Il sistema di gestione ambientale

		2011	2012	2013
Certificazioni ISO 14001	(numero)	103	108	112
Certificazioni ISO 50001		3	6	8
Registrazioni EMAS		9	10	10
Audit di sistema totali (interni ed effettuati da enti certificatori esterni)		1.744	3.475	2.555
- di cui effettuati da enti certificatori esterni (ISO 14001) [a]		36	117	90
- di cui effettuati da enti certificatori esterni (OHSAS 18001) [a]		23	133	99
Altre tipologie di audit (EMAS, ISO 50001, ISO 9001, audit su fornitori/contrattisti, ecc.)		2.152	2.842	1.165
Spese e investimenti ambientali	(€ migliaia)	893.421	743.400	734.381
- di cui spese correnti		551.799	468.263	491.043
- di cui investimenti		341.622	275.136	243.338

(a) I valori non comprendono le consociate E&P.

La maggior parte dei sistemi di gestione delle unità operative rilevanti è certificata in conformità alla Norma Internazionale ISO 14001 e in Europa le principali unità produttive hanno intrapreso il percorso di Registrazione EMAS. Entro il 2015 è prevista la Certificazione ISO 14001 di tutte le società controllate che presentano un profilo di rischio HSE significativo. Nel 2013 oltre il 70% di tali società risulta già certificato, in particolare:

- nel Settore E&P sono state mantenute tutte le Certificazioni precedentemente conseguite;
- nel Settore G&P, dove già nel 2011 era stata completata la Certificazione ISO 14001 di tutti gli stabilimenti produttivi e dove le Centrali di Ferrera Erbognone, Mantova, Ravenna e Ferrara sono coperte da Registrazione EMAS, sono state confermate tutte le certificazioni già in essere nei periodi precedenti ed è stata ottenuta la certificazione della società controllata Adriaplin doo;
- nel Settore R&M è proseguita l'attività di mantenimento delle certificazioni già in essere (in particolare per tutte le raffinerie) ed estensione dei certificati con la copertura delle attività di bonifica dei siti dismessi e delle controllate Eni Austria GmbH e Oleoduc du Rhone SA;
- nel Settore della Chimica, è stata confermata la copertura di tutti gli stabilimenti italiani ed esteri;
- nel settore I&C si sono confermate tutte le certificazioni già ottenute negli scorsi anni; nel settore I&C sono state inoltre certificate le società operative Saipem Contracting Netherlands BV - Sharjah Branch e PT Saipem Indonesia Karimun Branch ed è stata completata la certificazione di Saipem SpA con la copertura anche delle attività di Drilling.

Nel 2013 Eni ha conseguito due nuove certificazioni dei sistemi di gestione dell'energia secondo la Norma ISO 50001 (Stabilimento petrolchimico di Oberhausen e certificazione delle sedi ICT di corporate) che si aggiungono a quelle già conseguite in precedenza (Raffineria di Venezia, Livorno, Sannazzaro e Taranto, Stabilimento di Szazhalombatta nel settore della Chimica e sedi uffici Corporate).

La spesa ambiente ha registrato complessivamente una lieve flessione (-1,2% rispetto al 2012), legata al calo degli investimenti (-11,6%) nei settori E&P (-15,5%, pari a circa - €18,2 milioni), R&M (-16,7%, pari a circa - €17,7 milioni) e altre attività (-41,7%, pari a circa - €4,5 milioni). Nel settore E&P l'andamento degli investimenti è essenzialmente dovuto al completamento in Italia del progetto di sostituzione della Sealine Perla-Prezioso e alla conclusione in Nigeria, nel 2012, del grande progetto flaring down di Idu e nel terzo trimestre 2013 dei progetti di Akri ed Ogbainbiri (cui sono stati associati investimenti minori rispetto ad Idu).

