/it

3. Le attività di Eni nell'Oil&Gas



Relazione Finanziaria Annuale 2018

Le principali attività di ENI sono l'**esplorazione e produzione di risorse fossili (E&P)**, gas e power (G&P) e i processi di raffinazione, distribuzione e commercializzazione di olio e gas (R&MeC), oltre alla generazione di energia elettrica. Sono 43 i Paesi in cui Eni svolge attività di esplorazione e produzione di risorse fossili, 28 quelli interessati da attività di gas e power e 33 quelli in cui raffina, distribuisce e commercializza risorse fossili. Attività che hanno portato la Società, secondo la Relazione Finanziaria Annuale 2018 di Eni, ad avere dei ricavi complessivi di **75.822 milioni di euro al 2018**. Dato che registra un +13% rispetto al 2017 (66.919 mln euro) e +36% rispetto al 2016 (55.762 mln euro), con investimenti tecnici pari a 9.119 milioni di euro, di cui 463 milioni in ricerca esplorativa e 6.506 milioni in sviluppo riserve di idrocarburi. Oltre ai 59.362 milioni di euro di Capitale Netto Investito, per l'anno 2018, di cui l'84,8% in attività di esplorazione e produzione, con un aumento dello 0,6% rispetto all'anno precedente.

Anche osservando il Piano Industriale di Eni al 2022, risulta evidente come questi numeri non tendono a diminuire. Si evidenzia una crescita del portafoglio esplorativo con l'obiettivo di scoprire 2,5 miliardi di barili nel quadriennio, la crescita delle produzioni ad un tasso medio annuo del 3,5% con una conseguente crescita della generazione di cassa con un free cash flow cumulato pari a 22 miliardi euro. Tutto questo con la perforazione di più di 140 nuovi pozzi in più di 25 Paesi. E sono diversi gli investimenti portati a casa dalla società italiana. Tra i nuovi progetti troviamo l'Area 1 in Messico per la messa in produzione di 2,1 miliardi di barili di olio equivalente, ma anche Merakes in Indonesia, Italia, Egitto, Congo e Angola. In tema di esplorazione vanno inoltre menzionate le nuove scoperte in Egitto, Cipro, Norvegia, Angola, Nigeria, Messico ed Indonesia e l'incremento del portafoglio di titoli minerari attraverso l'acquisizione di 29.300 kmq di nuovi titoli esplorativi distribuiti tra Messico, Libano, Alaska, Indonesia e Marocco.

A fronte di questi numeri in crescita, in termini di ricavi e investimenti, nello stesso periodo (2016-2018) si registra in maniera inversamente proporzionale, una diminuzione del numero di dipendenti: si passa dai 33.536 dipendenti del 2016 ai 32.934 del 2017 fino ad arrivare ai 31.701 del 2018 (-5% e -4% rispettivamente) considerando oltre ai tre settori di attività citati anche quelli relativi al Corporate e altre attività.

Altro tema, la cui lettura risulta essere poco convincente in un'ottica di decarbonizzazione e raggiungimento degli obiettivi Europei è la promozione delle fonti rinnovabili: ENI "ha come obiettivo una potenza installata di energia elettrica pari a circa 5 GW al 2025" e nel 2018 ha investito solo 143 milioni euro investimenti tecnici in sviluppo di progetti rinnovabili, economia circolare e digitalizzazione.

Inoltre sotto il cappello discutibile delle rinnovabili è previsto dal 2021 il completamento della seconda fase della bioraffineria di Venezia con un aumento della capacità fino a 560 mila tonnellate/anno (rispetto a 360 mila tonnellate/anno attuali) e lo start-up

ad inizio 2019 di quella di Gela con una capacità fino a 720 mila tonnellate/anno. Prosegue il consolidamento nella Chimica verde che nel 2018 ha visto l'acquisizione delle attività bio del Gruppo Mossi & Ghisolfi e lo sviluppo di progetti di riciclo e di recupero.

4. Le attività di Eni nelle rinnovabili

La Direzione New Energy Solutions viene fondata da Eni nel 2015 con l'obiettivo di sviluppare energie rinnovabili in tutti i Paesi in cui opera la società ed in particolare con l'obiettivo di affiancare il consumo di petrolio e gas degli asset produttivi con energia solare o eolica. In particolare nel **piano 2018-2021 Eni prevede** investimenti nelle fonti rinnovabili per **1,2 miliardi di euro** per la realizzazione di 1 GW di potenza. Secondo i piani di sviluppo dovrebbero arrivare a 5 GW entro il 2025. Ad oggi, sono 12 i Paesi in cui Eni ha iniziato, concluso o sta progettando la realizzazione di progetti da fonti rinnovabili.

ITALIA

Per lo sviluppo delle fonti rinnovabili in Italia, Eni ha avviato il Progetto Italia, con l'obiettivo di realizzare impianti solari fotovoltaici, ma anche biomassa e/o solare a concentrazione, nelle proprie aree industriali di proprietà. Sono 14 i progetti previsti, distribuiti in 12 Regioni, per una capacità complessiva di circa 220 MW di solare, entro il 2022, in grado di generare 0,38 TWh/a di energia elettrica e che si estenderanno su aree per un'estensione complessiva di 400 ettari, per un investimento di circa 260 milioni di euro.

Ferrera Erbognone (PV): l'unico impianto fotovoltaico entrato in esercizio è quello a inseguimento di Ferrera Erbognone, presso il Green Data Center di ENI. 2.968 moduli per 1 MW di potenza complessiva, in grado di produrre energia elettrica pari al fabbisogno di 500 famiglie.

Assemini (CA): presso il sito delle Saline Conti Vecchi (Cagliari), è in costruzione l'impianto solare a concentrazione da 26 MW di potenza e una produzione attesa di 42 GWh/anno di energia elettrica a supporto del ciclo di lavorazione del sale. In fase di progettazione impianti da fonte rinnovabile di scala industriale nelle città di Trecate, Volpiano, Cengio, Porto Marghera, Ravenna, Livorno, Civitavecchia, Monte Sant'Angelo, Brindisi, Ferrandina, Taranto, Priolo, Augusta, Porto Torres e Portoscuso.

Ravenna (RA): Eni ha installato e avviato con successo l'unità di produzione Inertial Sea Wave Energy Converter (ISWEC), un innovativo sistema di produzione di energia in grado di trasformare l'energia prodotta dalle onde in energia elettrica, adattandosi anche alle differenti condizioni del mare così da garantire un'elevata continuità nella produzione energetica. L'impianto pilota, installato nell'offshore di Ravenna a cura del Distretto Centro Settentrionale Eni, è integrato in un sistema ibrido smart grid unico al mondo composto da fotovoltaico e sistema di stoccaggio energetico. L'impianto ha raggiunto un picco di potenza superiore a 51 kW, ovvero il 103% della sua capacità nominale. La potenza disponibile dalle onde è applicabile a contesti off-grid e allo stesso tempo complementare ad altre fonti rinnovabili, per la realizzazione di un sistema energetico resiliente con zero emissioni.

Monte Sant'Angelo (FG): ENI pronta a investire in zona ex Enichem, località Macchia di Monte Sant'Angelo, attraverso progetti relativi all'energia pulita, a partire dalla produzione di pannelli fotovoltaici. La zona interessata sarebbe pari a circa 35 ettari (dove insisteva la Centrale termoelettrica) su terreni di proprietà della Syndial, società di petrolchimica e gestione siti dismessi facente parte del gruppo.

LE ATTIVITÀ DI ENI IN ITALIA NELLE RINNOVABILI



Fonte eni.com/it

VENEZUELA

Installati 23 aerogeneratori da 1,5 kW di potenza in grado di produrre circa 104 MWh per abitazioni situate in località remote.

ANGOLA

Nella provincia di Luanda, nel 2015, realizzata elettrificazione del centro sanitario di Kilunda, mediante impianto fotovoltaico stand-alone con accumulo. Nel 2014 effettuato studio di fattibilità per l'accesso integrato energia-acqua per due comunità nelle provincie di Huila e Namibe. Nel 2015 studio per l'elettrificazione dell'ospedale di Quicama da fonte rinnovabile in sostituzione dei due generatori diesel.

CONGO

Nel distretto di Hinda, dove ENI ha all'attivo un progetto integrato su produzione e infrastrutture, è stato garantito l'accesso all'elettricità a 33 strutture comunitarie (11 centri sanitari e 22 pozzi d'acqua potabile), mediante pannelli solari fotovoltaici.

KENYA

A partire dal 2017 sono stati installati complessivamente 40 kW di impianti solari fotovoltaici con batterie in 11 scuole primarie del campo profughi di Dadaab (il più grande al mondo), garantendo così l'accesso all'elettricità alle strutture.

NIGERIA

Nel 2017 In 7 villaggi sul Delta del Niger sono stati installati 2.700 kW di capacità rinnovabile off-grid, garantendo così accesso all'energia e opportunità di sviluppo diversificate per le comunità rurali isolate.

ALGERIA

A Novembre 2018 è stato inaugurato un impianto a energia solare da 10 MW presso il sito estrattivo Bir Rebaa North (BRN) il quale fornirà energia al giacimento di olio.

EGITTO

In Egitto è in fase di progettazione un campo solare fotovoltaico da 50 MW.

GHANA

In progettazione un campo solare fotovoltaico onshore da 20-50 MW e un campo solare fotovoltaico fluttuante (offshore) da 5 MW. Trattasi di investimenti di tipo greenfield, ossia non direttamente legati ad asset industriali preesistenti.

KAZAKHSTAN

Eni e General Electric (GE) hanno siglato un accordo con il Ministero dell'Energia della Repubblica del Kazakistan per promuovere lo sviluppo di progetti di generazione di energia da fonte rinnovabile nel Paese, nello specifico implementando uno studio di fattibilità per un impianto eolico da 50 MW.

PAKISTAN

L'impianto fotovoltaico di Bhit, da 10 MW sarà in grado di produrre circa 20 GWh/anno di energia elettrica utilizzata direttamente dal sito industriale. Il progetto, che sarà completato entro ottobre del 2019, prevede l'integrazione tra l'impianto fotovoltaico e l'attuale sistema di generazione di potenza e consentirà lo spegnimento di una delle turbine a gas attualmente in funzione.

TUNISIA

Verrà realizzato a fine 2019 nel Governatorato di Tataouine l'impianto fotovoltaico di Adam da 5 MW. L'energia prodotta, sarà utilizzata direttamente dal sito industriale diminuendo i consumi di gas e risparmiando l'emissione in atmosfera di oltre 6.500 tonnellate/anno di CO2. L'impianto prevede, inoltre, sarà connesso ad sistema ibrido di generazione di energia elettrica con batterie di accumulo che permetteranno di favorire l'integrazione con le turbine a gas esistenti.

5. Gli impianti controversi e i guai giudiziari di Eni nel mondo

ITALIA

Pubblicità ingannevole

Legambiente, Movimento difesa del cittadino e la delegazione italiana di Transport & Environment (Federazione Europea per il Trasporto e l'Ambiente) hanno depositato all'Autorità garante della concorrenza e del mercato una segnalazione per "pratica commerciale ingannevole" in relazione alla campagna pubblicitaria del biodiesel ENI diesel+ "-4% di consumi e -40% di emissioni gassose". L'azienda si rivolge al consumatore medio un evidente messaggio di convenienza economica nell'uso di "Eni Diesel +" e persino di un positivo impatto ambientale in termini di riduzione dell'inquinamento, quantificato con una percentuale del -40%. Secondo le associazioni firmatarie, però, la pubblicità dell'Eni non è supportata da prove o pubblicazioni tecniche e scientifiche sufficienti.

Ancona. Nel 2015 Eni realizza la piattaforma Clara Nw, situata a 45 km dalla costa. Diverse le ragioni che hanno portato la popolazione e le associazioni ad opporsi a tale attività: a partire dalle prescrizioni che autorizzavano attività in cui non si escludevano incidenti gravi tali da compromettere in maniera irreversibile la qualità ambientale, oltre il rischio subsidenza, sismico e allo sviluppo economico locale mettendo a rischio tutte le attività marine, dal turismo alla pesca.

Val d'Agri. È iniziato negli anni '90 lo sfruttamento di uno dei giacimenti onshore più importanti d'Europa, quello della Val D'Agri. Qui nel corso degli anni sono state diverse le criticità che hanno riguardato l'area produttiva, composta da 38 pozzi, di cui di cui 22 eroganti.

Sono diversi i risvolti giudiziari sulle attività in Basilicata: è in corso a Potenza il processo sullo smaltimento illegale di rifiuti anche con la reimmissione delle acque di processo in alcuni pozzi in Val d'Agri mentre, nell'aprile 2019, anche grazie ad un esposto di Legambiente che chiedeva l'applicazione della legge 68 sugli ecoreati, è stato arrestato per disastro ambientale, abuso d'ufficio e falso ideologico un dirigente dell'Eni, all'epoca dei fatti responsabile del centro oli di Viggiano, nell'ambito di un'inchiesta su una fuoriuscita dai serbatoi di 400 tonnellate di petrolio secondo l'azienda che nel febbraio 2017 contaminò almeno 26 mila metri quadrati di suolo e sottosuolo a Viggiano. Insieme a al dirigente sono state indagate 13 persone tra le quali anche componenti del comitato tecnico regionale della Basilicata e l'Eni.

All'inizio del 2017, a seguito del ritrovamento di petrolio in un depuratore, si arrivò al sequestro di un pozzetto e fu accertato che il petrolio era passato nella rete fognaria e in quella idrografica circostante, a due chilometri dalla diga del Pertusillo, che fornisce acqua alla Puglia e, per l'irrigazione, ad oltre 35 mila ettari di terreno. Il petrolio fuoriuscito dai serbatoi di stoccaggio non furono mai comunicate agli organismi competenti.

Gela: Eni è sotto processo per disastro ambientale innominato causato dalla presenza della raffineria, oggi in via riconversione a olio di palma; secondo le accuse della procura il ciclo produttivo di Eni avrebbe influito sulla salute dei cittadini, più volte evidenziate dalle analisi epidemiologiche di rilievo nazionale.

