

# Resoconto intermedio di gestione al 31 Marzo 2015



# Indice

La nostra missione.....	3
Premessa .....	4
Sintesi dei risultati.....	7
Risultati economici per area di attività .....	11
> Italia .....	15
> Penisola iberica .....	21
> America Latina.....	25
> Europa dell'est.....	29
> Energie Rinnovabili.....	33
> Altro, elisioni e rettifiche .....	36
Analisi della struttura patrimoniale del Gruppo.....	37
Analisi della struttura finanziaria del Gruppo.....	38
Fatti di rilievo del primo trimestre del 2015 .....	41
Scenario di riferimento .....	43
Aspetti normativi e tariffari .....	48
Prevedibile evoluzione della gestione .....	53
<b>Bilancio consolidato trimestrale abbreviato al 31 marzo 2015 .....</b>	<b>54</b>
Conto economico consolidato sintetico .....	55
Prospetto dell'utile consolidato complessivo rilevato nel periodo .....	56
Situazione patrimoniale consolidata sintetica .....	57
Prospetto delle variazioni del Patrimonio netto consolidato.....	58
Rendiconto finanziario consolidato sintetico .....	59
Note illustrative al Bilancio consolidato trimestrale abbreviato al 31 marzo 2015 .....	60

## La nostra missione

*In Enel abbiamo la missione di generare e distribuire valore nel mercato internazionale dell'energia, a vantaggio delle esigenze dei clienti, dell'investimento degli azionisti, della competitività dei Paesi in cui operiamo e delle aspettative di tutti quelli che lavorano con noi.*

*Enel opera al servizio delle comunità, nel rispetto dell'ambiente e della sicurezza delle persone, con l'impegno di assicurare alle prossime generazioni un mondo migliore.*

## Premessa

Il Resoconto intermedio di gestione al 31 marzo 2015 è stato redatto in osservanza a quanto disposto dall'art. 154 ter, comma 5, del Decreto Legislativo 24 febbraio 1998, n. 58 ed in conformità ai criteri di rilevazione e di misurazione stabiliti dai principi contabili internazionali (International Accounting Standards - IAS e International Financial Reporting Standards – IFRS) emanati dall'International Accounting Standards Board (IASB) ed alle interpretazioni emesse dall'International Financial Reporting Interpretations Committee (IFRIC) e dallo Standing Interpretations Committee (SIC), riconosciuti nell'Unione Europea ai sensi del Regolamento (CE) n. 1606/2002 ed in vigore alla chiusura del periodo. Per una trattazione più completa dei principi contabili ed i criteri di valutazione applicati si rinvia alla successiva nota 1 nelle Note illustrative al Bilancio consolidato trimestrale abbreviato.

### Definizione degli indicatori di performance

Al fine di consentire una migliore valutazione dell'andamento della gestione economico-finanziaria del Gruppo, nel presente Resoconto intermedio di gestione al 31 marzo 2015 vengono utilizzati alcuni "indicatori alternativi di performance" non previsti dai principi contabili IFRS-EU. In linea con la raccomandazione CESR/05-178b pubblicata il 3 novembre 2005, nel seguito sono forniti i criteri utilizzati per la costruzione di tali indicatori:

*Margine operativo lordo:* rappresenta un indicatore della *performance* operativa ed è calcolato sommando al "Risultato operativo" gli "Ammortamenti e perdite di valore".

*Attività nette possedute per la vendita:* definite come somma algebrica delle "Attività possedute per la vendita" e delle "Passività possedute per la vendita".

*Capitale investito netto:* definito quale somma delle "Attività non correnti", delle "Attività correnti" e delle "Attività possedute per la vendita" al netto delle "Passività non correnti", delle "Passività correnti" e delle "Passività possedute per la vendita", escludendo le voci considerate nella definizione di "Indebitamento finanziario netto";.

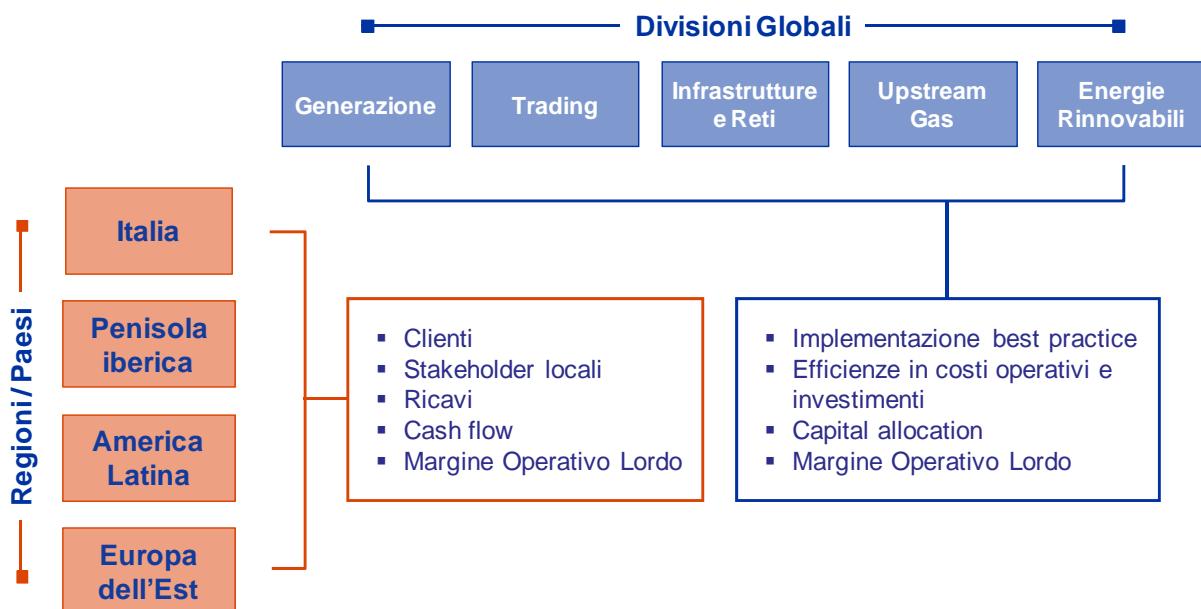
*Indebitamento finanziario netto:* rappresenta un indicatore della struttura finanziaria ed è determinato dai "Finanziamenti a lungo termine" e dai "Finanziamenti a breve termine e quote correnti dei finanziamenti a lungo termine", al netto delle "Disponibilità liquide e mezzi equivalenti" e delle attività finanziarie correnti e non correnti (crediti finanziari e titoli diversi da partecipazioni) incluse nelle "Altre attività correnti" e nelle "Altre attività non correnti". Più in generale, l'indebitamento finanziario netto del Gruppo Enel è determinato conformemente a quanto previsto nel paragrafo 127 delle raccomandazioni CESR/05-054b, attuative del Regolamento 809/2004/CE e in linea con le disposizioni CONSOB del 26 luglio 2007 per la definizione della posizione finanziaria netta, dedotti i crediti finanziari e i titoli non correnti.