Cambiamento climatico

		2011	2012	2013
Emissioni dirette di GHG	(ton CO_2eq)	49.128.806	52.498.789	47.299.618
- di cui CO_2 da combustione e da processo	(ton)	35.319.845	36.365.220	34.171.339
- di cui CO_2 equivalente da flaring	(ton CO_2eq)	9.553.894	9.461.518	8.478.376
- di cui CO_2 equivalente da metano incombusto e da emissioni fuggitive		3.222.051	4.475.756	2.902.091
- di cui CO_2 equivalente da venting		1.033.017	2.196.295	1.747.812
Emissioni di CO_2 da impianti Eni soggetti all'EU ETS		23.615.602	22.099.231	20.417.804
Quote allocate agli impianti Eni soggetti all'EU ETS		25.373.975	24.978.257	9.233.300
Impianti Eni soggetti all'EU ETS	(numero)	39	39	40
Emissioni indirette di GHG da acquisti da altre società (Scope 2) [a]	(ton CO_2eq)	1.190.860	846.294	756.062
Emissioni indirette di GHG diverse da quelle dovute ad acquisti da altre società (Scope 3) [b]	(mln CO_2eq)	301,623	290,205	282,922
Emissioni di CO_2eq / produzione lorda di idrocarburi 100% operata (E&P)	(tonCO_2eq/tep)	0,206	0,225	0,222
Emissioni di CO_2eq/kWheq (EniPower)	(gCO_2eq/kWheq)	403,934	399,204	406,501
Emissioni di CO_2eq/uEDC (R&M)	(tonCO_2eq/kbbl/SD)	1.231	1.143	1.049
Volume di gas inviato a flaring	(MSm^3)	4.433	4.506	3.762
Volume di gas inviato a venting		26,32	25,92	20,65

(a) Il dato 2013 comprende anche le emissioni indirette di N_2O da acquisti da altre società.
(b) Il dato include le emissioni indirette di GHG (CO_2, CH_4 e N_2O) da attività di drilling appaltate a terzi da parte del settore E&P, da vendite di prodotti petroliferi e gas naturale (escluse le quote di prodotto vendute a società del gruppo e le quote vendute da Eni Trading & Shipping a società terze), da viaggi di lavoro, da trasporti su strada appaltati a terzi su strada e marittimi. Per il solo 2011 e limitatamente alla componente da attività di drilling appaltate a terzi da parte del settore E&P, il dato è riferito alla sola CO_2.

Nel 2013 le emissioni di gas serra si sono ridotte in tutti i settori (in particolare -9,7% nel settore E&P, -12,1% nel settore G&P e -14,1% nel settore R&M), causando un calo complessivo a livello Eni del 9,9% rispetto all'esercizio precedente.
L'andamento è determinato non solo da livelli produttivi inferiori, ma anche dall'attuazione di specifiche strategie di riduzione delle emissioni (in particolare le attività di flaring down) e da interventi di miglioramento dell'efficienza energetica, come dimostrato dalla riduzione degli indici di emissione per unità di prodotto nel settore E&P e nella raffinazione. Nel settore termoelettrico eventi accidentali (quali lunghe fermate dei gruppi di produzione più efficienti nei siti di Ferrera Erbognone e Mantova) e la necessità, per esigenze di mercato, di esercire i cicli combinati a bassi carichi, hanno determinato una riduzione del rendimento complessivo e un aumento delle emissioni di CO_2 per unità di prodotto, con conseguente crescita dell'indice di performance che rimane comunque inferiore al valore soglia fissato per il periodo di riferimento (415 $gCO_2eq/kWheq$).
Sulla performance complessiva dei GHG influiscono positivamente i risultati ottenuti dal settore E&P attraverso i progetti di flaring down, con riduzione rispetto al 2012 dei volumi inviati a flaring del 16,5% e delle rispettive emissioni di gas serra del 10,4%. Ricordando che la performance 2011 non è rappresentativa in quanto sconta la minore produzione in Libia per la situazione politica del Paese, si evidenzia come il risultato del 2013 sia positivo anche rispetto al 2010, con una riduzione dell'indice di emissione di GHG da flaring per unità di prodotto di oltre il 29%.
In Congo è proseguito lo sviluppo del giacimento di M'Boundi attraverso l'applicazione di avanzate tecniche di recupero assistito e la valorizzazione economica del gas associato, con aumento nel 2013 dei quantitativi venduti con contratti long-term alle centrali elettriche presenti nell'area, tra cui la Centrale Electrique du Congo (CEC) con una produzione di 300 MW. In Nigeria sono stati avviati i progetti di flaring down di Akri e Ogbainbiri; il completamento dell'upgrade della flowstation di Ogbainbiri permetterà di ridurre i volumi di gas inviati a flaring di 0,11 milioni di metri cubi giorno. Nel 2013 il programma di flaring down nell'area ha visto anche il completamento dell'upgrade della flowstation del giacimento Idu, con una riduzione di volume di gas inviato a flaring pari a 1,4 milioni di metri cubi/giorno.
Anche le emissioni di GHG da venting si sono ridotte rispetto al 2012 (-20,4%), così come i volumi di gas inviato a venting (-20,3%).
In Europa, nell'ambito Emissions Trading Scheme (ETS), nel 2013 le emissioni consolidate Eni di gas serra si riducono del 7,6% rispetto al 2012. Le quote assegnate nel 2013 sono calate drasticamente rispetto alla serie storica a causa del nuovo sistema di assegnazione in vigore con il terzo periodo ETS (2013-2020), mentre le installazioni sono passate da 39 a 40 per l'ingresso del Sito Goliat della Controllata Eni Norge del settore E&P.
L'andamento in calo delle emissioni nelle installazioni soggette a ETS riguarda tutti i settori, con le sole eccezioni di E&P, dove le emissioni (pari al 6% del totale) risultano in aumento (+31,7% rispetto al 2012) per l'impianto di Val D'Agri, l'entrata a regime dell'installazione Firenze FPSO e l'avvio delle attività presso il citato Sito di Goliat e del settore della Chimica, dove rimangono sostanzialmente stabili (-0,4%), contribuendo al 18% del totale. In G&P le emissioni, che rappresentano il 51% del totale Eni, si riducono del 9,6% in relazione al generale calo della produzione elettrica (-11%) e in R&M, dove pesano per il 25% del totale, calano del 14,2% in conseguenza della sospensione di parte delle attività nella Raffineria di Gela e di una generale riduzione delle lavorazioni effettuate (-7%).
Le emissioni indirette di GHG diverse da quelle dovute ad acquisti da altre società (cosiddette Scope 3) registrano una riduzione (-2,5% rispetto al 2012), in relazione al contributo in calo delle emissioni associate ai prodotti venduti per la contrazione delle vendite.