Scicli/Pozzallo. Il Blocco Vega è la più grande piattaforma petrolifera fissa realizzata, nel 1987, nei mari italiani. Qui operano Edison con il 60% ed Eni con il 40%, localizzata a circa 12 miglia dalla costa. Diverse le criticità emerse in questi anni e che hanno portato cittadini e associazioni, come Legambiente, a mobilitarsi per ottenere lo stop alla realizzazione di nuove infrastrutture. Come i problemi legati allo smaltimento illecito di rifiuti, che portò il Ministero dell'Ambiente a costituirsi parte civile nel processo a Ragusa e chiuso con la prescrizione. Un danno quello calcolato dal Ministero pari a 69 milioni di euro, provocato dallo sversamento, tra il 1989 e il 2007, nel pozzo sterile denominato V6 e situato a 2.800 metri di profondità, di 147mila mc di rifiuti petroliferi altamente inquinanti e contenenti metalli pesanti e idrocarburi, 333mila mc di acque di lavaggio della cisterna della nave di stoccaggio di greggio e 14mila mc di acque di sentina. Pari al contenuto di 12.500 autocisterne.

Ragusa: è dal 30 aprile 2019, che nel più totale dei silenzi mediatici nazionali, che va avanti la fuoriuscita di petrolio dal pozzo ENI, che rischia di riversarsi nel torrente Moncillè. Legambiente ha presentato un esposto per chiedere l'applicazione della Legge sugli Ecoreati. Infatti nonostante l'intervento di ENI con barriere di contenimento e l'utilizzo di tecniche per la pulizia dei bacini (misure richieste a Enimed dalla Prefettura), la fuoriuscita di petrolio non si riesce a fermare.

Le attività non proprio sostenibili di Eni in Italia

Porto Marghera (VE): nel giugno 2014 è stata avviata la prima bioraffineria al mondo dalla capacità di circa 360 mila tonnellate/anno di "green diesel"/"green nafta", alimentata principalmente da oli vegetali di importazione, secondo Eni, certificati secondo standard di sostenibilità ambientale e sociale internazionali. Entro il 2021 la bioraffineria lavorerà 560mila tonnellate di materie prime l'anno, e a regime sarà in grado di soddisfare circa la metà della richiesta ENI di biocarburanti.

Gela (CL): la raffineria di Gela nasce nel 1963 e viste le numerose crisi che hanno sempre coinvolto la raffineria, nel novembre 2014 con un accordo tra il Ministero dello Sviluppo Economico, la Regione Sicilia e parti sociali, è stato lanciato il piano di rilancio del sito industriale di Gela che ha previsto la trasformazione in bioraffineria, con una capacità produttiva di biocarburanti attesa di 750mila tonnellate/anno.

Gli studi internazionali hanno dimostrato che il 30% delle nuove coltivazioni di palma e l'8% di quelle di soia, utilizzati per la produzione di biocombustibile poi importato nel nostro Paese per le bioraffinerie di ENI, hanno comportato distruzione di foreste

vergini, di brughiere e di praterie. Si stima che un litro di olio di palma determini emissioni indirette di CO2 pari al triplo dell'equivalente di petrolio e un litro di olio di soia il doppio.

ECUADOR

Eni-Agip (controllata Eni) opera in Ecuador dal 1988. Nel 2016 la produzione è stata di 10mila barili equivalenti al giorno. Nel 2010 è entrata in vigore una legge che impone al governo ecuadoregno la rinegoziazione di tutti i contratti in essere con le compagnie petrolifere. In origine la concessione Eni aveva scadenza al 2033, ma nel dicembre 2015 è stata prorogata per ulteriori 10 anni. Nella ricontrattazione Eni ha ottenuto una revisione dei confini che oggi comprende i territori della Federazione Shuar di Pastaza (FENASHP), dei Popoli Kichwa di Sarayaku, della Comune di Morete e della Nazionalità Achuar dell'Ecuador (NAE). Queste comunità denunciano la mancata consultazione, che avrebbe dovuto dar luogo ad un consenso informato, come sancisce la costituzione ecuadoregna. Ad oggi la popolazione locale continua ad esprimere un forte dissenso nei confronti dei progetti di esplorazione.

KAZAKHSTAN

Il villaggio di Berezovka, situato a 5 km dal giacimento di petrolio e gas di Karachaganak, dal 2003 sta cercando, anche grazie all'aiuto di alcune organizzazioni locali, di ottenere il trasferimento dell'intero villaggio in un luogo più sano e sicuro, proprio come risarcimento per i danni ambientali e alla salute provocati dalle attività petrolifere. Studi indipendenti, contestati dalla Joint Venture Karachaganak Petroleum Operating, di cui fa parte Eni, hanno dimostrato, infatti, come molti dei problemi di salute della popolazione, come quelli muscolo-scheletrici e cardiovascolari, mal di testa, perdita della memoria e della vista, fossero legati alla qualità dell'aria, dove sono stati rilevate oltre 25 sostanze tossiche, e dell'acqua, risultata invece non potabile.

Kashagan è tra i più grandi giacimenti di petrolio al mondo. Un progetto iniziato con 13 anni di ritardo e destinato a provocare danni alla salute delle popolazioni locali, danni ambientali e costi altissimi. Diverse le criticità del giacimento, a partire dal fatto che questo è collocato all'interno di una riserva naturale protetta del Mar Caspio, dove sono bandite le attività petrolifere. Ma anche danni alla fauna, problemi di inquinamento atmosferico, incidenti che hanno provocato emissioni inquinanti e tossiche. In questi anni le autorità del Kazakistan hanno multato la joint venture, di cui fa parte Eni, per un importo di circa 737 milioni di dollari.

MONTENEGRO

Diverse le organizzazioni montenegrine insieme alla Coalizione One Adriatic che dal 2016 protestano contro Eni, la russa Novatek e il governo del Montenegro per la concessione, a 30 anni, di un'area di 1.228 kmq destinata alla ricerca ed estrazione di idrocarburi.

NIGERIA

La comunità nigeriana di Ikebiri ha portato Eni in tribunale per disastro ambientale. La rottura di un oleodotto della controllata Nigerian Agip Oil Company e la conseguente fuoriuscita di petrolio danneggiò, nel 2010, oltre 17 ettari di fauna e vegetazione dell'area. Le popolazioni locali hanno chiesto 2 milioni di euro di risarcimento oltre alla bonifica dell'area. A questo si aggiunge il processo per tangenti, a carico di 15 imputati appartenenti alle società Eni e Shell, per la maxi tangente, da oltre un miliardo di dollari, versata a pubblici ufficiali e politici nigeriani per lo sfruttamento del giacimento petrolifero Opl 245, in cui lo Stato nigeriano si è costituito parte civile.

A fine 2018 due mediatori sono stati condannati, in primo grado, a 4 anni per concorso in corruzione internazionale e alla confisca di 140 milioni di euro. Secondo il magistrato che ha seguito le indagini i dirigenti Eni erano a conoscenza delle tangenti, le quali sarebbero state utilizzate per corrompere ministri e burocrati nigeriani. Parte di questi soldi, minoritaria rispetto alla tangente complessiva inoltre, sarebbero tornati in Italia a beneficio di dirigenti Eni o direttamente o tramite intermediari.

REPUBBLICA DEMOCRATICA DEL CONGO

Eni nel maggio del 2008 ha firmato un accordo per un investimento da 3 miliardi di dollari per il periodo 2008-2012, che comprende l'esplorazione di sabbie bituminose, la produzione di olio di palma a scopo alimentare ed energetico, e la costruzione di un impianto a gas da 350 MW. L'area interessata è estesa 1.790 kmq. La produzione attesa è di 2,5 miliardi di barili equivalenti di petrolio. La maggior parte del territorio oggetto della licenza è coperto da foresta tropicale primaria, mentre il rimanente è popolato da comunità locali di produttori agricoli su piccola scala. Le comunità locali denunciano l'assenza di coinvolgimento e consultazione. Tra le accuse, la pratica del gas flaring, ossia il bruciare a cielo aperto gas naturale collegato all'estrazione del greggio. Le emissioni sprigionate, entrando nel ciclo dell'acqua, sono correlate al fenomeno delle piogge acide. Al momento l'Ufficio della Procura di Milano ha aperto un fascicolo per sospetta attività di corruzione delle pubbliche autorità congolese in merito al rinnovo delle licenze di sfruttamento nel 2009 e nel 2014.

RUSSIA

E' partita nel settembre 2017 la protesta degli ambientalisti russi contro il progetto di realizzazione di 2 pozzi esplorativi nel Mar Nero da parte della società Rosneft, in collaborazione con Eni, a circa 60-80 km dalla città di Sochi. Il Mar Nero, infatti, è un mare chiuso, senza connessioni con l'oceano e caratterizzata da una particolare biodiversità. Un eventuale incidente, oltre alle normali attività petrolifere, causerebbero danni incalcolabili.

5.1 Non vince sempre golia

ITALIA

Nel 2012 Edison ed Eni presentarono il progetto di costruzione della piattaforma Vega B in Sicilia tra la costa di Scicli e quella di Pozzallo. Successivamente le società presentarono istanza per integrare, con ulteriori otto pozzi addizionali, i quattro già precedentemente autorizzati ma di fatto, ad oggi, mai realizzati. La richiesta delle due società è stata definitivamente bocciata dal ministero dell'ambiente lo scorso aprile, grazie anche alle osservazioni presentate da Legambiente. Eni ed Edison, auspicavano un parere positivo anche senza la presentazione dei monitoraggi richiesti dal ministero, e nonostante l'evidente situazione di rischio sismico rappresentato dalla faglia di Scicli. I motivi della bocciatura sono stati sia il rischio sismico che l'impatto ambientale, che i danni ai cetacei e all'altra fauna marina e la vicinanza al Sito di Interesse Comunitario (SIC) Fondali Foce del fiume Irmínio.

PORTOGALLO

Dopo le proteste della popolazione per le intenzioni di Eni (e Galp) di avviare attività di ricerca e poi di estrazione su un'area di 9.100 kmq in Algarve, la regione più a sud e una delle zone più belle e turistiche del Portogallo, le società petrolifere hanno rinunciato a trivellare. Dicono che "le condizioni attuali" rendono la prospettiva di trivellare impossibile, ovvero le proteste dei cittadini contrari a una simile azione: come sempre, quando la gente è numerosa e compatta nel dire di no, c'è poco da fare per i trivellatori.

ECUADOR

Il popolo Waorani di Pastaza ha vinto con una sentenza storica della corte ecuadoriana per proteggere 200 mila ettari del loro territorio nella foresta pluviale amazzonica che sarebbero stati destinati alle trivellazioni petrolifere. I giudici della Corte provinciale di Pastaza infatti hanno annullato il precedente processo intrapreso dal governo ecuadoriano nel 2012, che prevedeva la vendita all'asta delle terre dei Waorani alle compagnie petrolifere. Questa nuova decisione legale blocca anche la vendita all'asta, già organizzata, di 16 zone ricche di petrolio che coprono oltre 7 milioni di acri di territorio indigeno fornendo un inestimabile precedente legale per altre popolazioni indigene in tutta l'Amazzonia ecuadoriana.

ALLEGATO

LE ATTIVITÀ DI ENI NEL SETTORE FOSSILE GROENLANDIA

Anno inizio attività: 1970

Settore: esplorazione e produzione di petrolio

Superficie complessiva: 4.890 kmq, di cui 1.909 in quota

Nel 2014, Eni si è aggiudicata l'esplorazione del Blocco 8, detto Amaroq, insieme a Bp e Nunaoil.

AMERICHE

CANADA

Settore: esplorazione e produzione di idrocarburi

Attività in corso

- permesso esplorativo EL 317 (Eni 14,06%)
- detiene il 10% in Bjarni
- H-81, Gudrid
- H-55, North Bjarni
- -06 e Snorri J-90
- permesso Hopedale E-33 Eni partecipa con il 4,58%
- nel novembre del 2008 Eni ha completato l'acquisizione di tutte le azioni ordinarie della società canadese First Calgary Petroleum Ltd., una società attiva nell'esplorazione e nello sviluppo di idrocarburi in Algeria che deteneva un interesse del 75% nel perimetro di Ledjement (Blocco 405b). L'area include diversi giacimenti con risorse complessive superiori a 1,3 miliardi di barili di olio equivalente, di cui circa la metà di gas naturale.

MESSICO

Anno inizio attività: 1967

Settore: esplorazione e sviluppo offshore

Superficie complessiva: 1657 kmq, di cui 1.146 quota Eni

Attività in corso

- Area 1 dal 2015 - ENI 100% - attività di sviluppo delle scoperte di Amoca, Miztón e Tecoailli, nell'offshore del Golfo del Messico
- Blocco 10 - Eni 100%
- Blocco 14 - Eni 60%
- Blocco 7 - Eni 45% nel bacino di Sureste
- Blocco 24 - ENI 65% e operatorship
- Blocco 28 - Eni 75% operatorship

L'attività esplorativa ha avuto esito positivo nell'Area 1 con la perforazione dei pozzi di appraisal Amoca-2 e Amoca-3 mineralizzati a olio, del primo pozzo di delineazione della scoperta di Miztón mineralizzato a olio, del pozzo appraisal Tecoailli 2 mineralizzato a olio.

I successi esplorativi e la revisione dei modelli di reservoir dei campi di Amoca e Miztón hanno consentito di incrementare le risorse complessive del blocco a 2 miliardi di boe in posto, dei quali circa il 90% a olio. Eni ha presentato alle competenti Autorità del Paese, il piano per lo sviluppo delle tre scoperte presenti nell'Area Lo start-up della produzione è previsto nel 2019.

STATI UNITI

Anno inizio attività: 1968

Settore: esplorazione e sviluppo offshore profondo e convenzionale

Eni è presente negli Stati Uniti dal 1968 e opera nel Golfo del Messico, Alaska e nell'onshore del Texas. La superficie sviluppata e non sviluppata si estende per 2.105 chilometri quadrati (1.052 chilometri quadrati in quota Eni). Nel 2017 la produzione di petrolio e gas in quota Eni è stata di 77 mila boe/giorno.

Le attività di esplorazione e produzione di Eni negli Stati Uniti sono regolate da contratti di concessione.

Golfo del Messico: Eni partecipa in 75 blocchi di esplorazione e sviluppo nell'offshore profondo e convenzionale del Golfo del Messico, di cui 35 come operatore. I principali giacimenti operati sono Allegheny e Appaloosa (Eni 100%); Pegasus (Eni 85%); Longhorn, Devils Towers e Triton (Eni 75%). Inoltre Eni partecipa nei giacimenti di Europa (Eni 32%), Medusa (Eni 25%), Hadrian South (Eni 30%), Lucius (Eni 8,5%), K2 (Eni 13,4%), Fronrunner (Eni 37,5%) e Heidelberg (Eni 12,5%).

Nel 2017 è stata presa la FID del progetto Lucius Subsequent Development.

Le attività di sviluppo prevedono la perforazione e il completamento di tre pozzi produttivi sottomarini che saranno collegati alle facility presenti nell'area. Lo start-up è previsto nel 2019 con una produzione a regime pari a 2 mila boe/giorno in quota Eni.