## Modello organizzativo di Enel

In data 31 luglio 2014, il Gruppo Enel si è dotato di una **nuova struttura organizzativa**, basata su una matrice Divisioni/Geografie e focalizzata sugli obiettivi industriali del Gruppo, con una chiara individuazione di ruoli e responsabilità al fine di:

- > perseguire e mantenere la leadership tecnologica nei settori in cui il Gruppo opera, assicurandone l'eccellenza operativa;
- > massimizzare il livello di servizio verso i clienti nei mercati locali.

Grazie a questa nuova struttura, il Gruppo potrà beneficiare di una minore complessità nell'esecuzione delle azioni manageriali intraprese e nell'analisi dei fattori chiave di generazione del valore.



In particolare, la nuova struttura organizzativa del Gruppo Enel si articola pertanto in una matrice che considera:

- > *Divisioni* (Generazione Globale, Infrastrutture e Reti Globale, Energie Rinnovabili, Global Trading, Upstream Gas), cui è affidato il compito di gestire e sviluppare gli asset, ottimizzandone le prestazioni ed il ritorno sul capitale investito, nelle varie aree geografiche di presenza del Gruppo; alle Divisioni è affidato inoltre il compito di migliorare l'efficienza dei processi gestiti e condividere le migliori pratiche a livello mondiale. Il Gruppo potrà beneficiare di una visione industriale centralizzata dei progetti nelle varie linee di business. Ogni singolo progetto sarà valutato non solo sulla base del ritorno finanziario, ma anche in relazione alle migliori tecnologie disponibili a livello di Gruppo;
- > *Regioni e Paesi* (Italia, Iberia, America Latina, Europa dell'Est), cui è affidato il compito di gestire nell'ambito di ciascun Paese di presenza del Gruppo le relazioni con organi istituzionali ed autorità regolatorie locali, nonché le attività di vendita di energia elettrica e gas, fornendo altresì supporto in termini di attività di staff e altri servizi alle Divisioni;

A tale matrice si associano in un'ottica di supporto al business:

- > *Funzioni Globali di Servizio* (Acquisti e ICT), cui è affidato il compito di gestire le attività di information and communication technology e gli acquisti a livello di Gruppo;
- > *Funzioni di Holding* (Amministrazione, Finanza e Controllo, Risorse Umane e Organizzazione, Comunicazione, Affari Legali e Societari, Audit, Rapporti con l'Unione

Europea, Innovazione e Sostenibilità), cui è affidato il compito di gestire i processi di governance a livello di Gruppo.

### **Rideterminazione dei dati economici**

I dati economici del primo trimestre 2014, inclusi nel presente Resoconto intermedio di gestione ai soli fini comparativi, sono stati rideterminati a seguito dell'introduzione dell'IFRIC 21 - Tributi, con decorrenza 1° gennaio 2015. In particolare, sono stati rilevati retrospetticamente gli effetti derivanti dalla contabilizzazione di talune imposte non sul reddito nel momento in cui si verifica il fatto vincolante che genera l'obbligazione al pagamento del tributo, così come definito dalla legislazione. Nello specifico si tratta di alcune imposte indirette sui beni immobili in Spagna che sono state rilevate per intero a inizio esercizio e non più riscontate lungo lo stesso. Per maggiori dettagli circa gli effetti di tali rideterminazioni si rinvia alla successiva Nota 2 delle Note illustrate del Bilancio consolidato trimestrale abbreviato .

## Sintesi dei risultati

### Dati economici, patrimoniali e finanziari

Milioni di euro	1° trimestre	
	2015	2014 restated
Ricavi	19.970	18.182
Margine operativo lordo	4.023	3.991
Risultato operativo	2.625	2.563
Risultato netto del Gruppo e di terzi	1.179	1.112
Risultato netto del Gruppo	810	868
Risultato netto del Gruppo per azione in essere alla fine del periodo (euro)	0,09	0,09
Capitale investito netto	93.012	88.528 <sup>(1)</sup>
Indebitamento finanziario netto	39.514	37.383 <sup>(1)</sup>
Patrimonio netto (incluse interessenze di terzi)	53.498	51.145 <sup>(1)</sup>
Patrimonio netto del Gruppo per azione in essere alla fine del periodo (euro)	3,48	3,35 <sup>(1)</sup>
Cash flow da attività operativa	476	(193)
Investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali	1.253 <sup>(2)</sup>	1.083

(1) Dati al 31 dicembre 2014.

(2) Il dato non include 87 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

I **ricavi** dei primi tre mesi del 2015 sono pari a 19.970 milioni di euro con un incremento di 1.788 milioni di euro (+9,8%) rispetto all'analogo periodo del 2014. L'incremento è sostanzialmente riferibile alle maggiori vendite di combustibili e di certificati ambientali in Italia a seguito dei maggiori volumi intermediati, a cui si associano i maggiori ricavi rilevati in America Latina, principalmente per effetto dei prezzi e delle quantità crescenti, nonché degli effetti di alcune modifiche regolatorie in Argentina e del consolidamento del Gruppo Atacama a partire dal secondo trimestre 2014. Si ricorda, infine, che i ricavi del primo trimestre del 2014 includevano componenti non ordinarie relative a operazioni di cessione o perdita di controllo di società (in particolare Artic Russia e SE Hydropower) per complessivi 132 milioni di euro, mentre nel primo trimestre 2015 le analoghe componenti non risultano essere particolarmente significative.

Milioni di euro	1° trimestre		
	2015	2014 restated	Variazioni
Italia	10.357	9.116	1.241 13,6%
Penisola Iberica	5.358	5.166	192 3,7%
America Latina	2.670	2.085	585 28,1%
Europa dell'Est	1.239	1.373	(134) -9,8%
Energie Rinnovabili	812	702	110 15,7%
Altro, elisioni e rettifiche	(466)	(260)	(206) -79,2%
<b>Totale</b>	<b>19.970</b>	<b>18.182</b>	<b>1.788 9,8%</b>

Il **margine operativo lordo** del primo trimestre del 2015, pari a 4.023 milioni di euro, rileva un incremento di 32 milioni di euro (+0,8%) rispetto all'analogo periodo del 2014. In

particolare l'incremento del margine rilevato in America Latina (e prevalentemente in Argentina a seguito delle citate modifiche regolatorie) e nella Penisola Iberica è parzialmente compensato dagli effetti delle sopracitate operazioni di cessione e dalla riduzione del margine di generazione e trading in Italia.