Efficienza energetica

		2011	2012	2013
Energia elettrica prodotta per tipologia di fonte (EniPower)	(TWh)	25,40	26,01	23,14
- di cui da gas naturale		23,52	24,44	21,52
- di cui da prodotti petroliferi		1,89	1,57	1,61
- di cui da altri combustibili		0,00	0,00	0,01
Consumi energetici da attività produttive/produzione lorda di idrocarburi 100% operata (E&P)	(GJ/tep)	1,615	1,557	1,536
Energy Intensity Index (R&M)	(%)	79,4	76,9	76,3
Consumo netto di fonti primarie	(tep)	14.304.869	14.629.243	14.174.056
- gas naturale		9.202.030	10.126.614	9.912.862
- prodotti petroliferi		4.896.890	4.286.526	4.135.872
- altri combustibili		205.949	216.103	125.322
Energia primaria acquistata da altre società per tipologia [a]	(GJ)	94.263.949	83.652.390	61.127.412
- energia elettrica		25.336.671	15.388.688	17.870.260
- fonti primarie		25.336.671	15.388.688	38.958.392
- vapore		5.362.328	4.822.549	4.298.683
- calore diretto di processo		58.785	53.507	0
- calore di recupero		0	183	77
Spese e investimenti efficienza energetica e cambiamento climatico[b]	(€ migliaia)	120.212	72.042	75.349
- di cui spese correnti		1.175	822	198
- di cui investimenti		119.037	71.220	75.151

(a) L'indicatore misura solo l'energia acquistata da Eni per autoconsumo e non include la quota parte acquistata e venduta sul mercato, pertanto i valori 2011 e 2012 differiscono da quanto pubblicato lo scorso anno.
(b) Il dato è parte delle spese e investimenti ambientali riportati nel prospetto "Il Sistema di Gestione Ambientale".

Le iniziative per il miglioramento dell'efficienza energetica includono, oltre ai tradizionali investimenti, anche interventi di natura gestionale quali l'adozione e la certificazione dei Sistemi di Gestione dell'Energia (SGE). A fine 2013 in Eni risultano Certificati ISO 50001 i sistemi di gestione dell'energia delle Raffinerie R&M di Livorno, Sannazzaro, Taranto e Venezia, gli Stabilimenti chimici di Oberhausen e Szazhalombatta e le sedi corporate di Eni SpA.
Nel settore downstream è proseguito il piano di interventi di energy saving che hanno permesso di conseguire ottimi risultati in termini di riduzione dei consumi e di contenimento delle emissioni in atmosfera. Gli interventi realizzati tra il 2008 e il 2013 consentono, a regime, risparmi energetici per oltre 300 mila tep/anno, pari ad una riduzione delle emissioni di circa 800 mila tonnellate di CO_2. Nella raffinazione gli interventi operativi eseguiti nel 2013 sono in grado di determinare risparmi a regime per circa 34 ktep/a; per quanto riguarda le attività della chimica, gli interventi effettuati sempre nel 2013 porteranno a regime un risparmio di circa 23 ktep/a.
Nel settore G&P sono proseguiti gli interventi di miglioramento dell'efficienza energetica e di ottimizzazione tecnico-economica dell'utilizzo degli impianti nelle attività di generazione elettrica, con interventi di repowering dei turbo-gruppi nelle Centrali di Ferrera Erbognone, Mantova e Ferrara.
Inoltre, EniPower ha proseguito gli investimenti nelle energie rinnovabili e nelle fonti alternative, attraverso la realizzazione di impianti fotovoltaici e della Centrale a biomassa di Porto Torres per la produzione di energia elettrica.