Texas: La produzione è fornita essenzialmente dall'area Alliance (Eni 27,5%), nel bacino di Fort Worth, contenente riserve di gas non convenzionale (shale gas). La produzione nell'anno è stata pari a oltre 4 mila boe/giorno in quota Eni.

Alaska: Eni partecipa in 42 blocchi di esplorazione e sviluppo con quote comprese tra il 30% e il 100%, dei quali 26 operati. I principali giacimenti sono Nikaitchuq (Eni 100%, operatore) e Oooguruk (Eni 30%) con una produzione complessiva pari a circa 20 mila barili/giorno in quota Eni nel 2017.

ECUADOR

Anno inizio attività: 1967

Settore: Esplorazione e Produzione e Refining & Marketing

Nel 2017 la produzione in quota Eni è stata di 12 mila barili/giorno. L'attività è condotta nel Blocco 10 (Eni 100%) situato nella Foresta Amazzonica, per una superficie sviluppata di 1.985 chilometri quadrati in quota Eni. Le attività di Eni nel Paese sono regolate da un contratto di servizio.

Produzione: è fornita dal giacimento a olio di Villano, avviato nel 1999. Lo sfruttamento del giacimento avviene tramite una Central Production Facility collegata via pipeline alle facility di stoccaggio sulla costa pacifica.

Sviluppo: Le attività di sviluppo hanno riguardato il completamento del progetto Villano Fase VI con la perforazione e lo start-up di tre pozzi di infilling.

Refining & Marketing: commercializza GPL domestico e industriale, garantendo la copertura territoriale a oltre duemila concessionari e clienti e gestendo direttamente quattro centri di imbottigliamento. Eni Ecuador opera nel Paese attraverso le società Esain (commercializzazione domestica), Esacontrol (valvole e regolatori) e Tecnoesa (per la produzione e la riparazione di bombole GPL). Il gruppo Ecuador detiene una quota di mercato pari al 37,9% ed è leader di mercato nella commercializzazione di GPL nel Paese.

VENEZUELA

Anno inizio attività: 1998

Settore: Esplorazione e Produzione

Nel 2017 la produzione in quota Eni è stata di 61 mila barili/giorno. L'attività è concentrata nell'offshore del Golfo del Venezuela e Golfo di Paria e nell'onshore dell'Orinoco per una superficie sviluppata e non sviluppata di 2.804 chilometri quadrati (1.066 chilometri quadrati in quota Eni).

Produzione: fornita dai giacimenti a gas di Perla (Eni 50%), localizzato nel Golfo di Venezuela, a olio di Junin 5 (Eni 40%), situato nella Faja dell'Orinoco, e da Corocoro (Eni 26%), nel Golfo di Paria.

Esplorazione: Eni partecipa con una quota del 19,5% nel blocco Petrolera Güiria per l'esplorazione di risorse di petrolio e con una quota del 40% nel blocco Golfo di Paria Ovest e Punta Pescador, nell'offshore orientale del Paese, per l'esplorazione di risorse di gas naturale.

TRINIDAD E TOBAGO

Anno inizio attività: 1970

Settore: esplorazione e produzione offshore

Nel 2017 la produzione in quota Eni è stata di circa 2 milioni di metri cubi/giorno (pari a 10 mila barili/giorno). L'attività è concentrata nell'offshore settentrionale di Trinidad, per una superficie sviluppata di 382 chilometri quadrati (66 chilometri quadrati in quota Eni). Le attività di esplorazione e produzione di Eni in Trinidad e Tobago sono regolate da Production Sharing Agreement.

Produzione: fornita dai giacimenti a gas di Chaconia, Ixora, Hibiscus, Poinsettia, Bougainvillea e Heliconia nel blocco North Coast Marine Area 1 (Eni 17,3%). Lo sfruttamento dei giacimenti avviene mediante l'utilizzo di due piattaforme fisse collegate alle facility di trattamento di Hibiscus. Il gas prodotto è utilizzato per alimentare i treni 2, 3 e 4 dell'impianto di liquefazione Atlantic LNG, destinati principalmente al mercato statunitense in base a contratti di lungo termine.

Eni detiene una partecipazione del 17,3% in Point Fortin LNG Exports Ltd, che acquista GNL dalla Atlantic LNG Company di Trinidad & Tobago Unlimited ("ALNG"). Il GNL è trasportato e venduto per la rigassificazione.

ARGENTINA

Settore: esplorazione

Eni detiene una quota del 30% nei permessi Octans-Pegaso e Tauro-Sirius, situati nella Terra del Fuoco, a sud del Paese.

EUROPA

ITALIA

Anno inizio attività: 1926

Settore: produzione ed esplorazione di petrolio e gas naturale, produzione di energia elettrica, distribuzione di prodotti petroliferi, raffinazione, chimica

Superficie complessiva 20.332 kmq, di cui 16.380 quota Eni

Attività principali:

Produzione

Mare Adriatico e Ionico: i giacimenti hanno fornito nel 2017 il 48% della produzione Eni in Italia, si tratta per lo più di gas. Questa avviene attraverso 69 piattaforme. I principali giacimenti sono I principali sono Barbara, Cervia/ Arianna, Annamaria, Luna, Angela, Hera Lacinia e Bonaccia.

Avvio del progetto Poseidon.

Appennino Centro-Meridionale: Eni è operatore di maggioranza della concessione Val d'Agri, in Basilicata, con il 60,77%, dove sono presenti i giacimenti di Monte Alpi, Monte Enoc e Cerro Falcone. Nel 2017 i giacimenti hanno fornito il 38% della produzione Eni in Italia. Il 18 luglio 2017 Eni ha riavviato l'attività petrolifera presso il Centro Olio Val d'Agri ("COVA").

Sicilia: operatore in 12 concessioni di coltivazione nell' onshore e 3 nell'offshore. I principali giacimenti sono Gela, Tesoro, Giaurone, Fiumetto, Prezioso e Bronte. Proseguono le attività per lo sviluppo dei giacimenti offshore Argo e Cassiopea

Raffinazione

Sannazzaro: capacità di raffinazione primaria di 200 mila barili/giorno e un indice di conversione del 73%. Situata nella Pianura Padana, dispone di due impianti di distillazione primaria e di relative facilities, in particolare tre unità di desolforazione.

Taranto: capacità di raffinazione primaria di 104 mila barili/giorno e un indice di conversione del 56%. Unico impianto presente nell'Italia meridionale, integrata col segmento upstream attraverso i giacimenti della Val d'Agri in Basilicata (Eni 60,77%) collegati a Taranto attraverso un oleodotto. La raffineria è dotata di un'unità di topping-vacuum, un impianto di hydrocracking, un platforming nonché di due unità di desolforazione.

Livorno: capacità di raffinazione primaria bilanciata di 84 mila barili/giorno, un indice di conversione dell'11% e produce lubrificanti e specialties. La raffineria è connessa tramite un oleodotto al deposito di Calenzano (Firenze) ed è dotata di un'unità di topping-vacuum, un platforming, due unità di desolforazione, un'unità di dearomatizzazione (DEA) per la produzione di carburanti, un impianto di de-asphalting a propano (PDA), un'unità per l'estrazione degli aromatici e de-waxing utilizzate per la produzione di basi lubrificanti nonché di un impianto di blending e filling per la produzione di lubrificanti finiti.

Milazzo: partecipata in forma paritaria da Eni e Kuwait Petroleum Italia, con una capacità di raffinazione primaria bilanciata in quota Eni di 100 mila barili/giorno e un indice di conversione del 60%, è situata sulla costa settentrionale della Sicilia. Dispone di due impianti di distillazione primaria e una unità di vacuum, di due unità di desolforazione, di un'unità di cracking catalitico a letto fluido (FCC), di un'unità di conversione distillati medi hydrocracking (HDC) e di un'unità di trattamento dei residui (LC-Finer).

NORVEGIA

Anno inizio attività: 1965

Settore: produzione, lo sviluppo e l'esplorazione on e offshore

Superficie complessiva: 6.740 kmq, di cui 2.117 in quota Eni

Produzione Eni 2017: 129 mila barili al giorno in quota Eni

Le attività di esplorazione e produzione sono regolate da Production License (PL) che autorizza il detentore a effettuare rilievi sismografici, attività di perforazione e produzione sino alla scadenza contrattuale, con possibilità di rinnovo.

Mare di Norvegia: Eni partecipa in 10 licenze produttive. I principali giacimenti sono Åsgard (Eni 14,82%), Kristin (Eni 8,25%), Heidrun (Eni 5,17%), Mikkel (Eni 14,9%), Tyrihans (Eni 6,2%), Marulk (Eni 20%, operatore) e Morvin (Eni 30%) che nel 2017 hanno fornito il 57% della produzione Eni del Paese. Le facility di Åsgard raccolgono la produzione gas dei giacimenti della zona per il successivo trasferimento via pipeline al centro di trattamento di Karsto e da lì in Europa presso il terminale di Dornum in Germania. La produzione di liquidi dell'area, ottenuta prevalentemente mediante FPSO, è venduta FOB.

Sviluppo: Le attività di sviluppo hanno riguardato principalmente attività di infilling a sostegno della produzione nei giacimenti Heidrun, Åsgard e Norne (Eni 6,9%).

Esplorazione: Eni partecipa in 32 licenze con quote comprese tra il 5% e il 50%, quattro delle quali operate. L'attività esplorativa ha avuto esito positivo con la scoperta Cape Vulture a gas e olio nelle licenze PL 128/128D (Eni 11,5%), in prossimità degli impianti in produzione del giacimento Nome. La scoperta è stimata in circa 130 milioni di boe in posto.

Mare del Nord Norvegese: Eni partecipa in 2 licenze produttive. La principale licenza produttiva è la Great Ekofisk Area nella PL 018 (Eni 12,39%), che include il giacimento Ekofisk e i giacimenti satelliti di Eldfisk ed Embla. Nel 2017 la Great Ekofisk Area ha prodotto circa 23 mila boe/giorno in quota Eni, rappresentando il 18% della produzione Eni del Paese. La produzione è trasportata via pipeline presso il terminale di Teesside nel Regno Unito per il petrolio e il terminale di Emden in Germania per il gas.

Sviluppo: Le attività di sviluppo hanno riguardato principalmente attività di infilling a sostegno della produzione nei giacimenti Ekofisk e Eldfisk.

Esplorazione: Eni partecipa in 6 licenze con quote comprese tra il 12% e il 70%, due delle quali operate.

IRLANDA

Eni partecipa in quattro permessi esplorativi nell'offshore atlantico irlandese a una profondità d'acqua tra i mille e i duemila metri. Si tratta dei permessi 2/94 (Eni 40%), 3/04 (Eni 27,5%), 1/99 (Eni 60% operatore) e del permesso 7/97 (Eni 100% operatore).

REGNO UNITO

Anno inizio attività: 1964

Settore: esplorazione, sviluppo e produzione

L'attività è condotta nel Mare del Nord inglese e nel Mare d'Irlanda per una superficie complessiva sviluppata e non sviluppata di 6.207 chilometri quadrati (5.805 chilometri quadrati in quota Eni). Nel 2017, la produzione in quota Eni nel Paese è stata di 57 mila barili/giorno. Nell'ambito della razionalizzazione del portafoglio, è stata completata la cessione di tre asset esplorativi e produttivi nel Paese. Le attività di esplorazione e produzione di Eni nel Regno Unito sono regolate da contratti di concessione.

Produzione: Eni partecipa in 4 aree produttive, di cui come operatore in Liverpool Bay (Eni 100%) e Hewett Area (Eni 89,3%). Gli altri principali giacimenti sono Elgin/Franklin (Eni 21,87%), Glenelg (Eni 8%), J-Block e Jasmine (Eni 33%) e Jade (Eni 7%).

Sviluppo: Nel corso del 2017 sono state completate le operazioni di perforazione del pozzo di infilling in Elgin Franklin, messo in produzione alla fine dell'anno.

Esplorazione: Eni partecipa in 14 blocchi esplorativi con quote comprese tra il 9% e il 100%, 10 dei quali operati.

Gas & LNG Power: commercializza gas naturale attraverso la consociata ETS che, tra l'altro, vende il gas equity prodotto dai giacimenti Eni nel Mare del Nord e opera nei principali hub del Nord Europa (NBP, Zeebrugge, TTF). Nel 2017, le vendite Eni sono state di 2,21 miliardi di metri cubi con un aumento pari al 10% rispetto all'anno precedente.

GERMANIA

Anno inizio attività: 1988

Settore: produzione e commercializzazione di prodotti petroliferi

Possiede una partecipazione dell'8,3% nella raffineria di Schwedt e una partecipazione del 20% in Bayernoil, un polo di raffinazione integrato che comprende le raffinerie di Vohburg e Neustadt.

La capacità di raffinazione in quota Eni è di circa 60 mila barili/giorno utilizzata per l'approvvigionamento delle reti di distribuzione in Baviera e nella Germania Orientale. In termini di produzione Eni possiede una quota dell'8,33% nella raffineria PCK a Schwedt e una partecipazione del 20% in Bayernoil, un polo industriale integrato che include le raffinerie di Vohburg e Neustadt. Il greggio per Bayernoil viene trasportato attraverso il Mediterraneo al porto di Trieste, continuando il suo percorso via oleodotto, arrivando poi in Baviera. La raffineria di Schwedt, invece, è rifornita principalmente con greggio russo attraverso l'Oleodotto dell'Amicizia (Drushba pipeline). In aggiunta può essere approvvigionata con greggio che arriva via oleodotto dal porto di Rostock. La distribuzione dei prodotti finiti è assicurata da una struttura logistica capillare che si avvale di circa 30 depositi e punti di carico. Nell'ambito del mercato rete Eni detiene in Germania una quota di mercato del 3%, con 478 stazioni di servizio a fine anno, di cui 339 di proprietà, con un erogato medio pari a 3,3 mg/l.

Gas & LNG Marketing and Power: Eni è presente nel mercato tedesco del gas naturale attraverso una struttura commerciale diretta che nel 2017 ha venduto 6,95 miliardi di metri cubi di gas nei mercati di Germania e Austria con un decremento di 0,86 miliardi di metri cubi, pari all'11% rispetto all'anno precedente.

PAESI BASSI

Gas & LNG Marketing and Power: I Paesi Bassi sono, insieme a Russia, Algeria, Libia e Norvegia, tra i maggiori fornitori di gas naturale a Eni, mediante contratti di fornitura a lungo termine. Nel 2017 gli approvvigionamenti di gas naturale in quota Eni dai Paesi Bassi sono stati pari a 5,60 miliardi di metri cubi/anno, con una riduzione di 4,4 miliardi di metri cubi rispetto all'anno scorso.