Milioni di euro	1° trimestre			Variazioni
	2015	2014 restated		
Italia	1.551	1.689	(138)	-8,2%
Penisola Iberica	977	906	71	7,8%
America Latina	736	552	184	33,3%
Europa dell'Est	233	282	(49)	-17,4%
Energie Rinnovabili	536	481	55	11,4%
Altro, elisioni e rettifiche	(10)	81	(91)	-
<b>Totale</b>	<b>4.023</b>	<b>3.991</b>	<b>32</b>	<b>0,8%</b>

Il **risultato operativo** del primo trimestre del 2015 ammonta a 2.625 milioni di euro, in incremento di 62 milioni di euro (+2,4%) rispetto all'analogo periodo del 2014, tenuto conto di minori ammortamenti e perdite di valore per 30 milioni di euro.

Milioni di euro	1° trimestre			Variazioni
	2015	2014 restated		
Italia	1.059	1.159	(100)	-8,6%
Penisola Iberica	582	456	126	27,6%
America Latina	491	334	157	47,0%
Europa dell'Est	139	194	(55)	-28,4%
Energie Rinnovabili	370	346	24	6,9%
Altro, elisioni e rettifiche	(16)	74	(90)	-
<b>Totale</b>	<b>2.625</b>	<b>2.563</b>	<b>62</b>	<b>2,4%</b>

Il **risultato netto del Gruppo** del primo trimestre del 2015 ammonta a 810 milioni di euro, con un decremento di 58 milioni di euro (-6,7%) rispetto all'analogo periodo del 2014; tale andamento risente della maggior incidenza delle interessenze di terzi a seguito principalmente della cessione, nel quarto trimestre 2014, del 21,92% di Endesa e quindi, indirettamente, di tutte le attività nella Penisola iberica.

L'**indebitamento finanziario netto** al 31 marzo 2015 è pari a 39.514 milioni di euro, in aumento di 2.131 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2014. Tale variazione trova riscontro negli investimenti del periodo al netto dei flussi di cassa derivanti dalla gestione operativa, nonché nell'effetto negativo derivante dalla variazione dei tassi di cambio di alcune valute (principalmente il dollaro statunitense) in cui è espresso parte dell'indebitamento finanziario. Al 31 marzo 2015, l'indebitamento finanziario netto presenta un'incidenza sul patrimonio netto di 0,74 (0,73 al 31 dicembre 2014).

Gli **investimenti**, pari a 1.253 milioni di euro nel primo trimestre del 2015, evidenziano un incremento del 15,7%.

Milioni di euro

1° trimestre

	2015	2014 restated	Variazioni	
Italia	257 <sup>(1)</sup>	231	26	11,3 %
Penisola Iberica	154	126	28	22,2 %
America Latina	320	207	113	54,6%
Europa dell'Est	36 <sup>(2)</sup>	203	(167)	-82,3%
Energie Rinnovabili	475	314	161	51,3%
Altro, elisioni e rettifiche	11	2	9	-
<b>Totale</b>	<b>1.253</b>	<b>1.083</b>	<b>170</b>	<b>15,7%</b>

(1) Il dato non include 1 milione di euro riferito al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

(2) Il dato non include 86 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

## Dati operativi

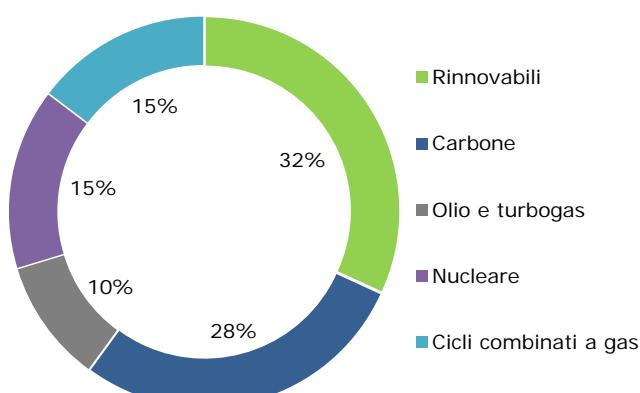
	1° trimestre					
	Italia	Estero	<b>Totale</b>	Italia	Estero	<b>Totale</b>
	2015			2014		
Energia netta prodotta da Enel (TWh)	17,3	54,6	<b>71,9</b>	17,9	50,1	<b>68,0</b>
Energia trasportata sulla rete di distribuzione di Enel (TWh)	56,2	44,7	<b>100,9</b>	56,4	43,3	<b>99,7</b>
Energia venduta da Enel (TWh) <sup>(1)</sup>	22,4	44,1	<b>66,5</b>	23,4	44,4	<b>67,8</b>
Vendite di gas alla clientela finale (Miliardi di m <sup>3</sup> )	1,9	1,4	<b>3,3</b>	1,6	1,4	<b>3,0</b>
Dipendenti alla fine dell'esercizio (n.) <sup>(2)</sup>	33.455	35.437	<b>68.892</b>	33.405	35.556	<b>68.961</b>

(1) Escluse cessioni ai rivenditori.

(2) Include 4.350 unità riferite al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" al 31 marzo 2015 (4.430 unità al 31 dicembre 2014).

La *produzione netta* di Enel nel primo trimestre del 2015 è complessivamente pari a 71,9 TWh, in aumento del 5,7% rispetto all'analogo periodo del 2014; la variazione è dovuta ai maggiori quantitativi generati all'estero (+4,5 TWh) che hanno più che compensato la riduzione delle quantità prodotte in Italia (-0,6 TWh). Relativamente al mix tecnologico, si segnala il significativo incremento della generazione da fonte termoelettrica (+4,7 TWh), sospinta dal maggior utilizzo degli impianti a carbone e a ciclo combinato, sia in Italia che nella Penisola iberica. Di converso, la generazione da fonte idroelettrica registra un calo di 1,2 TWh a seguito delle più sfavorevoli condizioni di idraulicità rilevate nella maggior parte dei paesi in cui il Gruppo opera.