Emissioni in atmosfera

		2011	2012	2013
Emissioni di NOx (ossidi di azoto)	(ton NO_2eq)	97.114	115.571	101.832
Emissioni di NOx/produzione lorda di idrocarburi 100% operata (E&P)	(ton NO_2eq/ktep)	0,486	0,571	0,538
Emissioni di NOx/kWheq (EniPower)	(g NO_2eq/kWheq)	0,162	0,155	0,158
Emissioni di NOx/uEDC (Raffinerie R&M)	(ton NO_2eq/kbbl/SD)	1,14	1,11	0,91
Emissioni di SOx (ossidi di zolfo)	(ton SO_2eq)	37.943	30.137	27.949
Emissioni di SOx/produzione lorda di idrocarburi 100% operata (E&P)	(ton SO_2eq/ktep)	0,055	0,044	0,091
Emissioni di SOx/kWheq (EniPower)	(g SO_2eq/kWheq)	0,037	0,027	0,017
Emissioni di SOx/uEDC (Raffinerie R&M)	(ton SO_2eq/kbbl/SD)	3,93	3,22	2,19
Emissioni di NMVOC (Non Methan Volatile Organic Compounds)	(ton)	46.228	48.702	43.536
Emissioni di PST (Particolato Sospeso Totale)		3.297	3.548	2.848
Spese e investimenti protezione aria[(a)]	(€ migliaia)	46.736	56.882	69.153
- di cui spese correnti		16.608	15.795	20.707
- di cui investimenti		30.128	41.087	48.446

(a) Il dato è parte delle spese e investimenti ambientali riportati nel prospetto "Il sistema di gestione ambientale".

Nel 2013 le emissioni di NOx si sono ridotte complessivamente dell'11,9% rispetto al 2012, grazie al contributo di tutte le aree di business (in particolare, -13,7% nel settore E&P, -26,1% nel settore G&P e -23,1% nel settore R&M). Il settore E&P, a cui è riconducibile più del 60% del dato consolidato Eni, ha ridotto le proprie emissioni di oltre 9.700 tonnellate, grazie alla variazione del fuel mix utilizzato in diversi Paesi (Indonesia, Kazakhstan, Ecuador e Nigeria) con conseguente miglioramento anche dell'indice di emissione per unità di prodotto (-5,9%). Il settore della raffinazione ha migliorato sensibilmente la propria performance (-17,9% la riduzione registrata dall'indice di emissione), in particolare grazie ai progetti in corso presso le Raffinerie di Sannazzaro e Gela che a regime determineranno un beneficio di mancata emissione di NOx di circa 110 t/a.
Nel settore della generazione elettrica, dove grazie alla piena operatività a regime dei bruciatori VeLoNOx, le emissioni di NOx si sono ridotte di oltre il 20%, l'indice di emissione per unità di prodotto non è in calo (+1,5%), a causa di fermate non programmate in alcuni impianti e, per esigenze di mercato, alla marcia non a pieno ritmo dei cicli combinati.
Nel 2013 le emissioni totali di SOx si sono ridotte del 7,3% rispetto al 2012. All'andamento in calo hanno contribuito principalmente i settori raffinazione (-6.186 tonnellate), chimica (-661 tonnellate) e G&P (-393 tonnellate), mentre presentano trend in crescita E&P (+5.028 tonnellate) e I&C (+91 tonnellate).
Nel settore raffinazione, che contribuisce per circa il 38% al dato consolidato Eni, gli andamenti in calo (-36,4% rispetto al 2012 per le emissioni e -32% per l'indice riferito alla produzione) sono da attribuirsi sia alle minori lavorazioni nelle raffinerie, sia alla variazione del mix di combustibili (maggior utilizzo di gas naturale nelle raffinerie e conseguente minor utilizzo di olio combustibile e di coke), nonché a interventi di risparmio energetico. Sulla performance positiva ha inoltre influito l'intervento, realizzato presso la Raffineria di Gela, di interconnessione del camino quadricanne con il camino SNOx che ha permesso di massimizzare l'invio dei fumi a quest'ultimo. Sempre nella Raffineria di Gela è prevista la realizzazione di una nuova unità SRU con beneficio atteso a regime di mancata emissione di SOx di circa 740 t/a.
Nel settore E&P l'incremento delle emissioni di SOx rispetto al 2012 (sia in valore assoluto sia rispetto all'unità di prodotto) è riconducibile principalmente al contributo libico, risultato non completamente rendicontato nel corso del 2012 in relazione alla difficile situazione del Paese e, secondariamente, alla controllata Agip Karachaganak (Kazakhstan) per una maggiore precisione nella stima delle emissioni.
Le emissioni di NMVOC e PST sono calate rispettivamente del 10,6% e del 19,7% rispetto al 2012. Gli andamenti sono riconducibili principalmente al settore E&P in ragione della riduzione del flaring. Sulla diminuzione dei composti organici volatili influiscono inoltre le minori movimentazioni di prodotti petroliferi nel settore R&M e gli interventi specifici realizzati presso gli Stabilimenti petrolchimici di Mantova e Dunkerque.