Refining & Marketing: Eni è presente sul mercato dei lubrificanti attraverso la controllata Eni Benelux BV che ha sede nella città di Rotterdam e opera nel mercato dei lubrificanti nei Paesi Bassi, Regno Unito, Irlanda e Paesi Scandinavi attraverso rivenditori e vendite dirette.

FRANCIA

Anno inizio attività: 1968

Gas & LNG Marketing and Power: Eni è presente in Francia in tutti i segmenti di mercato attraverso le proprie strutture commerciali dirette e la società Eni Gas & Power France SA. Nel 2017, le vendite in Francia di Eni sono state complessivamente di 6,38 miliardi di metri cubi con un decremento di 1,04 miliardi di metri cubi, pari al 14%, rispetto al 2016.

Refining & Marketing: con la società Eni France Sàrl, di circa ottanta impiegati che ha sede a Lione, opera nel mercato rete ed extra rete di prodotti petroliferi. Nel segmento rete la società opera attraverso 157 impianti (di cui 44 sulla rete autostradale) principalmente nell'est e sud-est del Paese e con un erogato medio pari a 2.302 migliaia di litri. La quota mercato rete è circa l'1% su base nazionale. Dal 2008, la società opera anche sull'extra rete inizialmente rifornendosi dall'Italia con i bitumi nel sud-est del Paese e ora anche con carburanti, con fonti di approvvigionamento anche locali e con lubrificanti. Le vendite sul canale extra rete si attestano sulle 594 kton, superiori alle vendite rete (298 Kton), con la commercializzazione di gasoli, benzine, lubrificanti e bitumi.

SVIZZERA

Anno inizio attività: 1959

Gas & LNG Marketing and Power: Nel settore del trasporto degli idrocarburi, Eni possiede la società Oléoduc du Rhone SA, che gestisce un gasdotto che da Ferrera Erboznone in Italia, attraversando il Piemonte e la Valle d'Aosta, entra nel Vallese in Svizzera attraverso il Passo del Gran San Bernardo. È lungo 257 km e ha una capacità di 1,1 milioni di barili all'anno.

Refining & Marketing: Eni Suisse SA è stata fondata a Lugano nel 1959. Dispone di strutture d'importazione a Basilea e Ginevra; quest'ultima è alimentata dalle raffinerie Eni del Mediterraneo attraverso il sistema di oleodotti SPRM e SAPPRO, di cui è azionista. E' inoltre proprietaria di due depositi ubicati a Stabio (TI) e Sennwald (SG), nonché di una partecipazione a TAR (ZH). La quota mercato è superiore all'8% ma raggiunge circa il 30% nella zona del Ticino. L'attività di vendita all'ingrosso è in grado di fornire carburanti, olio da riscaldamento, bitume e GPL, con un volume complessivo di quasi 450 kton.

BELGIO

Gas & LNG Marketing and Power: In linea con la razionalizzazione del portafoglio delle attività retail Gas&Power, nel 2017 Eni ha perfezionato la cessione a Eneco delle attività gas&power retail in Belgio relative a circa 850.000 punti di allacciamento di energia elettrica e gas con una quota di mercato di circa il 10%. Nel 2017, le vendite Eni di gas naturale nel Benelux ai segmenti industriali, grossista, termoelettrico e retail ammontano a 5,06 miliardi di metri cubi, in diminuzione di 1,97 miliardi di metri (pari al 28%) per minori vendite spot.

Refining & Marketing: Tramite la consociata Eni Benelux, che fa capo a Refining & Marketing, eni opera nel mercato dei lubrificanti, con una vasta gamma di specialties, anche in Belgio attraverso rivenditori e vendite dirette.

LUSSEMBURGO

Gas & LNG Marketing and Power: in linea con la razionalizzazione del portafoglio delle attività retail Gas&Power, nel 2017 Eni ha perfezionato la cessione a Eneco delle attività gas&power retail in Belgio relative a circa 850.000 punti di allacciamento di energia elettrica e gas con una quota di mercato di circa il 10%; dal Belgio viene seguita la distribuzione anche per il Lussemburgo. Nel 2017, le vendite Eni di gas naturale nel Benelux ai segmenti industriali, grossista, termoelettrico e retail ammontano a 5,06 miliardi di metri cubi, in diminuzione di 1,97 miliardi di metri (pari al 28%) per minori vendite spot. Le vendite di lubrificanti nel 2017 ammontano a 13 kton.

AUSTRIA

Gas & LNG Marketing and Power: Complessivamente, nel 2017 Eni ha venduto 6,95 miliardi di metri cubi di gas nei mercati di Germania e Austria con un decremento di 0,86 miliardi di metri cubi, pari all'11% rispetto all'anno precedente. Attualmente, Eni opera sul mercato austriaco con attività di trading e dal 1° gennaio 2018 gestisce i contratti gas sottoscritti.

Refining & Marketing: Eni è presente nel Paese dal 1959. La società conta più di 170 risorse e la sede principale si trova a Vienna. Eni Austria Group opera nel mercato rete ed extra rete di prodotti petroliferi. La presenza nella rete è particolarmente rilevante, raggiungendo una quota mercato del 12,4%, con 319 stazioni di servizio, di cui 208 di proprietà. Eni Austria è il secondo operatore branded nel Paese e detiene il maggior numero di impianti. Le vendite sul canale extra rete sono circa 220 kton, con la commercializzazione di benzine, gasoli, GPL, Lubrificanti e olii combustibili. Dal 2015 Eni Austria Group ha costituito tre sezioni per la vendita di Lubrificanti in Rep. Ceca, Slovacchia e Romania. Dal 2016 sono state avviate ulteriori due sezioni lubrificanti, in Ungheria e Slovenia.

UNGHERIA

Refining & Marketing: Eni è stata presente in Ungheria dal 1990, attraverso la commercializzazione di prodotti petroliferi retail e wholesale. La società Eni Hungaria, ad eccezione del business lubrificanti, è stata venduta alla compagnia petrolifera MOL ad agosto 2016. Le attività commerciali del business lubrificanti sono portate avanti dalla filiale di Eni Austria a Budapest.

SLOVENIA

Gas & Power: Eni è presente nel Paese con la società Adriaplin (quota Eni 51%) che si occupa di importare, vendere e distribuire gas in Slovenia.

CROAZIA

Eni è presente in Croazia dagli anni '80 con attività di esplorazione e dal 1996 opera con la società Eni Croatia b.v., L'attività nel Paese è condotta in due permessi situati nell'offshore del mar Adriatico, di fronte alla città di Pola, per una superficie complessiva sviluppata e non sviluppata di 1.975 chilometri quadrati (987 in quota Eni). A giugno 2018, Eni ed INA-INDUSTRIJA NAFTE d.d., hanno firmato un accordo che consente a quest'ultima di acquistare il 100% di Eni Croatia b.v. La produzione corrente di gas della società ceduta ammonta a circa 2.500 barili di olio equivalente al giorno. La fornitura di gas naturale dalla Croazia al mercato italiano sarà garantita grazie alla sigla di un accordo commerciale tra INA ed Eni, in base al quale il gas prodotto dal giacimento Marica continuerà ad essere trasportato in Italia. Con questo accordo, in linea con il piano di razionalizzazione del portafoglio mediante vendita degli assets marginali, Eni esce dal business Upstream in Croazia, dove è presente dal 1996 in partnership con INA.

MONTENEGRO

Anno inizio attività: 2016

Settore: esplorazione offshore

Nel 2016, Eni è entrata nelle attività di ricerca esplorativa del Paese, firmando un Contratto di Concessione con il Governo del Montenegro relativo all'esplorazione di 4 blocchi nell'offshore del Paese. I blocchi che coprono una superficie complessiva di 1.228 chilometri quadrati sono stati assegnati a seguito del Primo Bid Round Internazionale competitivo. Il Contratto di Concessione prevede l'assegnazione a Eni del ruolo di Operatore e una quota di partecipazione del 50% nelle licenze esplorative 4118-4, 4118-5, 4118-9 and 4118-10. L'altro partner nella joint-venture è NOVATEK con il restante 50%.

SPAGNA

Gas & LNG Marketing and Power: Eni è presente nel mercato spagnolo del gas naturale attraverso la joint venture Unión Fenosa Gas ("UFG" - Eni 50%), attiva nell'approvvigionamento e nella vendita di gas naturale ai clienti del settore industriale, grossisti e termoelettrico. Nel 2017 le vendite di gas di UFG in Europa sono state di 3,92 miliardi di metri cubi (1,96 miliardi in quota Eni). UFG partecipa con l'80% nell'impianto di liquefazione di Damietta sulla costa egiziana, nonché con il 7,36% a un impianto di liquefazione in Oman. Nel 2017, le vendite in Spagna di Eni sono state 5,06 miliardi di metri cubi, in calo di 0,22 miliardi di metri cubi (- 4,2%).

Refining & Marketing: Il Gruppo Eni è presente nella Spagna dal 2001 ed opera principalmente nella vendita di Lubrificanti. Dal 2013 sono inoltre riprese le vendite di carburanti, essendo venuto meno l'impegno di non concorrenza con Galp stipulato al momento della cessione delle attività rete ed extrarete in Spagna e Portogallo nel 2008. La società conta 74 dipendenti. Eni Iberia possiede un impianto di blending & filling lubrificanti a Gavà, con capacità produttiva di circa 50 kton; con elevato grado di flessibilità, è terzo per la produzione di lubrificanti in Spagna. La quota mercato stimata per i Lubrificanti è del 6,5% circa. Le vendite di Lubrificanti nel 2017 sono state di 38 kton.

L'attività di carburanti e combustibili ha superato velocemente la quota dell'1% con una rete di agenti commerciali che copre circa l'80% della penisola iberica (a meno delle isole Canarie e Baleari).

PORTOGALLO

Anno inizio attività: 2014

Settore: esplorazione e produzione

Eni è presente in Portogallo nel settore Upstream dal 2014, occupando una superficie lorda di 4.547 km quadrati, di cui 3.182 in quota. Nel 2014, Eni ha siglato l'accordo strategico (farm-in agreement) con Petrogal, società interamente detenuta dalla compagnia portoghese Galp e che opera nell'upstream dell'oil&gas, per acquisire la partecipazione del 70 % e l'operatorship nei permessi di Gamba, Santola e Lavagante, che garantiscono il diritto di esplorazione di un'ampia e inesplorata area di 9.100 chilometri quadrati nell' offshore del Portogallo. I permessi esplorativi erano stati assegnati a Petrogal nel 2007 dallo Stato portoghese. L'accordo rientra nella strategia di Eni volta a diversificare e ampliare il proprio portafoglio esplorativo.

GRECIA

Gas & Power: Con una quota del 49%, Eni partecipa nelle società per la distribuzione secondaria del gas naturale di "EPA Salonicco" e di "EPA Tessaglia".

CIPRO

Eni è presente a Cipro nel settore Exploration & Production, dal 2013, occupando una superficie lorda di 12.523 chilometri quadrati, di cui 10.018 in quota Eni. A marzo 2017 è stato finalizzato un farm-in agreement per l'acquisto del 50% del Blocco 11, operato da Total, nell'offshore di Cipro. Il blocco esplorativo di 2.215 chilometri quadrati è prossimo alla scoperta di Zohr.

UCRAINA

Presente in Ucraina dal 2011 Eni possiede il 50.01% e l'operatorship della compagnia ucraina LLC WSTGASINVEST. La società detiene i diritti su nove blocchi per l'esplorazione e sviluppo di gas non convenzionale (Shale Gas) situati nel bacino del Lviv, nella parte occidentale del Paese. In Europa l'area è considerata una delle zone a più elevato potenziale per l'esplorazione di gas non convenzionale ed Eni è stata tra le prime a operare nel Paese insieme ad altre majors come Shell e Chevron. Eni detiene nel Paese partecipazioni anche nell'ambito delle licenze di esplorazione e sviluppo Zagoryanska e Pokroskoe, situate nel bacino del Dniepr-Doneyz.

AFRICA

MAROCCO

Eni è entrata nell'upstream del Marocco già nel 2016 firmando con Chariot Oil & Gas un accordo per l'acquisizione di una quota di partecipazione (Farm-Out Agreement, FOA) nei permessi esplorativi I-VI nella licenza "Rabat Deep Offshore". L'accordo prevede l'assegnazione a Eni del ruolo di operatore e una quota di partecipazione del 40% nella licenza nonché dei diritti di esplorazione su di un'area di 10.780 kmq e con una profondità d'acqua che va da 150 a 3.500 metri. Altri partners sono Woodside (25%), Chariot (10%) e Office National des Hydrocarbures et des Mines (ONHYM 25%). Nel 2017 Eni ha firmato con la compagnia di stato marocchina ONHYM un accordo per l'acquisizione dei permessi esplorativi I-XII della licenza Tarfaya Offshore Shallow situata nelle acque marocchine dell'Oceano Atlantico, a largo delle città di Sidi Ifni, Tan Tan e Tarfaya. L'accordo, il cui completamento è subordinato all'autorizzazione da parte delle autorità marocchine, prevede l'assegnazione a Eni del ruolo di operatore con una quota di partecipazione del 75% ed il restante 25% alla compagnia di stato ONHYM. La licenza esplorativa si estende su di un'area di 23.900 kmq, con una profondità d'acqua variabile da 0 a 1.000 metri, con potenziale di idrocarburi liquidi.

ALGERIA

Eni è presente in Algeria dal 1981; nel 2018 la produzione di petrolio e gas in quota Eni è stata di 85 mila boe/giorno. La superficie complessiva sviluppata e non sviluppata è di 3.470 chilometri quadrati (1.155 chilometri quadrati in quota Eni). L'attività è concentrata nel deserto di Bir Rebaa, nell'area centro orientale del Paese, nei seguenti blocchi di esplorazione e sviluppo, operati da Eni:

- Blocchi 403a/d (Eni dal 65% al 100%);
- Blocco ROM Nord (Eni 35%);
- Blocchi 401a/402a (Eni 55%);
- Blocco 403 (Eni 50%);
- Blocco 405b (Eni 75%).