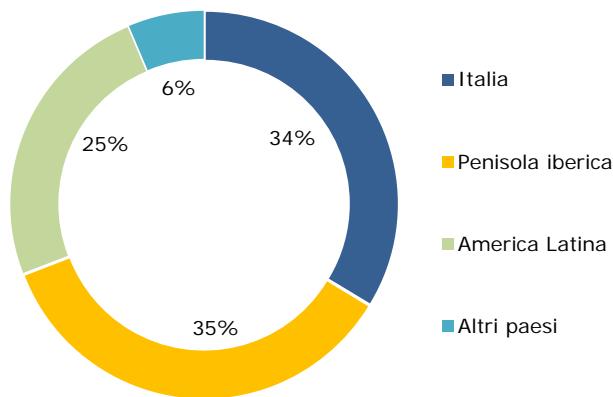
### Energia elettrica netta prodotta per fonte (1° trimestre 2015)



L'energia trasportata da Enel nel primo trimestre del 2015 è complessivamente pari a 100,9 TWh, con un incremento di 1,2 TWh (+1,2%) e risente dell'incremento della domanda di energia elettrica nella Penisola iberica e in America Latina.

L'energia venduta da Enel nel primo trimestre del 2015 si attesta a 66,5 TWh con un decremento di 1,3 TWh (-1,9%) che risente prevalentemente delle minori vendite in Italia (-1,0 TWh) e in misura marginale all'estero (-0,3 TWh). Nel dettaglio, le maggiori vendite effettuate in America Latina (ed in particolar modo in Argentina e Brasile) sono state più che compensate dalla riduzione rilevata nei paesi con economie mature.

#### Energia elettrica venduta per area geografica (1° trimestre 2015)



Il gas venduto nel primo trimestre 2015 è pari a 3,3 miliardi di metri cubi, in aumento di 0,3 miliardi di metri cubi rispetto allo stesso periodo dell'esercizio precedente.

Il personale del Gruppo Enel al 31 marzo 2015 è pari a 68.892 dipendenti, di cui il 51,4% impegnati nelle società del Gruppo con sede all'estero. La variazione del trimestre (-69 unità) è da riferirsi al saldo negativo tra assunzioni e cessazioni (-378 unità), parzialmente compensato dall'effetto della variazione di perimetro (+309 unità) a seguito principalmente dell'acquisizione dell'ulteriore 66,7% della società 3Sun, precedentemente consolidata con il metodo del patrimonio netto.

n.	31.03.2015	31.12.2014
Italia <sup>(1)</sup>	30.276	30.803
Penisola iberica	10.451	10.500
America Latina <sup>(2)</sup>	12.198	12.301
Europa dell'Est <sup>(3)</sup>	10.360	10.411
Rinnovabili	4.034	3.609
Altro, elisioni e rettifiche	1.573	1.337
<b>Totale</b>	<b>68.892</b>	<b>68.961</b>

<sup>(1)</sup> Include 41 unità riferite al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" al 31 marzo 2015 e al 31 dicembre 2014.

<sup>(2)</sup> Include 15 unità riferite al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" al 31 dicembre 2014.

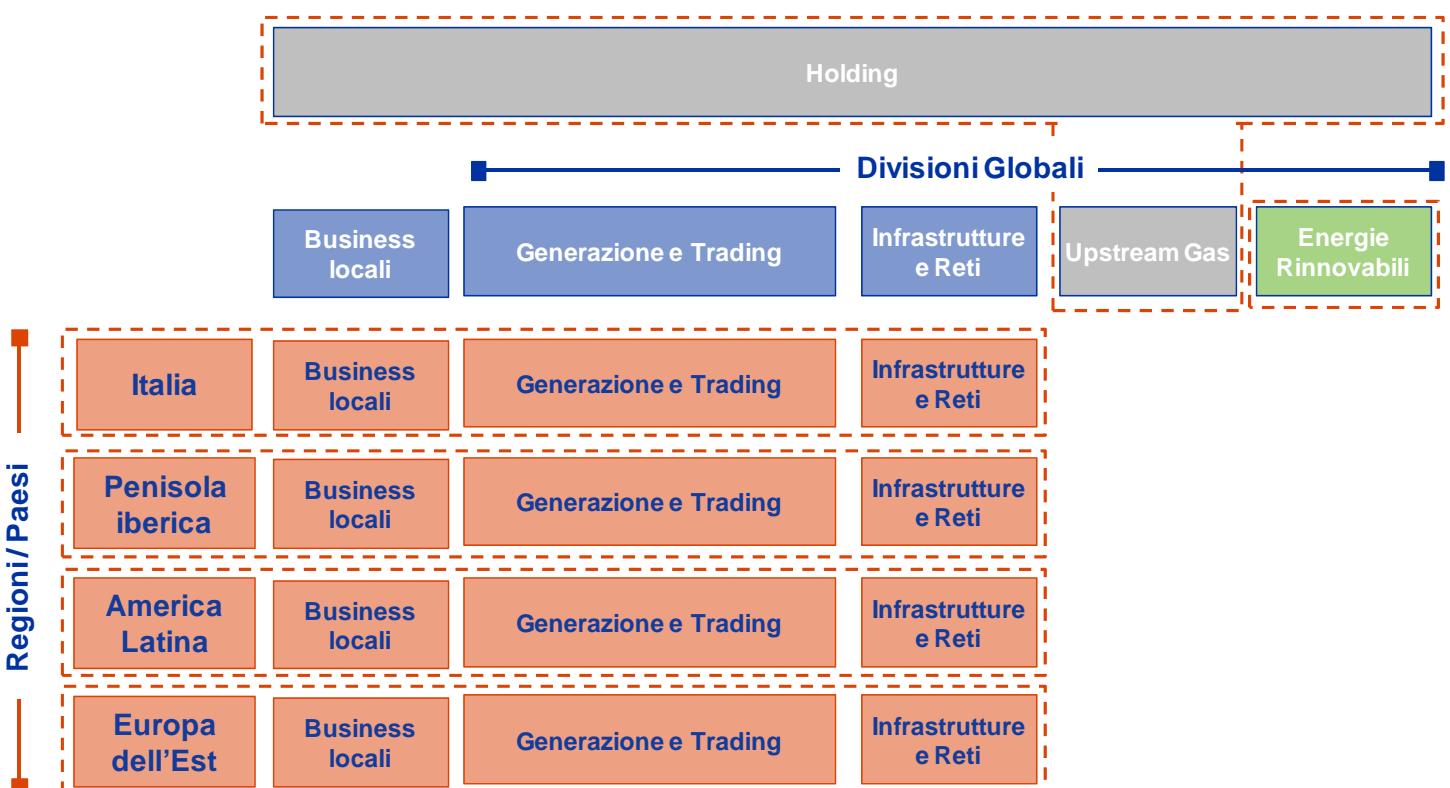
<sup>(3)</sup> Include 4.309 unità riferite al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" al 31 marzo 2015 (4.374 unità al 31 dicembre 2014).