Le bonifiche

		2011	2012	2013
Rifiuti da attività di bonifica prodotti	(ton)	10.852.410	10.102.297	11.976.764
- di cui pericolosi		2.886.996	3.754.056	3.968.183
- di cui non pericolosi		7.965.414	6.348.241	7.345.262
Spese e investimenti bonifiche suolo e falda [(a)]	(€ migliaia)	336.525	197.468	193.977
- di cui spese correnti		271.582	182.112	186.014
- di cui investimenti		64.943	15.356	7.963

(a) Il dato è parte delle spese e investimenti ambientali riportati nel prospetto "Il Sistema di Gestione Ambientale".

In Italia Eni è presente in 17 Siti di Interesse Nazionale dove è in corso un procedimento di bonifica e i procedimenti aperti sul territorio nazionale sono oltre 900; risulta evidente l'estrema variabilità di scala delle problematiche connesse all'attività di bonifica che coinvolge da una parte le raffinerie, i petrochimici e le aree pozzo e dall'altra i punti vendita carburanti.
Le attività di bonifica più impattanti sono realizzate principalmente da Syndial, società dedicata alla bonifica dei siti contaminati dismessi (63% delle spese nel 2013), seguita da R&M (22%) e dal comparto della Chimica (12%).
La spesa complessiva per le bonifiche nel 2013 è sostanzialmente in linea con quella dell'anno precedente, che aveva registrato una flessione sensibile rispetto al 2011 in relazione a ritardi nella concessione di alcune autorizzazioni preliminari da parte delle Pubblica Amministrazione, impattando sulle attività di Syndial.
Le attività del 2013 si sono focalizzate nella maintenance dei risanamenti in corso nei maggiori Siti (Gela, Priolo, Assemini, Porto Marghera). Syndial ha avviato l'applicazione dei principi della bonifica sostenibile (utilizzando l'applicativo in house "Sustainable Assessment Framework") per la valutazione dei progetti di Ravenna, Brindisi e Porto Torres. Un esempio di applicazione già attiva dei principi di sostenibilità a cui tutte le unità di business si stanno approcciando, è l'avvio della produzione di energia elettrica da fonte solare dall'impianto EniPower realizzato sull'ex discarica fosfogessi di Gela, che permette notevoli risparmi di risorse e la riduzione di circa 4.500 tonnellate annue di emissioni di anidride carbonica.
In R&M è proseguito l'impegno nella gestione degli interventi di messa in sicurezza e bonifica sia nel comparto commerciale (punti vendita carburanti) sia in quello industriale. Fra le attività di rilievo, a Taranto è stata completata l'installazione dei sistemi di bonifica e gli scavi di bonifica presso l'area parco serbatoi della raffineria.
Nel settore Chimica sono proseguite le attività di bonifica sui siti con progetti approvati; in particolare a Sarroch verrà testata la tecnologia IWS (In Well Stripping) come prima fase del progetto di bonifica della falda, che comporterà la riduzione degli scarichi in corpo idrico superficiale. Presso lo Stabilimento di Ferrara si è concluso positivamente l'iter di bonifica delle matrici superficiali dei terreni e delle acque di impregnazione: questo progetto è tra i più importanti e unici in Italia per estensione delle aree investite dalla bonifica all'interno di uno stabilimento petrolchimico.
E&P è impegnata sul fronte delle bonifiche sia in Italia sia all'estero dove, oltre alla conclusione delle attività nel Sito di Abu-Rudeis/Belayim (Egitto) e al follow up delle attività di bonifica di due "burning pit" in Congo, è in atto in Nigeria un progetto per l'esecuzione di prove pilota con tecnologia "Thermal Desorption e Three Phase Recovery" atte a verificare un'alternativa maggiormente sostenibile all'adozione diffusa della "enhanced natural attenuation" nella Regione.
Per quanto riguarda la produzione dei rifiuti da bonifica, il 95% dei volumi prodotti si riferisce alle acque di falda inquinate, in leggero aumento rispetto all'anno precedente in ragione della portata a regime degli impianti TAF (trattamenti acque di falda) gestiti prevalentemente da Syndial che ha realizzato iniziative di recupero come la produzione di acqua demi a valle dell'impianto TAF di Assemini per riutilizzo all'interno del ciclo produttivo o il passaggio delle acque trattate dal TAF di Brindisi a EniPower per uso industriale.
È prevista inoltre, la finalizzazione del progetto che prevede l'immissione di una parte delle acque trattate dal TAF di Priolo nella rete di acqua industriale a servizio delle attività produttive del sito multi societario, (la restante parte sarà utilizzata nella barriera della falda sottostante l'area ERG/MED) e l'ottimizzazione energetica degli impianti TAF, al fine di migliorare i processi e ridurre il consumo di materie prime ed energia. I TAF operativi in Sicilia possono trattare acque di falda altamente contaminate con efficienze di bonifica uniche al mondo per la qualità delle acque risultanti dalla bonifica.