Inoltre Eni partecipa nei blocchi non operati 404 e 208 con una quota del 12,25%. Le attività di esplorazione e produzione Eni in Algeria sono regolate da contratti di Production Sharing Agreement (PSA) e di concessione. Nell'aprile 2018 Eni e Sonatrach hanno firmato un accordo quadro per avviare un programma di esplorazione e sviluppo nell'area del Berkine e proseguire la collaborazione nel settore ricerca e sviluppo. In particolare nel luglio 2018 un accordo per ottimizzare le infrastrutture esistenti dei giacimenti di BRN nel Blocco 403 e MLE nel Blocco 405b in sinergia con le facility di prossima realizzazione. L'accordo include anche la realizzazione di una pipeline per collegare gli asset di BRN con MLE con l'obiettivo di realizzare un hub gas nell'area; nell'Ottobre 2018 è stato firmato un accordo che prevede l'acquisizione da parte di Eni di una quota del 49% nelle concessioni di Sif Fatima II, Zemlet El Arbi e Ourhoud II, nel bacino del Nord Berkine.

È in programma la realizzazione dello sviluppo accelerato delle riserve stimate in 75 milioni di boe in quota Eni e di una campagna esplorativa dei tre blocchi. Lo start-up produttivo è previsto nel terzo trimestre del 2019 in sinergia con l'avvio della pipeline BRNMLE che trasporterà il gas associato di BRN e il gas e i condensati associati del progetto di sviluppo del Berkine Nord per il trattamento presso le facility di MLE. Contestualmente sono stati firmati due protocolli d'intesa con Total con l'obiettivo di valutare il potenziale minerario nell'offshore del Paese. In particolare, nel dicembre 2018, sono stati assegnati due permessi esplorativi per avviare le attività di acquisizione sismica nel corso del 2019.

Gas & LNG Marketing and Power: Eni è il primo partner della compagnia di stato Algerina, Sonatrach, e il primo fornitore di gas del paese. Nel 2018 la produzione di gas naturale è stata pari a 3 milioni di metri cubi/giorno, mentre le forniture di gas naturale algerino in quota Eni sono state pari a 12,02 miliardi di metri cubi (incluso GNL), con un decremento pari a circa l'8,8% rispetto all'anno precedente.

TUNISIA

Anno inizio attività: 1961

Settore: esplorazione e produzione

Superficie complessiva: 3.600 kmq, di cui 1.558 quota Eni

La produzione è fornita principalmente dai blocchi offshore di Maamoura e Baraka (entrambi operati con una quota del 49%) e onshore di Adam (Eni 25%, operatore), Oued Zar (Eni 50%, operatore), Djebel Grouz (Eni 50%, operatore), MLD (Eni 50%) ed El Borma (Eni 50%). Le attività di sviluppo hanno riguardato interventi di ottimizzazione sulle concessioni in produzione per contrastare il naturale declino produttivo.

Gas & LNG Power and Marketing: Nel settore gas, tra il 1977 e il 1983, Eni ha realizzato il gasdotto Transmed che collega l'Algeria con l'Italia attraverso la Tunisia. Il gasdotto rappresenta uno dei progetti più impegnativi sinora messi in opera. In particolare, il gasdotto TTPC, per l'importazione di gas algerino dello sviluppo complessivo di 740 chilometri, dotato di cinque stazioni di compressione, attraversa il territorio tunisino dalla località di Oued Saf Saf, punto di consegna del gas alla frontiera algerina, fino alla località di Cap Bon, sul Canale di Sicilia, dove si connette con il gasdotto TMPC.

Refining & Marketing: Eni è presente sul mercato tunisino dei bitumi e lubrificanti. Per quanto riguarda i primi, dal 1998 Eni detiene una partecipazione del 34% (JV) in Bitumed, società per l'importazione e commercializzazione di Bitume nel mercato tunisino, ma è presente anche nella distribuzione di lubrificanti, tramite una partnership trentennale con la società di stato Société Nationale de Distribution des Pétroles (S.N.D.P).

LIBIA

Anno inizio attività: 1959

Settore: Esplorazione e sviluppo on e offshore

Superficie complessiva: 26.636 kmq, di cui 13.294 quota Eni

Exploration & Production: L'attività di esplorazione e sviluppo è raggruppata in 6 aree contrattuali:

onshore:

- Area A, comprendente l'ex Concessione 82 (Eni 50%);
- Area B, ex Concessione 100 (Bu-Attifel) e il Blocco NC 125 (Eni 50%);
- Area E, con il giacimento El Feel (Eni 33,3%);
- Area F, con il Blocco 118 (Eni 50%)
- Area D, con il Blocco NC 169, nell'ambito del Western Libyan Gas Project (Eni 50%);

offshore:

- Area C, con il giacimento a olio di Bouri (Eni 50%);
- Area D, con il Blocco NC 41, parte del Western Libyan Gas Project.

Nel 2018 la produzione in quota Eni è stata di 302 mila boe/giorno. Negli ultimi mesi le tensioni interne e gli scontri si sono nuovamente intensificati. Eni sta monitorando la situazione per valutare eventuali possibili misure per salvaguardare la sicurezza del personale e la sicurezza degli impianti e delle infrastrutture produttive. Le attività Eni in Libia sono regolate da contratti di EPSA che hanno durata fino al 2038 per l'Area C, fino al 2041 per l'Area E, fino al 2042 per l'Area A e B nonché fino al 2043 per l'Area D.

Sviluppo: Nel corso del 2018 le attività di sviluppo hanno riguardato:

- l'avvio produttivo del progetto offshore Bahr Essalam fase 2 (Eni 50%), il cui completamento è previsto entro il secondo trimestre 2019. Il programma di sviluppo prevede la perforazione di dieci pozzi, di cui sette completati e avviati in produzione nel 2018, nonché l'upgrading delle facility esistenti per incrementare la capacità produttiva;
- il potenziamento degli impianti di trattamento gas nell'area di Mellitah e Sabratha;
- l'avvio di un programma di ottimizzazione della produzione del giacimento di Wafa. Il progetto prevede attività di drilling e la realizzazione di nuove unità di compressione gas. In particolare, sono state avviate nel 2018 attività di infilling: un primo pozzo a gas è stato completato nel novembre 2018 e un secondo pozzo nel marzo 2019. Il completamento è atteso nel corso del 2019.

Esplorazione: Nel 2018 è stato finalizzato un accordo con la società di stato NOC e BP per l'assegnazione a Eni dell'operatorship e di una quota del 42,5% nell'Exploration and Production Sharing (EPSA) di BP nel Paese, in particolare nelle aree contrattuali onshore A e B e nell'area offshore C. L'accordo prevede il rilancio delle attività di esplorazione e sviluppo in sinergia con le infrastrutture Eni presenti nell'area per accelerare la messa in produzione delle riserve. Inoltre l'accordo rafforza la partnership nell'ambito di iniziative di sviluppo sociale attraverso l'attuazione di programmi specifici di istruzione e formazione.

Gas & LNG Marketing and Power: L'attività di gas si esplica attraverso il gasdotto Green Stream per l'importazione del gas libico prodotto dai giacimenti di Wafa e Bahr Essalam operati da Eni. Il gasdotto, composto da una linea di 520 chilometri, realizza l'attraversamento sottomarino del Mar Mediterraneo collegando l'impianto di trattamento di Mellitah sulla costa libica con Gela in Sicilia, punto di ingresso nella rete nazionale di gasdotti. La capacità del gasdotto ammonta a circa 8 miliardi di metri cubi/anno. La produzione di gas naturale in Libia nel 2018 è stata pari a 33,4 milioni di metri cubi al giorno, mentre l'approvvigionamento di gas naturale è stato pari a 4,55 miliardi di metri cubi.

EGITTO

Anno inizio attività: 1954

Settore: Produzione off e onshore

Superficie complessiva: 25.375 kmq, di cui 9.192 quota Eni

Nel 2017 la produzione di idrocarburi è stata di 230 mila boe/giorno in quota Eni, rappresentando il 12,66 % della nostra produzione annuale. L'attività esplorativa ha avuto esito positivo con i pozzi near-field di Meleiha South 1X, Aman East 1X e Karnak Deep 1X mineralizzati a olio, nella concessione Meleiha (Eni 76%). Le scoperte sono state collegate alle facility produttive presenti nell'area. Nell'ambito della strategia Eni di Dual Exploration che consente di perseguire contemporaneamente al rapido sviluppo delle riserve scoperte, la loro parziale diluizione al fine di anticiparne la monetizzazione del valore, è stata completata, con l'approvazione del governo egiziano, la cessione di una quota complessiva del 40% di Zohr nel blocco offshore di Shorouk. In particolare gli accordi di cessione hanno riguardato:

- una quota del 10% a BP, per un ammontare pari a \$375 milioni e il rimborso pro-quota degli investimenti sostenuti per circa \$150 milioni;

- una quota del 30% a Rosneft, per un ammontare di \$1.125 milioni e il rimborso pro-quota degli investimenti sostenuti per circa \$450 milioni.

Nel dicembre 2017, è stata avviata in meno di 2 anni e mezzo dalla scoperta, un tempo record per questa tipologia di giacimento, la produzione a gas di Zohr (Eni 60%, operatore), attraverso pozzi e facility sottomarine.

La produzione è attualmente convogliata tramite sealine al primo treno di trattamento del nuovo impianto onshore con una capacità di circa 10 milioni di metri cubi/giorno. Lo schema di progetto di Zohr prevede la realizzazione di altri 7 treni di trattamento gas che consentiranno il ramp-up della produzione fino a raggiungere il livello di plateau pari a circa 76 milioni di metri cubi/giorno. Proseguono le attività di sviluppo con le attività di drilling con progressivo avvio produttivo dei 20 pozzi pianificati, di cui 6 attualmente completati; e la costruzione delle facility di trattamento. Il giacimento ha un potenziale di oltre 850 miliardi di metri cubi di gas in posto (circa 5,5 miliardi di boe). Nel marzo 2018 è stata definita la cessione di un'ulteriore quota del 10% del giacimento Zohr a Mubadala Petroleum, per un ammontare pari a \$934 milioni. Il completamento della transazione è subordinato alla realizzazione di alcune condizioni e di tutte le autorizzazioni previste.

E' stato sanzionato il progetto offshore di sviluppo Baltim South West (Eni 50%, operatore) nel Delta del Nilo che prevede la messa in produzione di 6 pozzi attraverso l'installazione di una piattaforma produttiva e facility di collegamento all'impianto esistente di trattamento gas nell'area di Nooros (Eni 75%).

Le altre attività di sviluppo hanno riguardato:

- attività di infilling e ottimizzazione della produzione nelle concessioni del Golfo di Suez (Eni 100%), North Port Said (Eni 50%) e Meleiha (Eni 76%);
- lo start-up di tre pozzi addizionali e il completamento della seconda e della terza unità di trattamento del giacimento Nooros, con il conseguimento di un livello produttivo pari a circa 33 milioni di metri cubi/giorno.

LIBERIA

Anno inizio attività: dal 2012, quando ha acquisito tre blocchi esplorativi offshore.

Ha infatti siglato con Chevron un accordo per l'acquisizione del 25% dei blocchi LB11, LB12 e LB14, situati nell'offshore del Paese. I tre blocchi, operati da Chevron, si estendono complessivamente per 9.560 chilometri quadrati e sono situati a una profondità d'acqua che varia tra 0 a 3.000 metri. La Joint Venture è composta da Chevron (45%), Eni (25%) e Oranto (30%). La superficie complessiva lorda è pari a 2.341 chilometri quadrati.

COSTA D'AVORIO

Eni opera in Costa d'Avorio tramite la controllata Eni Côte d'Ivoire Limited, che nel 2015 ha acquisito il 30% del blocco esplorativo offshore CI-100. Queste attività esplorative segnano il ritorno di Eni nel paese, dove oggi occupa una superficie lorda di 4.010 chilometri quadrati, di cui 2.905 in quota.

A marzo 2017, Eni ha ottenuto due nuovi blocchi esplorativi al largo della Costa d'Avorio, situati a circa 50 km dalla costa. I due blocchi, denominati CI-101 e CI-205 e caratterizzati come deep offshore, si trovano nella parte orientale del prolifico bacino del Tano, in cui Eni è già presente, e coprono una superficie complessiva di circa 2.850 chilometri quadrati. Il blocco CI-101 è ubicato fra i 200 e i 2.500 metri di profondità d'acqua, a 50 km a sud della capitale Abidjan, mentre il blocco CI-205 è tra i 2.000 e i 2.700 metri e a 80 km a sud-ovest della capitale. Eni detiene in entrambi i blocchi il ruolo di operatore, con il 90% di partecipazione, mentre la società di stato Petroci detiene il rimanente 10%.

GHANA

Anno inizio attività: 1960

Settore: esplorazione e produzione

Le attività:

Integrated Oil&Gas Development Project, blocco Offshore Cape Three Points, con una quota del 44,44%. Produrrà fino a 85 mila boe/giorno attraverso 18 pozzi sottomarini.

NIGERIA

Anno inizio attività: 1962

Settore: Produzione, esplorazione e sviluppo on e offshore

Superficie complessiva: superficie sviluppata e non sviluppata di 30.769 chilometri quadrati (7.370 chilometri quadrati in quota Eni)

Produzione: nel 2017 la produzione di idrocarburi in quota Eni è stata di 109 mila boe/giorno

Le attività sono concentrate nelle aree onshore e offshore del Delta del Niger. Nella fase di produzione/sviluppo Eni è operatore nell'onshore dei quattro Oil Mining Leases (OML) 60, 61, 62 e 63 (Eni 20%) e nell'offshore degli OML 125 (Eni 100%), OPL 245 (Eni 50%) e partecipa nell'OML 118 (Eni 12,5%), nonché nei service contract OML 116 e 119. Attraverso la SPDC JV, la principale joint venture petrolifera del Paese, Eni partecipa con una quota del 5% in 17 blocchi onshore e in 1 blocco nell'offshore convenzionale, nonché con una quota del 12,86% in 2 blocchi nell'offshore convenzionale.

Nella fase esplorativa Eni è operatore dell'OML 134 (Eni 85%) e OPL 2009 (Eni 49%) nell'offshore e dell'OPL 282 (Eni 90%) e OPL 135 (Eni 48%) nell'onshore. Inoltre partecipa nell'OML 135 (Eni 12,5%).

L'attività Eni in Nigeria è regolata da Production Sharing Agreement e da contratti di concessione e, in due titoli, da contratti di servizio nei quali Eni agisce in qualità di contractor per conto della compagnia di Stato.

Blocchi OMLs 60, 61, 62 e 63: Le quattro licenze onshore hanno fornito nel 2017 circa il 40% della produzione Eni nel Paese, pari a 44 mila boe/giorno. La produzione di liquidi e gas è supportata dall'impianto di ObiafuObrikom della capacità di trattamento di circa 28 milioni di metri cubi/giorno di gas e dal terminale di carico a Brass con la capacità di stoccaggio di circa 3,5 milioni di barili di petrolio. Una parte significativa della produzione di gas delle quattro licenze è destinata all'impianto di liquefazione di Bonny Island N-LNG (v. di seguito).