## Risultati economici per area di attività

La rappresentazione dei risultati economici per area di attività è effettuata in base all'approccio utilizzato dal management per monitorare le performance del Gruppo nei due periodi messi a confronto, tenuto conto del modello operativo adottato descritto in precedenza.

In particolare, tenendo conto di quanto stabilito dal principio contabile internazionale IFRS 8 in termini di "management approach", l'avvento della nuova organizzazione ha modificato la struttura del reporting e la rappresentazione e l'analisi dei risultati economici e finanziari del Gruppo a partire dall'inizio del 2015. Nel dettaglio, i risultati per settore di attività inclusi nel presente Resoconto intermedio di gestione sono costruiti identificando come "reporting segment primario" la vista per Regioni e Paesi, con l'eccezione della Divisione Energie Rinnovabili che sfrutta una gestione accentrata in capo alla subholding Enel Green Power e quindi in termini di responsabilità gode di maggiore autonomia rispetto alle altre Divisioni. Si segnala, infine, che sulla base dei criteri determinati dall'IFRS 8, si è anche tenuto conto della possibilità di semplificazione espositiva derivante dai limiti di significatività stabiliti dal medesimo principio contabile internazionale e, pertanto, la voce "Altro, elisioni e rettifiche", oltre ad includere gli effetti derivanti dalla elisione dei rapporti economici intersetoriali, accoglie i dati relativi alla Holding Enel SpA e della Divisione Upstream Gas.

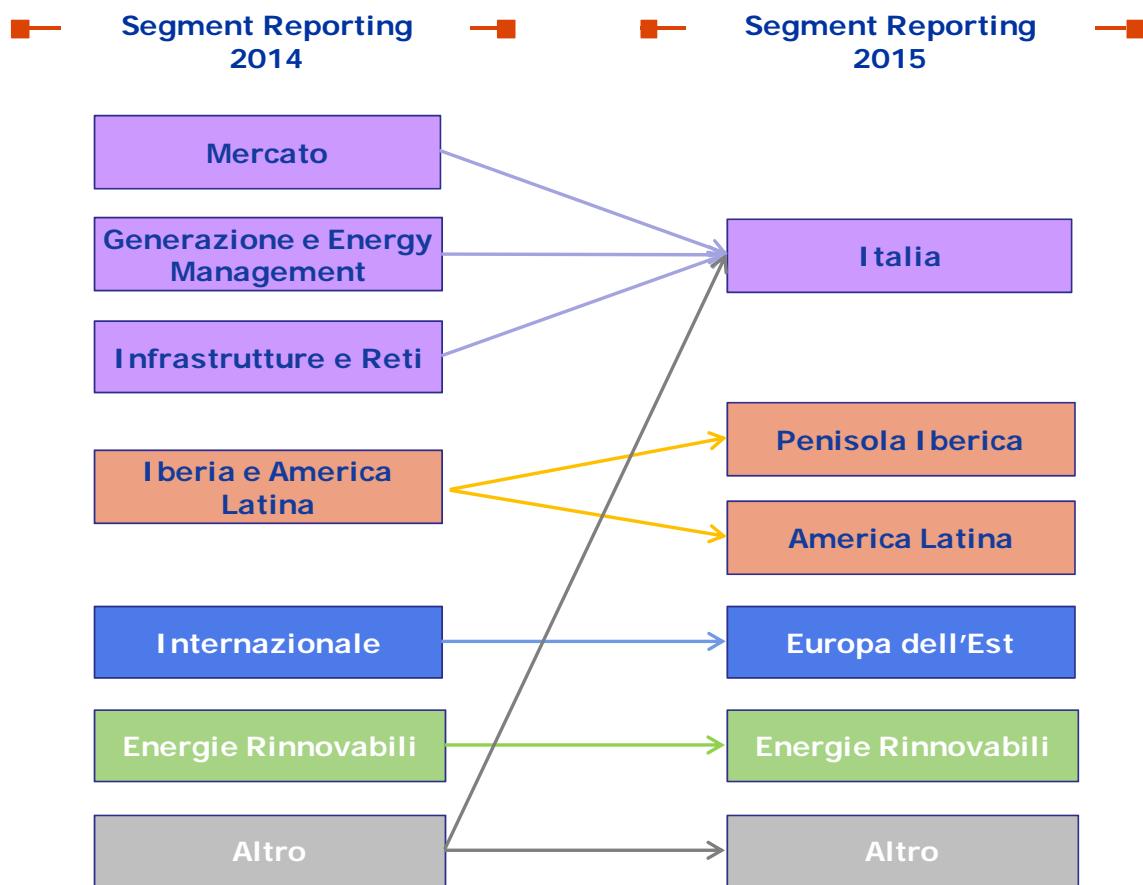
La seguente rappresentazione grafica schematizza quanto sopra riportato.



Analogamente, i dati relativi al primo trimestre 2014 sono stati rideterminati per tener conto della nuova struttura organizzativa. In particolare, senza considerare alcuni spostamenti di società minori, di seguito sono riportate le principali modifiche:

- > le Divisioni Mercato, Generazione ed Energy Management e Infrastrutture e Reti, operanti per la quasi totalità nel territorio italiano, sono oggi incluse nell'ambito della Country Italia;

- > la Divisione Iberia e America Latina, anche a seguito dell'operazione di riorganizzazione effettuata nel 2014, è oggi suddivisa nella Penisola Iberica e in America Latina;
- > le attività di servizio e supporto residenti nel territorio italiano sono ora classificate all'interno della Country Italia, anziché nel segmento residuale.



## Risultati per area di attività del primo trimestre 2015 e 2014

### Primo trimestre 2015 <sup>(1)</sup>

Milioni di euro	Italia	Penisola iberica	America Latina	Europa dell'Est	Energie Rinnovabili	Altro, elisioni e rettifiche	<b>Totale</b>
Ricavi verso terzi	10.060	5.337	2.670	1.139	763	1	19.970
Ricavi intersetoriali	297	21	-	100	49	(467)	-
<b>Totale Ricavi</b>	<b>10.357</b>	<b>5.358</b>	<b>2.670</b>	<b>1.239</b>	<b>812</b>	<b>(466)</b>	<b>19.970</b>
Proventi/(Oneri) netti da contratti su commodity valutati al fair value	55	29	(3)	3	(1)	(1)	82
<b>Margine operativo lordo</b>	<b>1.551</b>	<b>977</b>	<b>736</b>	<b>233</b>	<b>536</b>	<b>(10)</b>	<b>4.023</b>
Ammortamenti e perdite di valore	492	395	245	94	166	6	1.398
<b>Risultato operativo</b>	<b>1.059</b>	<b>582</b>	<b>491</b>	<b>139</b>	<b>370</b>	<b>(16)</b>	<b>2.625</b>
<b>Investimenti</b>	<b>257 <sup>(2)</sup></b>	<b>154</b>	<b>320</b>	<b>36 <sup>(3)</sup></b>	<b>475</b>	<b>11</b>	<b>1.253</b>

(1) I ricavi di settore comprendono sia i ricavi verso terzi, sia i ricavi intersetoriali realizzati da ciascun settore nei confronti degli altri. Analoga metodologia è stata applicata agli altri proventi e ai costi del periodo.