Tutela delle risorse idriche e della biodiversità

		2011	2012	2013
Prelievi idrici totali	(Mm^3)	2.577,98	2.359,21	2.206,36
- di cui acqua di mare		2.375,83	2.142,82	2.002,22
- di cui acqua dolce		187,60	191,40	185,696
- di cui acqua salmastra proveniente da sottosuolo o superficie		14,55	24,59	18,44
Prelievi idrici/kWheq prodotti (EniPower)	(m^3/kWheq)	0,0136	0,0119	0,0166
Prelievi idrici/lavorazioni di greggio e semilavorati (R&M)	(m^3/ton)	31,03	25,43	19,98
Totale acqua di produzione e/o di processo estratta (E&P) [a]	(Mm^3)	58,16	61,17	61,32
- di cui iniettata in pozzi profondi a scopo disposal		-	9,44	13,40
- di cui re-iniettata		25,18	20,82	20,02
- di cui scaricata in corpo idrico superficiale e di mare		30,47	26,94	24,60
- di cui inviata a bacini di evaporazione		2,51	3,97	3,30
Acque di produzione re-iniettate comprese quelle iniettate in pozzi profondi a scopo disposal/acque di produzione totali	(%)	43	49	55
Acqua di falda trattata da TAF e utilizzata nel ciclo produttivo (Syndial)	(Mm^3)	-	0,47	0,68
Concentrazione di idrocarburi nelle acque di produzione	(mg/l)	13,50	9,61	7,79
Totale acqua dolce riciclata e/o riutilizzata	(Mm^3)	519,43	519,93	735,89
Percentuale di riutilizzo dell'acqua dolce	(%)	73,5	73,1	79,9
Acqua dolce scaricata	(Mm^3)	131,60	130,62	138,28
Acqua di mare scaricata		1.866,96	1.931,74	1.823,73
Spese e investimenti risorse e scarichi idrici [b]	(€ migliaia)	76.298	83.415	51.337
- di cui spese correnti		46.167	39.808	37.159
- di cui investimenti		30.131	43.607	14.178
Spese Protezione paesaggio e tutela ecosistemi e biodiversità [b]		11.094	5.863	5.925

(a) Dall'anno 2012 il valore include il contributo dell'acqua di produzione iniettata in pozzi profondi a scopo disposal.
(b) Il dato è parte delle spese e investimenti ambientali riportati nel prospetto "Il Sistema di Gestione Ambientale".