Parte della produzione di gas alimenta la centrale termoelettrica a ciclo combinato di Okpai della capacità di generazione di 480 megawatt. Nel 2017 le forniture alla centrale sono state di circa 2 milioni di metri cubi/giorno.

Le attività di sviluppo hanno riguardato principalmente interventi rigless per il mantenimento del profilo produttivo nonché attività di manutenzione e ripristino delle facility danneggiate a seguito di azioni di sabotaggio e bunkering.

Blocco OML 118: Nel 2017 il giacimento Bonga ha prodotto oltre 15 mila boe/giorno in quota Eni. La produzione è supportata da un'unità FPSO della capacità di trattamento di 225 mila boe/giorno e di stoccaggio di 2 milioni di barili. Il gas associato è convogliato su una piattaforma di raccolta situata sul campo EA e da qui inviato all'impianto di liquefazione di Bonny.

Blocco OML 125: La produzione è fornita dal giacimento Abo che nel 2017 ha prodotto 14 mila boe/giorno in quota Eni. La produzione è supportata da un'unità FPSO della capacità di trattamento di 40 mila boe/giorno e di stoccaggio di 800 mila barili.

SPDC Joint Venture (NASE): Nel 2017, la produzione fornita dalla SPDC JV ha rappresentato circa il 30% della produzione Eni nel Paese, pari a 33 mila boe/giorno. Le attività di sviluppo hanno riguardato principalmente il completamento delle attività dei progetti Forcados-Yokri nel Blocco OML 43 (Eni 5%) e Gbaran 2A/2B e Associated gas nel Blocco OML 28 (Eni 5%) per la fornitura di gas naturale all'impianto di liquefazione di Bonny. In particolare nell'anno è avvenuto il collegamento dei pozzi produttivi e l'upgrading degli impianti di trattamento esistenti.

Gas & LNG Power and Marketing: Eni partecipa con il 10,4% nella società Nigeria LNG Ltd che gestisce l'impianto di liquefazione di gas naturale di Bonny, nella zona orientale del Delta del Niger. L'impianto è in produzione con 6 treni della capacità produttiva di 22 milioni di tonnellate/anno di GNL, corrispondenti a circa 35 miliardi di metri cubi/anno di feed gas. Le forniture di gas all'impianto sono assicurate sulla base di un gas supply agreement dalle produzioni di tre joint-venture SPDC JV, TEPNG JV e della NAOC JV. I volumi trattati dall'impianto nel corso del 2017 sono stati pari a circa 32 miliardi di metri cubi. La produzione di GNL è venduta in base a contratti di lungo termine sui mercati statunitense, asiatico ed europeo attraverso la flotta di metaniere della società Bonny Gas Transport, interamente posseduta dalla Nigeria LNG Ltd.

GABON

Anno inizio attività: dal 1987

Settore: esplorazione

Eni, che è già stata presente nel Paese dal 1987 al 2004, nel 2008 ha poi acquisito sei nuove licenze esplorative a elevato potenziale, per una superficie complessiva di 5.283 chilometri quadrati. Due licenze (denominate D3 e D4) sono situate nel prolifico bacino settentrionale gabonese, in acque convenzionali, mentre le rimanenti quattro (denominate E2, F2, F3 e F7) si trovano nel bacino onshore del Paese. Le sei licenze sono state attribuite per una prima fase esplorativa della durata di quattro anni, rinnovabile per altri due periodi rispettivamente di quattro e tre anni.

Refining & Marketing e Chimica: Eni vende lubrificanti tramite due società DIESEL e ECIG riconducibili ad uno stesso proprietario Nestor NAVENANT mediante contratti di distribuzione non esclusiva. Nel 2017 eni ha realizzato vendite per 260 tonnellate. Eni detiene inoltre una partecipazione del 2,5%, attraverso eni international B.V., nel capitale sociale della SO.GA.RA., società avente sede in Gabon, e proprietaria di un impianto di raffinazione (1.025 kt di produzione nel 2017).

CONGO

Anno inizio attività: dal 1968

Produzione 2017: 83 mila boe/giorno

L'attività è condotta nell'offshore convenzionale e profondo di fronte a Pointe-Noire e nell'onshore per una superficie sviluppata e non sviluppata di 2.750 chilometri quadrati (1.471 chilometri quadrati in quota Eni).

Le attività di esplorazione e produzione di Eni in Congo sono regolate da Production Sharing Agreement. Nel 2017 è proseguita la fase esecutiva del progetto in produzione Nene Marine Fase 2A nel blocco Marine XII (Eni 65%, operatore), attraverso:

- l'installazione e avvio di una nuova piattaforma produttiva;
- la realizzazione di una nuova sealine per l'esportazione della produzione verso l'hub di Kitina (Eni 52%, operatore);
- lo start-up di 7 ulteriori pozzi produttivi. Le attività di sviluppo a progetto includono la perforazione di ulteriori pozzi produttivi con start-up previsto nel 2018 e la realizzazione di una nuova sealine di collegamento verso l'hub di Litchendjili nel blocco Marine XII. Il programma di sviluppo dell'area è realizzato con l'obiettivo di raggiungere lo zero routine flaring attraverso la re-iniezione di gas e dell'acqua di produzione in giacimento e l'utilizzo del gas per la produzione dell'energia elettrica. Il completamento delle attività di sviluppo consentirà la valorizzazione del gas associato attraverso la fornitura alla centrale elettrica CEC (Eni 20%).

KENYA

Anno inizio attività: dal 2012

La sua attività è svolta attraverso la sua consociata Eni Kenya B.V., in tre blocchi nel deep offshore del Paese, al confine con le acque somale, in una profondità d'acqua tra 2.800 e 4.000 metri, su una superficie totale lorda di 50.677 chilometri quadrati, di cui 43.948 in quota Eni.

ANGOLA

Settore: Exploration & Production nell'offshore convenzionale

Eni è presente in Angola con i progetti East & West Hub, che fanno parte dei sette progetti record della società. Le attività si concentrano in una superficie complessiva, sviluppata e non sviluppata, di 21.051 chilometri quadrati. Nel febbraio 2017, è stata avviata la produzione del progetto East Hub nel Blocco 15/06 (Eni 36,84%, operatore), in anticipo di 5 mesi rispetto ai piani di sviluppo e con un time-to-market tra i migliori dell'industria. Lo start-up è stato conseguito con il collegamento del campo di Cabaca South East alla FPSO Olombendo. Lo sviluppo, nel rispetto della policy zero flaring e zero water discharge, include pozzi di iniezione acqua e gas. Nel medesimo Blocco è in produzione dalla fine del 2014 anche il progetto West Hub. Nel novembre 2017 è stata firmata l'estensione fino al 2020 dei diritti esplorativi nell'area; questo permetterà ad Eni di sfruttare tutto il potenziale esplorativo near-field in un bacino estremamente prolifico.

Le attività di sviluppo hanno riguardato:

- il completamento delle attività di progetto del giacimento a olio di Ochigufu, parte del piano di sviluppo del West Hub project nel Blocco 15/06. L'avvio produttivo è stato raggiunto nel marzo 2018, in un anno e mezzo dal conseguimento della FID;
- Il progetto Vandumbu nel Blocco 15/06, con start-up previsto nel 2019;
- la perforazione dei pozzi di sviluppo del progetto in produzione Mafumeira Sul nel Blocco 0 (Eni 9,8%);
- il completamento delle attività di sviluppo del progetto Kizomba Satellite Fase 2 e attività di infilling nel Blocco 15 (Eni 20%).

Nel novembre 2017 è stato firmato con Sonangol un accordo che assegna a Eni il 48% ed il ruolo di operatore del blocco onshore di Cabinda North. Il blocco, in cui Eni partecipava in precedenza con il 15%, si trova in un bacino petrolifero poco esplorato nel nord del Paese, nel quale Eni potrà sfruttare le conoscenze minerarie acquisite dalle attività nelle aree adiacenti nella Repubblica del Congo.

MOZAMBICO

Anno inizio attività: dal 2006

Si tratta di una nuova frontiera nell'industria mondiale degli idrocarburi grazie alle straordinarie scoperte di gas che sono state realizzate a esito di un'intensa campagna esplorativa nell'arco di soli 3 anni. Ad oggi sono state accertate risorse in posto pari a circa 2.400 miliardi di metri cubi localizzate in differenti sezioni dell'area. Inoltre Eni è operatore del blocco esplorativo offshore A-5A (Eni 70%) nelle acque profonde dello Zambesi.

Nel dicembre 2017 Eni ha completato la cessione a ExxonMobil di una partecipazione indiretta del 25% nell'Area 4 tramite cessione di una quota del 35,7% della società Eni East Africa (EEA). Le condizioni concordate sulla base degli accordi del marzo 2017, prevedono un prezzo di circa \$2,8 miliardi più gli aggiustamenti contrattuali fino alla data del closing, in particolare il rimborso pro-quota degli investimenti sostenuti. A seguito del completamento della transazione, EEA, ridenominata Mozambique Rovuma Venture, è controllata pariteticamente da Eni ed ExxonMobil, ciascuna con il 35,7% di partecipazione azionaria, e da CNPC che detiene il 28,6%. Eni continua a gestire il progetto Coral South FLNG e tutte le operazioni upstream nell'Area 4, mentre ExxonMobil guida la costruzione e la gestione degli impianti di liquefazione di gas naturale a terra.

Sviluppo: Le fasi iniziali del programma di sviluppo hanno come target la scoperta di Coral e una parte delle risorse straddling di Mamba. Le attività di sviluppo di Coral South prevedono la realizzazione di un impianto galleggiante per il trattamento, la liquefazione e lo stoccaggio del gas con una capacità di circa 3,4 milioni di tonnellate all'anno di GNL ("Coral South FLNG"), alimentato da 6 pozzi sottomarini e start-up atteso nella metà del 2022.

Nel corso del 2017 sono state avviate le attività di progetto e sono stati firmati:

- i contratti per la perforazione, la costruzione, installazione e messa in esercizio delle facility di produzione;
- gli accordi con i finanziatori per il project financing per la costruzione, installazione e messa in opera dell'unità galleggiante di liquefazione (FLNG) a copertura del 60% dell'investimento. Nel dicembre 2017 è stato raggiunto il financial close dell'accordo di finanziamento sottoscritto da 15 istituti di credito di primaria importanza e garantito da 5 agenzie di Export Credit;
- gli accordi con il governo mozambicano per la definizione del quadro regolatorio del progetto.

Le altre attività riguardano il programma di sviluppo del progetto Mamba attraverso un piano indipendente ma coordinato con l'operatore dell'Area 1 (Anadarko).

SUDAFRICA

Anno inizio attività: dal 1973

Inizialmente viene costituita a Johannesburg la società Agip Lubrificants Pty che si occupa di distribuzione di lubrificanti. Dagli anni Settanta sono partite anche attività di ricerca petrolifera offshore nel Paese. Dal 2014 l'azienda ha iniziato attività esplorative, tramite la società Eni South Africa BV, occupando una superficie complessiva pari a 65.505 chilometri quadrati, di cui 26.202 in quota Eni.

ASIA E OCEANIA

RUSSIA

Eni è presente in Russia con una superficie lorda non sviluppata pari a 62.592 kmq, di cui 20.862 in quota Eni. Circa il 30% degli approvvigionamenti di gas long-term di Eni proviene dalla Russia, ma non risente delle sanzioni vigenti. Eni è partner della società petrolifera russa Rosneft in 2 progetti esplorativi nel Mare di Barents russo e 1 nel Mar Nero.

Sanction Target: In Russia ci sono dei programmi sanzionatori emessi da Autorità UE e USA con riferimento alla crisi geopolitica. Le attività maggiormente interessate sono quelle dell'area upstream condotte in Russia e/o con partner russi colpiti da misure restrittive settoriali. Eni ha adottato tutte le misure necessarie per garantire che dette attività siano svolte in conformità con le norme applicabili, continuando peraltro a monitorare l'evoluzione del quadro sanzionatorio e le modalità di concreta applicazione dello stesso per adattare su base ongoing le proprie attività. È possibile, a tale riguardo, che il recente inasprimento, lo scorso agosto 2017, delle sanzioni statunitensi ad opera del Countering America's Adversaries Through Sanctions Act (in breve "CAATSA") possa determinare la perdita di opportunità di business in area upstream, così come il probabile rallentamento o congelamento dell'avanzamento di alcuni progetti di esplorazione già avviati in territorio russo.

Gas & LNG Marketing and Power: nel 2017 le forniture di gas naturale della Federazione Russa a Eni sono state di 28,09 miliardi di metri cubi (27,99 mld nel 2016), che rappresentano il 36% del totale. Eni partecipa con il 50% al gasdotto sottomarino Blue Stream che collega la Russia alla Turchia attraverso il Mar Nero. Posato a profondità record (oltre 2.150 metri), il gasdotto sviluppa complessivamente 774 chilometri su due linee e ha una capacità di trasporto di 16 miliardi di metri cubi/anno. Blue Stream è una joint venture per vendere il gas proveniente dalla Russia su mercato turco.

Refining & Marketing: Eni opera in Russia nel mercato retail (oil e non oil) ed in quello wholesale (lubrificanti) tramite la consociata Eni Nefto. Le vendite totali (rete e lubrificanti) nel 2017 ammontano a circa 14 kton, di cui l'83% realizzato nella rete.

TURCHIA

Gas & LNG Marketing and Power: Eni commercializza gas naturale di provenienza russa trasportato attraverso il gasdotto Blue Stream, in partecipazione con Gazprom al 50%, che è un gasdotto sottomarino che collega la Russia alla Turchia attraverso il Mar Nero. Posato a profondità record (oltre 2.150 metri), il gasdotto sviluppa complessivamente 774 chilometri su due linee e ha una capacità di trasporto di 16 miliardi di metri cubi/anno. Blue Stream è una joint venture per vendere il gas proveniente dalla Russia su mercato turco. Nel 2017, le vendite sono state di 8,03 miliardi di metri cubi di gas, con un incremento di 1,48 miliardi di metri cubi, pari al 22,6% rispetto al 2016 per effetto dei maggiori ritiri effettuati da Botas.

GIORDANIA

Eni opera nel paese nel settore Gas & LNG Marketing and Power.

IRAQ

Anno inizio attività: dal 2009

L'attività di sviluppo di idrocarburi comprende una superficie sviluppata di 1.074 chilometri quadrati (446 chilometri quadrati in quota Eni). Le attività di produzione e sviluppo sono regolate da un Technical Service Contract.