(2) Il dato non include 1 milione di euro riferito al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

(3) Il dato non include 86 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

### Primo trimestre 2014 <sup>(1)(2)</sup>

Milioni di euro	Italia	Penisola iberica	America Latina	Europa dell'Est	Energie Rinnovabili	Altro, elisioni e rettifiche	<b>Totale</b>
Ricavi verso terzi	8.951	5.133	2.084	1.287	638	89	18.182
Ricavi intersetoriali	165	33	1	86	64	(349)	-
<b>Totale Ricavi</b>	<b>9.116</b>	<b>5.166</b>	<b>2.085</b>	<b>1.373</b>	<b>702</b>	<b>(260)</b>	<b>18.182</b>
Proventi/(Oneri) netti da contratti su commodity valutati al fair value	11	16	1	-	18	(1)	45
<b>Margine operativo lordo</b>	<b>1.689</b>	<b>906</b>	<b>552</b>	<b>282</b>	<b>481</b>	<b>81</b>	<b>3.991</b>
Ammortamenti e perdite di valore	530	450	218	88	135	7	1.428
<b>Risultato operativo</b>	<b>1.159</b>	<b>456</b>	<b>334</b>	<b>194</b>	<b>346</b>	<b>74</b>	<b>2.563</b>
<b>Investimenti</b>	<b>231</b>	<b>126</b>	<b>207</b>	<b>203</b>	<b>314</b>	<b>2</b>	<b>1.083</b>

(1) I ricavi di settore comprendono sia i ricavi verso terzi, sia i ricavi intersetoriali realizzati da ciascun settore nei confronti degli altri. Analoga metodologia è stata applicata agli altri proventi e ai costi del periodo.

(2) I dati sono stati rideterminati (restated) per effetto dell'introduzione, con efficacia retroattiva, dell'IFRC 21 - Tributi. Per maggiori dettagli, si rinvia alla successiva Nota 2 nelle Note illustrative di commento del Bilancio consolidato trimestrale abbreviato.

Oltre a quanto già sopra evidenziato, il Gruppo monitora i risultati ottenuti anche relativamente alle Divisioni globali, classificando i risultati in base alla linea di business. Nella seguente tabella, il margine operativo lordo è presentato per i due periodi a confronto, con l'obiettivo di assicurare una visibilità dei risultati non solo per Regione/Paese, ma anche per Divisione/Business line.

## Margine operativo lordo

Milioni di euro	Business locali						Divisioni globali						Altro, elisioni e rettifiche			Totale		
	Mercati finali			Servizi			Generazione e Trading			Infrastrutture e Reti			Energie Rinnovabili			1° trim. 2015		
	1° trim. 2015	1° trim. 2014	Variazione	1° trim. 2015	1° trim. 2014	Variazione	1° trim. 2015	1° trim. 2014	Variazione	1° trim. 2015	1° trim. 2014	Variazione	1° trim. 2015	1° trim. 2014	Variazione	1° trim. 2015	1° trim. 2014	Variazione
Italia	414	330	84	30	24		210	395	(185)	897	940	(43)	-	-	-	1.551	1.689	(138)
Iberia	153	385	(232)	(11)	16	(27)	393	69	324	442	436	6	-	-	-	977	906	71
America Latina	-	-	-	(22)	1	(23)	384	324	60	374	227	147	-	-	-	736	552	184
Europa dell'Est	8	7	1	-	(2)		170	221	(51)	55	56	(1)	-	-	-	233	282	(49)
Energie Rinnovabili	-	-	-	-	-		-	-	-	-	-	-	536	481	55	536	481	55
Altro, elisioni e rettifiche	-	-	-	-	-		-	-	-	-	-	-	(10)	81	(91)	(10)	81	(91)
<b>Totale</b>	<b>575</b>	<b>722</b>	<b>(147)</b>	<b>(3)</b>	<b>39</b>	<b>(42)</b>	<b>1.157</b>	<b>1.009</b>	<b>148</b>	<b>1.768</b>	<b>1.659</b>	<b>109</b>	<b>536</b>	<b>481</b>	<b>55</b>	<b>(10)</b>	<b>81</b>	<b>(91)</b>
																<b>4.023</b>	<b>3.991</b>	<b>32</b>

## Italia

### Dati operativi

#### Produzione netta di energia elettrica

Milioni di kWh	1° trimestre			Variazioni
	2015	2014		
Termoelettrica	10.864	10.375	489	4,7%
Idroelettrica	3.044	4.155	(1.111)	-26,7%
Altre fonti	2	2	-	-
<b>Totale produzione netta</b>	<b>13.910</b>	<b>14.532</b>	<b>(622)</b>	<b>-4,3%</b>
- di cui Italia	13.910	14.311	(401)	-2,8%
- di cui Belgio	-	221	(221)	-

Nel primo trimestre del 2015, la produzione netta di energia elettrica ammonta a 13.910 milioni di kWh, registrando un decremento del 4,3% rispetto all'analogo periodo del 2014 (-622 milioni di kWh).

In particolare, la minore produzione idroelettrica (per -1.111 milioni di kWh), connessa al peggioramento delle condizioni di idraulicità rispetto all'analogo periodo dell'esercizio precedente, è stata solo parzialmente compensata dalla maggiore produzione termoelettrica per 489 milioni di kWh. Inoltre, se si esclude da tale variazione il cambiamento nel perimetro di consolidamento relativo all'impianto di Marcinelle Energie, il cui contratto di gestione attraverso un tolling agreement è stato chiuso anticipatamente a fine 2014, l'incremento della produzione termica si attesta a 710 milioni di kWh.