Nel 2013 si è registrata una riduzione dei prelievi idrici totali rispetto al 2012 del 6,5% (pari a circa -153 Mm^3) dovuta soprattutto al calo dei prelievi di acqua di mare nel settore raffinazione (dove la sola Raffineria di Gela ha ridotto i prelievi di acqua di mare di oltre 137 Mm^3 a causa di fermate degli impianti). L'acqua dolce prelevata, che rappresenta l'8% del totale delle risorse idriche utilizzate, si è ridotta rispetto al 2012 (-3%), in virtù dei cali registrati dai settori E&P (dove sono state interrotte o comunque ridotte le attività dei campi libici di Abu Attifel, El Feel e Wafa) e Altre Attività (dove è stata determinante la fermata dell'impianto di cloroetano presso il Sito di Assemini). Il parametro risulta in calo anche presso i settori R&M (-2,9%, pari a circa -0,5 Mm^3) e G&P (-7%, pari a circa -2 Mm^3). La percentuale di riutilizzo dell'acqua dolce è complessivamente aumentata rispetto al 2012, raggiungendo quasi l'80%. In ulteriore miglioramento la performance relativa all'acqua di produzione del settore E&P, con una percentuale di re-iniezione che sale al 54% (migliore risultato di sempre, in aumento di oltre il 10% rispetto al 2012). Sulla performance ha influito positivamente il completamento a fine 2012 del progetto Belayim in Egitto, con una re-iniezione del 99,5% (pari a 27.265 metri cubi/giorno). La concentrazione di idrocarburi nelle acque di produzione è in calo rispetto al 2012 (-18,9%). In Syndial sono aumentati i quantitativi di acqua di falda trattata attraverso gli impianti TAF dedicati e successivamente utilizzati nei propri cicli produttivi (+45,9% rispetto al 2012). Eni è impegnata a integrare la gestione delle tematiche biodiversità e servizi ecosistemici in tutte le sue realtà operative e lungo tutto il ciclo di vita progettuale, in particolare nel settore upstream. Al fine di raggiungere l'obiettivo di definire dei piani di azione integrati di biodiversità e servizi ecosistemici nel 20% delle Assessment Unit esposte al rischio biodiversità nel 2012, verranno implementi specifici Biodiversity Risk Assessment e Action Plan per identificare, valutare e mitigare efficacemente i potenziali impatti associati alle attività di E&P in qualsiasi ambiente operativo. I siti attualmente coinvolti sono DIME (Val d'Agri), Agip Oil Ecuador (Villano), KPO (Karachaganak), Eni Congo (M'Boundi), Eni Pakistan (Bhit and Badhra), Eni US Operating Company (Nikaitchuq). Nei nuovi progetti esplorativi e di sviluppo si continuerà a verificare la corretta integrazione delle tematiche di biodiversità e servizi ecosistemici nei pre-ESHIA. In ambito internazionale, proseguirà l'impegno di Eni in WBCSD, BSR, IPIECA e OGP con la chairmanship del Biodiversity Working Group (BESWG). Inoltre è stata rinnovata l'adesione alla partenrship Proteus, iniziativa promossa da UNEP-WCMC col settore privato che consente l'accesso sia al World Database on Protected Areas (WDPA) che all'Integrated Biodiversity Assessment Tool (IBAT).

Oil spill operativi

		2011	2012	2013
Numero totale di oil spill (>1 barile) [a]	(numero)	418	329	386
Volume totale di oil spill (>1 barile) [a]	(barili)	14.952	12.428	7.903
- da atti di sabotaggio e terrorismo		7.657	8.669	6.002
- operativi		7.295	3.759	1.901
Spese e investimenti prevenzione spill [b]	(€ migliaia)	40.530	63.771	51.141
- di cui spese correnti		4.252	8.354	10.054
- di cui investimenti		36.278	55.417	41.087

(a) Nel 2011, a esclusione del settore E&P, sono compresi gli oil spill inferiori a un barile.
(b) Il dato è parte delle spese e investimenti ambientali riportati nel prospetto "Il Sistema di Gestione Ambientale".

Nel 2013 il numero totale di oil spill è aumentato (+17,3%), mentre i volumi sversati sono ridotti sensibilmente (-36,4%), sia per gli spill da atti di sabotaggio e terrorismo (-30,8%) sia per quelli operativi (-49,4%).
Come per gli anni passati (fatta eccezione per il 2011, caratterizzato da uno spill del settore I&C di oltre 4.000 barili avvenuto in Algeria), anche il dato consolidato 2013 è determinato essenzialmente dalla performance del settore E&P (cui è riconducibile oltre il 95% nel numero di eventi verificatisi e oltre il 90% dei volumi sversati). Nel 2013 E&P, pur rilevando un aumento del numero totale di oil spill, registra una diminuzione dei volumi sversati (-36,9% rispetto al 2012) e un miglioramento dell'indice relativo ai volumi sversati da incidenti operativi per milioni di boe prodotti (-38% rispetto al 2012). In particolare nel 2013 è già stato raggiunto l'obiettivo di riduzione dell'indice di boe sversate su Mboe prodotte, pianificato per il 2016. Nel 2013 in E&P oltre il 60% del volume sversato a seguito di oil spill da incidenti operativi è riconducibile alle attività in Nigeria, così come tutti gli spill da atti di sabotaggio e terrorismo, a eccezione di un evento verificatosi in Egitto.
La spesa complessiva di Eni per la prevenzione degli spill nel 2013 si mantiene su valori superiori di €50 milioni.