Il contratto è stato firmato nel 2010 tra la SOC (South Oil Company) e la JV formata da Eni Iraq, Oxy, Kogas e Missan. Nell'Ottobre del 2016, l'americana Oxy è uscita dal consorzio a favore della SOC (South Oil Company), società di stato. Nel Marzo del 2017, la SOC è stata rinominata in BOC (Basrah Oil Company). Eni è lead contractor con una quota del 41,6%. Il contratto scade nel 2036. Gli ultimi 2 anni sono stati caratterizzati da un aumento della produzione pari a circa il 70%, passando da 250.000 bbl/g di inizio 2015 ai circa 450.000 bbl/g attuali (67 mila boe/g in quota Eni nel 2016). Inoltre nel corso degli ultimi due anni è stata aumentata in modo significativo anche l'iniezione di acqua in giacimento volta a consentire la massimizzazione del recupero delle riserve del campo. A inizio marzo 2016 sono stati avviati tre nuovi impianti di ultima generazione per il trattamento di olio, gas e acqua (Initial Production Facilities - IPF) che assieme ai cinque già esistenti, hanno aumentato la capacità di trattamento dell'olio e del gas di Zubair (Eni 41,6%) a circa 650 mila barili/giorno e consentiranno anche di massimizzare l'utilizzo del gas associato. Proseguono le attività relative ad un'ulteriore fase di sviluppo del giacimento (Enhanced Redevelopment Plan) che consentiranno di raggiungere il plateau di 700 mila barili/giorno e di massimizzare l'utilizzo del gas associato per la produzione di energia elettrica. Nel primo trimestre del 2018, un nuovo impianto di nuova generazione (DGS North) con capacità di 200.000 bbl/g verrà avviato nella parte nord del campo. Il progetto ha un progress in fase esecutiva del 90%.

Nel progetto Zubair sono inoltre in costruzione una centrale elettrica (PPG) da oltre 300 MW che darà potenza a tutto il campo di Zubair tramite una linea di distribuzione in alta tensione, anch'essa in costruzione. L'avviamento della centrale elettrica è previsto per il primo trimestre del 2019.

KUWAIT

Eni opera nel paese nel settore Gas & LNG Marketing and Power.

ARABIA SAUDITA

Refining & Marketing: Ecofuel, società controllata da Eni, detiene una partecipazione del 10% nella Saudi European Petrochemical Company (Ibn Zahr), costituita nel 1984, che ha realizzato e gestisce impianti di MTBE (componente alto-ottanico per le benzine) con una capacità di 1,4 milioni di tonnellate/anno, nell'ambito del complesso petrolchimico di Al Jubail. Ibn Zahr ha realizzato e gestisce impianti di Polipropilene, con una capacità di 1,2 milioni tonnellate/anno.

EMIRATI ARABI UNITI

A marzo 2018, sono stati firmati due Concession Agreement con la compagnia di Stato, ADNOC Offshore, della durata di 40 anni per l'acquisto di una quota del 5% nel giacimento a olio di Lower Zakum e di una quota del 10% nei giacimenti a olio, gas e condensati di Umm Shaif e Nasr nell'offshore degli Emirati Arabi Uniti. Il corrispettivo dell'operazione è pari a circa \$875 milioni. Lower Zakum si trova offshore a circa 65 chilometri al largo di Abu Dhabi. La scoperta risale al 1963 e la produzione è iniziata nel 1967, con un target di produzione di 450 mila barili di olio al giorno. Umm Shaif e Nasr si trovano in offshore a circa 135 chilometri dalla costa di Abu Dhabi e hanno un target di produzione di 460 mila barili di olio al giorno. In entrambe le concessioni

ADNOC possiede una quota del 60%. Questi accordi rappresentano una mossa strategica per Eni per l'ingresso in un Paese con riserve di idrocarburi tra le più grandi al mondo.

Gas & Lng Marketing and Power: Attualmente la presenza di Eni nel Paese è rappresentata dalle attività nel comparto Gas & LNG Marketing and Power, ed è legata a vendite LNG effettuate tramite Union Fenosa Gas SA, società a controllo congiunto.

OMAN

Nel novembre 2017 è stato firmato con il Governo del Sultanato e la società di stato OOCPEP, un Exploration and Production Sharing Agreement per il Blocco 52 situato nell'offshore del Paese. Contestualmente, Eni e la Qatar Petroleum hanno firmato un accordo di assegnazione di una quota del blocco. L'operazione è soggetta all'approvazione delle Autorità competenti del Paese. A seguito degli accordi Eni sarà operatore dell'area con una quota del 55%.

Il Blocco 52 si trova in una vasta area poco esplorata con potenziale di idrocarburi identificato. L'area è collocata nell'offshore della regione meridionale dell'Oman e si estende per circa 90.000 Km², con una profondità d'acqua che varia da 10 a oltre 3.000 metri.

Gas & LNG Marketing and Power: la società Unión Fenosa Gas, appartenente a Eni per il 50%, detiene una partecipazione del 7,36% nel terzo treno dell'impianto di liquefazione del gas naturale della Qalhat LNG del Paese.

BAHRAIN

L'Autorità Nazionale per il petrolio e il gas del Regno del Bahrain (NOGA) e Eni hanno firmato a gennaio 2019 un Memorandum d'Intesa (MoU) con l'obiettivo di perseguire future attività di esplorazione nel Blocco 1, un'area offshore ancora in gran parte inesplorata situata nelle acque territoriali settentrionali del Regno del Bahrain. L'area copre una superficie di oltre 2.800 km² con una profondità d'acqua che va da 10 a 70 metri.

QATAR

La presenza di Eni in Qatar risale alla seconda metà degli anni Sessanta, quando acquisì una partecipazione del 20% in una concessione offshore che comprendeva il giacimento di gas e condensati denominato North Dome Gas Field, successivamente rilevata dalla Qatar General Petroleum Company (QGPC). A seguire, dagli anni '90, Eni entrò nello sviluppo dei blocchi offshore 1 e 6 (in particolare del campo di Alkalij in produzione dal 1997) insieme ad Elf (ora Total); Eni cedette poi la sua quota del 45% a Total nel 2002. A partire dal 2017 sono stati avviati contatti con Qatar Petroleum (QP) per individuare opportunità di investimento congiunto sia in progetti internazionali upstream, sia in progetti di sviluppo in Qatar in tutta la catena del valore. Nel Novembre 2017 Eni ha ceduto a QP, attraverso un accordo di Farm-out, il 30% della sua quota di partecipazione nel Blocco 52 in Oman.

Eni è presente in Asia e Oceania soprattutto con attività legate ai settori Exploration & Production e Gas & Power.

TURKMENISTAN

Anno inizio attività: dal 2008

Produzione 2017: 9 mila boe/giorno.

A seguito dell'acquisizione di Burren Energy Plc, l'attività è condotta nel blocco onshore Nebit Dag nella parte occidentale del Paese per una superficie sviluppata di 200 chilometri quadrati (180 chilometri quadrati in quota Eni), suddivisa in quattro aree. Le operazioni sono regolate da un Production Sharing Agreement.

La produzione è fornita essenzialmente dal giacimento a olio di Burun. L'olio prodotto è trattato dalla locale Raffineria di Turkmenbashi. Eni viene compensata dalle Autorità Turkmene con un equivalente quantità, in valore, di greggio al terminale di Okarem, sulla costa meridionale del Mar Caspio, dove è venduta FOB.

KAZAKISTAN

Anno inizio attività: dal 1992

Eni è co-operatore del giacimento in produzione di Karachaganak, partecipa al consorzio North Caspian Sea PSA responsabile delle operazioni del giacimento Kashagan. L'attività è condotta su di una superficie sviluppata e non sviluppata di 6.281 chilometri quadrati (1.543 chilometri quadrati in quota Eni).

Eni e KazMunayGas (KMG) hanno firmato un accordo, perfezionato nel dicembre 2017, che trasferisce a Eni una quota del 50% dei diritti per la ricerca e la produzione di idrocarburi del blocco di Isatay, situato nelle acque kazake del Mar Caspio. Il blocco,

che si stima abbia un notevole potenziale di risorse petrolifere, sarà operato da una joint operating company paritetica tra Eni e KMG.

Eni, KMG e il Comitato Kazako di Geologia, insieme ad altri partner, hanno firmato un Memorandum of Understanding con il Ministero dell'Energia della Repubblica del Kazakistan per valutare i termini futuri di cooperazione nel bacino Precaspico Kazako-Russo, dove sono state effettuate numerose scoperte di giacimenti di petrolio di dimensioni considerevoli.

Kashagan: Eni partecipa con il 16,81% nel North Caspian Sea Production Sharing Agreement (NCSPSA) che regola fino al 2041 i diritti di esplorazione, di sviluppo e di sfruttamento di un'area di circa 4.600 chilometri quadrati localizzata nella porzione settentrionale del Mar Caspio. Nell'area contrattuale è localizzato il giacimento giant Kashagan, scoperto nel 2000.

Produzione: Prosegue il ramp-up e la stabilizzazione della produzione del giacimento Kashagan. È stata avviata l'iniezione del gas che permetterà, una volta a regime, di raggiungere il target di capacità produttiva di 370 mila barili/giorno. Continuano le attività per l'incremento della capacità produttiva del giacimento fino ai 450 mila barili/giorno attraverso l'incremento della capacità d'iniezione di gas con la conversione di pozzi da produttori a iniettori e l'upgrading delle attuali facility.

Sviluppo: Gli studi per l'ottimizzazione del progetto di iniezione gas CCO1 proseguono. Il progetto prevede l'installazione di un nuovo compressore che consentirà un ulteriore aumento del volume del gas reiniettato e conseguente ramp-up produttivo. Nell'ambito degli accordi raggiunti con le Autorità locali, prosegue il programma di formazione professionale di risorse locali nel settore oil&gas, oltre alla realizzazione di infrastrutture a scopo sociale.

Karachaganak: localizzato onshore nella parte occidentale del Paese, Karachaganak (Eni 29,25%) è un giacimento giant che produce petrolio, condensati e gas naturale. Le operazioni condotte dal consorzio Karachaganak Petroleum Operating (KPO) sono regolate da un Production Sharing Agreement. Eni e Shell sono co-operatori.

Produzione: La produzione di Karachaganak nell'anno è stata di 247 mila barili/giorno di liquidi (54 mila in quota Eni) e 26 milioni di metri cubi/giorno di gas naturale (circa 6 milioni in quota Eni). L'attività operativa è condotta producendo liquidi (condensati e olio) dalle parti più profonde del giacimento e utilizzando circa il 51% del gas prodotto per la vendita alla centrale di Orenburg in Russia, ed il restante volume per la re-iniezione nelle parti superiori del giacimento e per la produzione di fuel gas. Circa il 91% della produzione di liquidi è stabilizzata presso il Karachaganak Processing Complex (KPC) della capacità di circa 250 mila barili/giorno per la successiva commercializzazione sui mercati occidentali attraverso il Caspian Pipeline Consortium (Eni 2%) e tramite la pipeline Atyrau-Samara che si connette con i sistemi di esportazione russi. La rimanente parte di liquidi (circa 16 mila barili/giorno) viene inviata non stabilizzata alla centrale di Orenburg.

Sviluppo: Nell'ambito dei progetti di ampliamento della capacità di trattamento gas degli impianti del giacimento di Karachaganak è in corso di finalizzazione lo sviluppo dell'ingegneria di dettaglio del progetto Karachaganak Debottlenecking con Final Investment Decision (FID) prevista entro il secondo trimestre 2018. La capacità di re-iniezione addizionale sarà garantita negli anni successivi dall'installazione di facility di re-iniezione di gas che si aggiungerà a quelle esistenti.

PAKISTAN

Anno inizio attività: dal 2000

Produzione 2017: 24 mila boe/giorno prevalentemente gas

La produzione avviene su una superficie complessiva sviluppata e non sviluppata di 17.355 chilometri quadrati (7.401 chilometri quadrati in quota Eni). Le attività di esplorazione e produzione di Eni sono regolate da contratti di concessione (attività onshore) e Production Sharing Agreement (attività offshore).

Produzione: I principali permessi partecipati da Eni sono Bhit/Badhra (Eni 40%, operatore), Sawan (Eni 23,68%) e Zamzama (Eni 17,75%) che nel 2017 hanno prodotto circa l'80% della produzione Eni nel Paese.

Sviluppo: Le attività dell'anno hanno riguardato la perforazione di nuovi pozzi di sviluppo sui giacimenti in produzione al fine di contrastare il declino produttivo.

INDIA

Settore: esplorazione e sviluppo degli idrocarburi

L'attività è svolta su una superficie sviluppata e non sviluppata di 13.110 chilometri quadrati (5.244 chilometri quadrati in quota Eni). I principali giacimenti in produzione e sviluppo sono localizzati nell'offshore del Cauvery Basin in prossimità della costa sudorientale del Paese. Avviata nel 2009, la produzione è fornita essenzialmente dal giacimento a gas di PY-1, asset detenuto dalla società Hindustan Oil Exploration Company Ltd – HOEC (Eni 47,18%), acquisita nel 2008 nell'ambito dell'operazione Burren. La produzione è stata venduta alla società di Stato del Paese. HOEC possiede licenze minerarie nell'on-shore indiano, nel Cambay Basin e nell'offshore della costa orientale in corrispondenza di Chennai.

Gas & LNG Marketing and Power: Attraverso HOEC, società indiana controllata da Eni, che è legata a GAIL, compagnia indiana, viene effettuato il trasporto e la commercializzazione del gas ai mercati locali per la generazione di energia elettrica.

CINA

Anno inizio attività: dal 1984

Produzione 2017: 2 mila barili/giorno di idrocarburi e 2 mila barili/giorno di petrolio e condensati

Eni in Cina si concentra soprattutto nell'offshore del mar Cinese Meridionale per una superficie complessiva di 7.141 chilometri quadrati. Le attività di esplorazione e produzione di Eni in Cina sono regolate da Production Sharing Agreement (PSA). La società italiana fornisce i mezzi per l'estrazione offshore di petrolio, destinato al mercato interno cinese, e di gas trasferito mediante pipeline sottomarina e l'intera fornitura viene venduta alla compagnia di Stato cinese China National Offshore Oil Cooperation (Cnooc).

A partire dal 2012 Eni e China National Offshore Oil Cooperation hanno firmato a Pechino un altro contratto che prevede l'esplorazione di un blocco situato a circa 400 chilometri al largo di Hong Kong e che si estende per 5.135 chilometri quadrati in una delle zone più promettenti dell'offshore cinese e con il più alto potenziale esplorativo.