Rifiuti da attività produttive

		2011	2012	2013
Rifiuti da attività produttive	(ton)	1.309.135	1.378.385	1.599.997
- di cui da attività di perforazione		388.539	342.026	366.440
Rifiuti da attività produttive pericolosi		476.552	365.695	374.421
Rifiuti da attività produttive non pericolosi		832.582	1.012.690	1.225.576
Rifiuti da attività produttive recuperati e/o riciclati		232.884	315.880	180.825
- di cui pericolosi		73.174	67.203	47.566
- di cui non pericolosi		159.710	248.677	133.259
Rifiuti da attività produttive smaltiti		982.423	1.038.709	1.401.739
- di cui pericolosi		326.495	278.812	316.765
- di cui non pericolosi		655.927	759.897	1.084.974
Rifiuti da attività di perforazione/metri perforati	(ton/m)	0,340	0,512	0,584
Spese e investimenti gestione rifiuti [a]	(€ migliaia)	96.263	92.113	95.422
- di cui spese correnti		83.403	91.341	95.074
- di cui investimenti		12.860	772	348

(a) Il dato è parte delle spese e investimenti ambientali riportati nel prospetto "Il Sistema di Gestione Ambientale".

I rifiuti da attività produttive prodotti nel 2013 (circa 1,6 milioni di tonnellate) sono aumentati del 16,1% rispetto all'anno precedente (+2,4% i pericolosi e +21% i non pericolosi) per il contributo di tutti i business, con la sola eccezione del settore Altre Attività. In particolare, l'andamento in crescita è riconducibile a I&C (+130.000 tonnellate circa), G&P (+37.000 tonnellate), R&M (+32.000 tonnellate circa) e E&P (+19.000 tonnellate circa). Come meglio evidenziato di seguito, l'aumento o la diminuzione del volume dei rifiuti riflette la periodicità delle manutenzioni programmate e l'apertura ed esercizio di cantieri.
Nel settore I&C il trend in crescita è legato, per i rifiuti pericolosi, all'incremento delle attività di drilling offshore e, per i rifiuti non pericolosi, all'incremento delle attività di costruzione onshore, con particolare riferimento al progetto "Shah Plant and Pipeline".
In G&P i rifiuti sono aumentati in relazione al contributo dei non pericolosi a seguito di attività di cantiere presso diversi stabilimenti (oltre 25.000 tonnellate presso Bolgiano per revamping, oltre 7.000 tonnellate presso Mantova per la dismissione di centrali termiche e oltre 5.000 tonnellate presso Ferrera Erbognone per la sistemazione dell'area per imprese esterne e la realizzazione di un nuovo magazzino.
Nel settore R&M hanno influito le attività di manutenzione straordinaria quinquennale condotte presso la Raffineria di Taranto, dove i quantitativi di rifiuti non pericolosi prodotti sono più che raddoppiati superando le 40.000 tonnellate.
Nel settore E&P l'incremento dei rifiuti prodotti è riconducibile esclusivamente ai non pericolosi (per gli aumenti registrati in Egitto presso le controllate Petrobel e Agiba e in Italia per l'aumento delle acque di produzione stoccate e smaltite come rifiuto e per l'incremento delle attività onshore rispetto al 2012), mentre i pericolosi registrano viceversa un calo per il completamento delle attività di costruzione in Algeria presso il campo MLE CTH e il Sito di Bolashak in Kazakhstan.
I volumi avviati a recupero da attività produttive nel 2013 hanno registrato un calo del 42,8% rispetto al 2012; l'andamento consolida sia una riduzione per i rifiuti pericolosi (-29,2%) sia per quelli non pericolosi (-46,4%) ed è principalmente riconducibile al settore E&P dove i quantitativi diminuiscono sensibilmente (-134.000 tonnellate circa), sempre in relazione alla conclusione delle attività di costruzione nel Sito di Bolashak.