Gas & LNG Marketing and Power: grazie alle notevoli riserve presenti in territorio cinese e agli obiettivi di taglio delle emissioni di CO₂ che il Paese si è prefissato di svolgere, il mercato del gas in Cina è destinato a crescere. Recentemente Eni ha consolidato il suo rapporto con la Cina in questo campo, attraverso il Memorandum of Understanding che, a beneficio di entrambe le parti, prevede diverse opportunità di business sia in Cina che a livello internazionale. Petrochina valuterà la potenziale acquisizione di una partecipazione in alcuni asset posseduti da Eni, mentre quest'ultima metterà a disposizione le proprie competenze nello shale gas maturate in America. Si prevede una collaborazione concentrata sulle tecnologie avanzate, ma soprattutto sullo sfruttamento delle risorse di olio e gas non convenzionale.

Refining & Marketing: Eni è presente in Cina dal 2012, con sede a Shangai ed è operante nel mercato dei lubrificanti. La società conta 21 dipendenti, tra espatriati e personale locale. Le vendite nello scorso anno sono state circa 6 kton. Eni ha così lanciato in Cina la sua nuova linea di prodotti lubrificanti appositamente progettati per il mercato cinese, con un packaging e un'immagine commerciale dedicata. La linea automotive comprende trazione leggera, trazione pesante, moto e olii trasmissioni. La società ha iniziato a commercializzare anche prodotti per l'industria.

COREA DEL SUD

Gas & LNG Marketing and Power: Eni ha firmato un accordo trilaterale con la coreana Korea Gas Corporation e la giapponese Chubu Electric Power Company per la vendita di 28 carichi di Gas Naturale Liquefatto (GNL), corrispondenti a 1,7 milioni di tonnellate di GNL, nel periodo 2013-2017. In base a questo accordo, che rappresenta il primo contratto di acquisto congiunto tra Giappone e Corea del Sud, i carichi di GNL saranno approvvigionati dal portafoglio globale di Eni e saranno consegnati in Corea del Sud o in Giappone in base alle esigenze di allocazione dei due acquirenti, aumentando quindi il grado di flessibilità e di sicurezza del loro approvvigionamento di gas. Questo accordo consente ad Eni di rafforzare ulteriormente la sua presenza nel mercato GNL del Far East.

GIAPPONE

Gas & LNG Marketing and Power: Eni ha stipulato nel 2013 un accordo con la giapponese Chubu Electric Power Company per la vendita di 28 carichi di Gas Naturale Liquefatto (GNL), corrispondenti a 1,7 milioni di tonnellate di GNL, nel periodo 2013-2017. In base a questo accordo, che rappresenta il primo contratto di acquisto congiunto tra Giappone e Corea del Sud, i carichi di GNL saranno approvvigionati dal portafoglio globale di Eni e saranno consegnati in Corea del Sud o in Giappone in base alle esigenze di allocazione dei due acquirenti, aumentando quindi il grado di flessibilità e di sicurezza del loro approvvigionamento di gas. Questo accordo si aggiunge ad uno precedente per la vendita di 49 carichi di GNL per il mercato giapponese, corrispondenti a 3,3 milioni di tonnellate di GNL.

MYANMAR

Anno inizio attività: dal 2014

Eni inizia nell'ex Birmania a seguito della partecipazione al Bid Internazionale competitivo indetto dalla Repubblica dell'Unione del Myanmar, e alla conseguente firma di due Production Sharing Contract (PSC) per l'esplorazione di due blocchi onshore, su una superficie sviluppata e non sviluppata pari a 24.080 kmq, di cui 13.558 in quota Eni. La joint venture è composta da Eni,

operatore con il 90% attraverso Eni Myanmar B.v., e Myanmar Production and Exploration Company Ltd (10%). Il blocco RSF-5 ha un'estensione di 1.292 chilometri quadrati ed è situato nel prolifico Bacino di Salin, a circa 500 chilometri a Nord di Yangon, mentre il blocco PSC-K ha un'estensione di 6.558 chilometri quadrati ed è situato nel bacino inesplorato di Pegu Yoma-Sittaung, nella zona centrale del Myanmar. Il periodo di esplorazione durerà 6 anni e sarà suddiviso in tre fasi. Altri due PSC si sono aggiunti nel 2015 (sempre in seguito ad un Bid Internazionale competitivo), questa volta per due blocchi offshore. La joint venture è composta da Eni, operatore con l'80% attraverso Eni Myanmar B.V., e Petrovietnam Exploration Production Corporation Limited (20%). Il blocco offshore MD-02 è situato nel settore meridionale della Baia del Bengala, nel bacino del Rakhine, a circa 135 chilometri dalla costa, a ovest del giacimento di gas di Yadana, la principale scoperta nell'offshore del Paese. Il blocco si estende per 10.330 chilometri quadrati, a profondità d'acqua variabili tra i 500 e 2.400 metri. Il blocco MD-04 è situato nel Bacino del Moattama Sud Andamane, a circa 230 chilometri dalla costa, ad ovest del campo a gas di Yetagun. Il blocco si estende per 5.900 chilometri quadrati, a profondità d'acqua variabili tra 1.500 e 2.200 metri. I due blocchi saranno oggetto di un iniziale periodo di studio della durata di due anni, a cui farà seguito un'attività esplorativa della durata di 6 anni, suddivisa in tre fasi.

VIETNAM

Anno inizio attività: Eni è tornata ad operare in Vietnam dal 2012

Opera in 5 blocchi esplorativi offshore che si estendono su una superficie complessiva di 30.777 chilometri quadrati, di cui 23.132 in quota. Nel 2014 sono stati siglati due production sharing contract (PSC) per l'esplorazione dei blocchi 116 e 124, situati al largo delle coste del Vietnam. Il blocco 116 copre una superficie di circa 5 mila chilometri quadrati nel bacino di Song Hong, in acque la cui profondità varia dai 10 ai 120 metri. Il PSC del blocco, interamente posseduto da Eni, prevede un periodo esplorativo di sette anni suddivisi in 3 fasi. Il blocco 124 copre una superficie di 6 mila chilometri quadrati nel bacino di Phu Khanh, in acque che hanno una profondità che va dai 50 ai 2.600 metri. Il PSC consente un periodo esplorativo di sette anni suddiviso in 2 fasi. Il blocco è partecipato da Eni, operatore con una quota del 60%, e da Santos Vietnam con il 40%.

SINGAPORE

Anno inizio attività: dal 2010

Refining & Marketing e Chimica: Eni è presente in Far East nel settore del trading di prodotti petroliferi, quando decise di aprire la filiale di Eni Trading & Shipping a Singapore, con l'obiettivo di cogliere le migliori opportunità di fornitura globale a prezzi competitivi per il circuito integrato di Eni (attraverso arbitraggio regionale e interregionale) e di fornire i servizi "best in class" di Eni ai clienti asiatici.

Nel settore della lubrificazione, Eni è presente a Singapore attraverso una Joint venture con JX Nippon Oil e PetroChina creata nel 2008 per la gestione dell'impianto ENEOS Italsing di produzione lubrificanti. Le quote della JV sono le seguenti: JX Nippon Oil 55%; Eni 22,5%; PetroChina 22,5%. L'impianto produce circa 60.000 tonnellate di lubrificanti finiti all'anno, che vengono messi a disposizione dei tre partner proprietari e di importanti operatori terzi come Valvoline, per le vendite in area Asia - Pacifico.

Dall'impianto di Singapore, oltre a quello di Livorno, Eni rifornisce quasi tutti i paesi dell'area APAC, inclusi Australia e Nuova Zelanda, oltre alla Cina per mezzo di Eni Lubricants Trading Shanghai, in collaborazione con più di 100 partner commerciali e con un volume di vendita pari a oltre 10.000 tonnellate di lubrificanti finiti nel 2017.

Nel settore chimico, Versalis Singapore è stata aperta alla fine del 2017 come ulteriore passo nella strategia di internazionalizzazione perseguita dall'azienda. Versalis era già presente nella regione Asia-Pacifico con uffici commerciali a Shanghai, Qingdao, Mumbai e Singapore.

Gas & LNG Marketing and Power: con riferimento al settore gas, a partire da gennaio 2018 tutte le principali funzioni commerciali che compongono la Business Unit GNL sono rappresentate nella succursale ETS di Singapore. Oltre all'unità LNG Business Development Far East, istituita nel 2015, negli ultimi mesi anche i rappresentanti dell'unità LNG Mozambico e delle unità di business development si sono uniti al team di Singapore. Pertanto, dagli uffici di Singapore, Eni è attualmente in grado di coprire l'intero spettro di prodotti LNG richiesti dal mercato.

INDONESIA

Anno inizio attività: dal 2001

Produzione 2017: 41 mila boe/giorno, prevalentemente gas.

L'attività è concentrata nell'area offshore orientale e nell'onshore del Kalimantan orientale, nell'offshore dell'isola di Sumatra e nell'onshore/offshore di West Timor e West Papua. La superficie complessiva sviluppata e non sviluppata è di 31.841 chilometri

quadrati (22.889 chilometri quadrati in quota Eni) su un totale di 14 blocchi. Le attività di esplorazione e produzione di Eni nel Paese sono regolate da contratti di Production Sharing Agreement.

Produzione: la produzione deriva dal permesso Sanga Sanga (Eni 37,8%) e dal blocco Muara Bakau (Eni 55%, operatore) dove è stato avviato nel 2017 il giacimento Jangkrik. È stata avviata, in anticipo rispetto a quanto previsto, la produzione a gas del progetto Jangkrik, assicurata da dieci pozzi sottomarini collegati all'Unità Galleggiante di Produzione (FPU), che ha raggiunto 18 milioni di metri cubi/giorno, equivalenti a 120 mila boe/giorno. Il gas prodotto, dopo essere stato trattato dalla FPU, viene spedito tramite pipeline all'impianto onshore connesso al sistema di trasporto di East Kalimantan per poi raggiungere l'impianto di liquefazione di Bontang. Il gas prodotto è venduto con contratti di lungo termine, sia alla compagnia di stato indonesiana Pertamina sia alla stessa Eni che lo commercializzerà nel mercato asiatico anche sulla base dell'accordo raggiunto con la società statale Pakistan LNG per la fornitura di oltre 11 milioni di tonnellate di GNL per 15 anni. Nel permesso Sanga Sanga sono in produzione sette giacimenti che alimentano l'impianto di liquefazione di Bontang. Il gas liquefatto viene esportato in Giappone, Corea del Sud e Taiwan. Nell'aprile 2018 è stato approvato dalle autorità il piano di sviluppo del giacimento a gas Merakes (Eni 75%, operatore) nell'offshore, che potrà beneficiare delle sinergie con il vicino campo in produzione di Jangkrik.

Esplorazione: L'attività esplorativa ha avuto esito positivo con il pozzo di appraisal Merakes 2 che ha confermato l'estensione dell'omonima scoperta a gas nella parte occidentale del blocco East Sepinggan (Eni 85%, operatore). La vicinanza della scoperta al progetto operato di Jangkrik permetterà di sfruttare le sinergie, di ridurre i costi e le tempistiche di esecuzione del piano di sviluppo sottomarino e rappresenta un ulteriore successo della strategia Eni di esplorazione e appraisal near-field. Nel maggio 2018 Eni si è aggiudicata con una quota del 100% il blocco esplorativo East Ganai nelle acque profonde del bacino di Kutei.

TIMOR LESTE

Anno inizio attività: dal 2006

Settore: Upstream.

Qui detiene una quota dell'80% in quattro blocchi: esplorativi offshore, per una superficie non sviluppata di 1.538 chilometri quadrati (1.230 chilometri quadrati in quota Eni). Nel 2008, attraverso i pozzi esplorativi Kitan-1 e Kitan-2, Eni ha effettuato una significativa scoperta petrolifera nel permesso JPDA 06-105. Nell'aprile 2010 ha avviato lo sviluppo del giacimento a olio di Kitan, mentre nell'ottobre 2011 ne ha avviato la produzione. Nel 2013, Eni si è aggiudicata un nuovo permesso di esplorazione (Production Sharing Contract) su un'area di 662 chilometri quadrati adiacente al campo offshore di Kitan, nel Mare di Timor. Il Production Sharing Contract prevede per Eni l'impegno alla perforazione di due pozzi esplorativi nel corso dei primi due anni e l'opzione per altri due pozzi. L'area delineata è situata all'interno della Joint Petroleum Development Area (JPDA), gestita congiuntamente dall'Australia e da Timor-Leste, e ha una profondità media d'acqua di 350 metri. Nella JPDA, Eni ha identificato una serie di prospetti a olio che, nel caso di eventuali scoperte, potranno essere sfruttati in sinergia con il vicino campo produttivo di Kitan. Kitan, operato da Eni, è entrato in produzione nell'ottobre 2011, appena tre anni e mezzo dopo l'annuncio della scoperta commerciale. Nel 2012, il campo ha raggiunto un picco di 45 mila barili di olio al giorno. Eni è operatore della JPDA 11-106 PSC, con un interesse del 40,53%, in joint venture con INPEX Offshore Timor-Leste Ltd, con il 35,47%, e Timor GAP PSC 11-106 Unipessoal Limitada (TimorGap), con il 24%.

AUSTRALIA

Anno inizio attività: dal 2001

Produzione 2017: 22 mila boe/giorno

L'attività è concentrata nell'offshore convenzionale e profondo per una superficie sviluppata e non sviluppata di 16.707 chilometri quadrati (11.061 chilometri quadrati in quota Eni). Le principali aree di produzione partecipate da Eni si trovano nei Blocchi WA-33-L (Eni 100%) e JPDA 03-13 (Eni 10,99%). Nella fase di appraisal/sviluppo Eni partecipa nelle aree NT/RL8 (Eni 100%) e NT/RL7 (Eni 65%, operatore). Inoltre Eni detiene quote in ulteriori 6 licenze esplorative, di cui una in JPDA. Nel 2017 è stata acquisita la quota del 32,5% nel campo a gas di Evans Shoal nella licenza NT/RL7 nell'offshore dell'Australia settentrionale, in prossimità dell'impianto di liquefazione di gas di Darwin, partecipato da Eni. Il potenziale minerario del giacimento viene stimato in circa 226 miliardi di metri cubi di gas in posto. La transazione ha ricevuto tutte le necessarie approvazioni. A seguito dell'operazione Eni è operatore del permesso con una quota del 65%. Le attività di esplorazione e produzione di Eni in Australia sono regolate da contratti di concessione e, limitatamente alla zona di cooperazione tra Australia e Timor Leste (JPDA), da Production Sharing Agreement.



LEGAMBIENTE

Via Salaria 403 | 00199 Roma
tel. 06862621 | fax 0686218474
legambiente@legambiente.it
www.legambiente.it