#### Contributi alla produzione termica linda

Milioni di kWh	1° trimestre			Variazioni	
	2015	2014			
Olio combustibile pesante (S>0,25%)	66	0,6%	156	1,4%	(90) -57,7%
Olio combustibile leggero (S<0,25%)	3	-	10	0,1%	(7) -70,0%
<b>Totale olio combustibile</b>	<b>69</b>	<b>0,6%</b>	<b>166</b>	<b>1,5%</b>	<b>(97) -58,4%</b>
Gas naturale	1.721	14,6%	1.718	15,3%	3 0,2%
Carbone	9.817	83,6%	9.200	82,1%	617 6,7%
Altri combustibili	142	1,2%	121	1,1%	21 17,4%
<b>Totale</b>	<b>11.749</b>	<b>100,0%</b>	<b>11.205</b>	<b>100,0%</b>	<b>544 4,9%</b>

La produzione termoelettrica linda del primo trimestre del 2015 si attesta a 11.749 milioni di kWh, registrando un incremento di 544 milioni di kWh (+4,9%) rispetto al primo trimestre del 2014. L'incremento ha riguardato tutte le tipologie di combustibili ad eccezione dell'olio, con un maggior peso del carbone favorito da una maggiore competitività sul mercato di tale materia prima.

## Trasporto di energia elettrica

Milioni di kWh	1° trimestre		
	2015	2014	Variazioni
Energia trasportata sulla rete di distribuzione di Enel	(1) 56.185	56.438	(254) -0,4%

(1) Il dato del 2014 tiene conto di una più puntuale determinazione delle quantità trasportate.

L'energia trasportata sulla rete Enel in Italia nel primo trimestre del 2015 registra un decremento di 254 milioni di kWh (-0,4%) passando da 56.438 milioni di kWh del primo trimestre del 2014 a 56.185 milioni di kWh del primo trimestre del 2015. Tale variazione è sostanzialmente in linea con il calo della domanda di energia elettrica in Italia.

## Vendite di energia elettrica

Milioni di kWh	1° trimestre		
	2015	2014	Variazioni
<b>Mercato libero:</b>			
- clienti mass market	6.504	6.567	(63) -1,0%
- clienti business	(1) 2.488	2.670	(182) -6,8%
- clienti in regime di salvaguardia	348	430	(82) -19,1%
<b>Totale mercato libero</b>	<b>9.340</b>	<b>9.667</b>	<b>(327) -3,4%</b>
<b>Mercato regolato:</b>			
- clienti in regime di maggior tutela	13.080	13.583	(503) -3,7%
<b>TOTALE</b>	<b>22.420</b>	<b>23.250</b>	<b>(830) -3,6%</b>

(1) Forniture a clienti "large" ed energivori (consumi annui maggiori a 1 GWh).

L'energia venduta nel primo trimestre del 2015 è pari a 22.420 milioni di kWh, con un decremento complessivo di 830 milioni di kWh rispetto all'analogo periodo dell'esercizio precedente. Tale andamento che riflette le minori quantità vendute su entrambi i mercati, è riferibile essenzialmente al rallentamento dell'economia nazionale.

## Vendite di gas

Milioni di m <sup>3</sup>	1° trimestre		
	2015	2014	Variazioni
Clienti mass market	(1) 1.740	1.403	337 24,0%
Clienti business	182	200	(18) -9,0%
<b>Totale</b>	<b>1.922</b>	<b>1.603</b>	<b>319 19,9%</b>

(1) Include clienti residenziali e microbusiness.

Il gas venduto nel primo trimestre del 2015 è pari a 1.922 milioni di metri cubi, con un incremento di 319 milioni di metri cubi rispetto allo stesso periodo del precedente esercizio riferibile essenzialmente alle vendite a clienti residenziali e microbusiness.

## Risultati economici

Milioni di euro	1° trimestre			Variazioni
	2015	2014 restated		
Ricavi	10.357	9.116	1.241	13,6%
Margine operativo lordo	1.551	1.689	(138)	-8,2%
Risultato operativo	1.059	1.159	(100)	-8,6%
Investimenti	257 <sup>(1)</sup>	231	26	11,26 %

(1) Il dato non include 1 milione di euro riferito al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

Nelle seguenti tabelle sono evidenziati i risultati economici suddivisi per tipologia di business.

### Ricavi

Milioni di euro	1° trimestre			Variazioni
	2015	2014 restated		
Generazione e Trading	6.279	5.016	1.263	25,2%
Infrastrutture e Reti	1.765	1.810	(45)	-2,5%
Mercati finali	4.312	4.422	(110)	-2,5%
Servizi	227	236	(9)	-3,8%
Elisioni e rettifiche	(2.226)	(2.368)	142	-6,0%
<b>Totale</b>	<b>10.357</b>	<b>9.116</b>	<b>1.241</b>	<b>13,6%</b>

I **ricavi** del primo trimestre del 2015 ammontano a 10.357 milioni di euro, con un incremento di 1.241 milioni di euro rispetto al 2014 (+13,6%), in conseguenza dei principali seguenti fattori:

- > maggiori ricavi da attività di **Generazione e Trading** per 1.263 milioni di euro (+25,2%) rispetto all'analogo periodo del 2014. Tale incremento è prevalentemente riconducibile a:
  - maggiori ricavi per trading di combustibili, pari a 1.198 milioni di euro, sostanzialmente attribuibili al maggior volume intermediato di gas naturale;
  - maggiori ricavi per vendita dei diritti di emissione CO<sub>2</sub> per complessivi 206 milioni di euro, a seguito dei maggiori volumi intermediati;
  - maggiori ricavi per attività di trading nei mercati internazionali dell'energia elettrica per 78 milioni di euro, correlati essenzialmente alle maggiori quantità intermediate (+3,6 TWh);
  - minori ricavi da vendita di energia elettrica per 231 milioni di euro. In particolare, alla riduzione dei ricavi per vendite sulla Borsa dell'energia elettrica (147 milioni di euro), connessa ai minori volumi prodotti in un contesto di mercato di prezzi medi di vendita decrescenti, si aggiungono le minori vendite di energia elettrica alle altre società del Gruppo ed in particolare alle società italiane operanti sui mercati finali (96 milioni di euro);
  - alla rimisurazione a fair value delle attività nette di SE Hydropower, effettuata nel primo trimestre del 2014 per 50 milioni di euro, per effetto della perdita del controllo della stessa società così come concordato nei patti parasociali; tale effetto è parzialmente compensato dalla plusvalenza derivante dalla vendita, effettuata nel primo trimestre del 2015, della società SF Energy, pari a 15 milioni di euro.
- > minori ricavi per attività di **Infrastrutture e Reti** per 45 milioni di euro (-2,5%), riferibili sostanzialmente a:

- minori ricavi per 27 milioni di euro a seguito della riduzione dei contributi da Cassa Conguaglio per il Settore Elettrico per i titoli di efficienza energetica, derivante dai minori volumi di TEE acquistati nel periodo nonché dal minore contributo unitario del periodo;
  - minori contributi di connessione per 11 milioni di euro;
  - maggiori ricavi tariffari per 10 milioni di euro, riferibili sostanzialmente all'incremento delle tariffe di trasmissione a seguito della delibera AAEGSI n. 655/14, solo parzialmente compensato dalla riduzione delle tariffe di distribuzione (così come determinate dalla delibera AAEGSI n. 146/15);
  - l'effetto negativo derivante dalla rilevazione di conguagli e revisioni di stime effettuate nei precedenti esercizi per 12 milioni di euro.
- > minori ricavi sui **Mercati finali** dell'energia elettrica per 110 milioni di euro (-2,5%), connessi essenzialmente:
- ai minori ricavi sul mercato regolato dell'energia elettrica per 181 milioni di euro, a seguito del decremento delle quantità vendute (-0,5 TWh);
  - al decremento dei ricavi sul mercato libero dell'energia elettrica per 46 milioni di euro, connesso ai minori prezzi medi di vendita, nonché alle minori quantità vendute (-0,3 TWh);
  - ai maggiori ricavi per vendite di gas naturale a clienti finali per 121 milioni di euro, prevalentemente correlabili all'incremento delle quantità vendute.

#### Margine operativo lordo

Milioni di euro	1° trimestre			Variazioni
	2015	2014 restated		
Generazione e Trading	210	395	(185)	-46,8%
Infrastrutture e Reti	897	940	(43)	-4,6%
Mercati finali	414	330	84	25,5%
Servizi	30	24	6	25,0%
<b>Totale</b>	<b>1.551</b>	<b>1.689</b>	<b>(138)</b>	<b>-8,2%</b>

Il **margin operativo lordo** del primo trimestre del 2015 si attesta a 1.551 milioni di euro, registrando un decremento di 138 milioni di euro (-8,2%) rispetto ai 1.689 milioni di euro del primo trimestre del 2014. Tale decremento è riconducibile essenzialmente:

- > al minor margine da **Generazione e Trading** per 185 milioni di euro, da attribuire:
  - alla riduzione del margine di intermediazione sul gas per 98 milioni di euro, a seguito principalmente della riduzione dei prezzi unitari di vendita;
  - alla riduzione del margine di generazione, che sconta un più sfavorevole mix di produzione connesso alla scarsa idraulicità, per 82 milioni di euro;
  - alla diversa contribuzione delle operazioni di cessione, già commentate nei ricavi, per 35 milioni di euro;
  - al miglioramento dei costi operativi;
- > al minor margine di **Infrastrutture e Reti** per 43 milioni di euro (-4,6%) sostanzialmente riconducibile:
  - al decremento del margine da trasporto di energia elettrica per 31 milioni di euro, connesso principalmente al già citato effetto della riduzione delle tariffe di distribuzione;
  - all'adeguamento positivo del fondo rischi e contenzioso, rilevato nel primo trimestre 2014 per 63 milioni di euro, effettuato a valle dell'accordo transattivo formalizzato tra

- Enel Distribuzione, A2A e A2A Reti Elettriche in merito al contenzioso pendente avanti la Corte d'Appello di Milano;
- al minor margine sui contributi di conessione per 9 milioni di euro;
  - ai maggiori contributi riconosciuti relativamente ai TEE per 50 milioni di euro;
- > all'incremento del margine realizzato sui **Mercati finali** per 84 milioni di euro (+25,5%), prevalentemente riferibile:
- ad un incremento del margine sul mercato libero dell'energia elettrica e del gas per 78 milioni di euro, dovuto alla crescita della marginalità unitaria sulla commodity energia elettrica, nonché alle maggiori quantità vendute di gas ai clienti mass market;
  - all'incremento del margine sul mercato regolato dell'energia elettrica per 6 milioni di euro, da riferire prevalentemente ai minori costi operativi e ad un margine energia sostanzialmente in linea, solo parzialmente compensati dal decremento dei contributi di allacciamento alle reti elettriche.

### Risultato operativo

Milioni di euro	1° trimestre		
	2015	2014 restated	Variazioni
Generazione e Trading	129	280	(151) -53,9%
Infrastrutture e Reti	653	700	(47) -6,7%
Mercati finali	260	170	90 52,9%
Servizi	17	9	8 88,9%
<b>Totale</b>	<b>1.059</b>	<b>1.159</b>	<b>(100) -8,6%</b>

Il **risultato operativo** si attesta a 1.059 milioni di euro e, scontando minori ammortamenti e perdite di valore per 38 milioni di euro, registra un decremento di 100 milioni di euro (-8,6%) rispetto ai 1.159 milioni di euro registrati nello stesso periodo del 2014. Il decremento degli ammortamenti è sostanzialmente connesso agli effetti delle perdite di valore rilevate a fine 2014 sugli impianti di generazione convenzionale in Italia, come esito del processo di impairment test.

### Investimenti

Milioni di euro	1° trimestre		
	2015	2014 restated	Variazioni
Generazione e Trading	17 <sup>(1)</sup>	24	(7) -29,2%
Infrastrutture e Reti	216	199	17 8,5%
Mercati finali	4	5	(1) -20,0%
Servizi	20	3	17 0,0%
<b>Totale</b>	<b>257</b>	<b>231</b>	<b>26 11,3%</b>

(1) Il dato non include 1 milione di euro riferito al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

Gli **investimenti** del primo trimestre del 2015 ammontano a 257 milioni di euro in aumento di 26 milioni di euro rispetto al valore registrato nell'analogo periodo dell'esercizio precedente. In particolare tale variazione è attribuibile a:

- > maggiori investimenti di **Infrastrutture e Reti** pari a 17 milioni di euro riferiti principalmente ad attività legate al miglioramento e al mantenimento dei livelli standard di qualità del servizio;
- > un incremento di 17 milioni di euro relativo ai **Servizi** connesso allo sviluppo di software;
- > minori investimenti di **Generazione e Trading** per 7 milioni di euro.

## Penisola iberica

### Dati operativi

#### Produzione netta di energia elettrica

Milioni di kWh	1° trimestre			Variazioni
	2015	2014		
Termoelettrica	8.560	5.519	3.041	55,1%
Nucleare	7.103	6.883	220	3,2%
Idroelettrica	2.356	2.830	(474)	-16,7%
<b>Totale produzione netta</b>	<b>18.019</b>	<b>15.232</b>	<b>2.787</b>	<b>18,3%</b>

La produzione netta effettuata nel primo trimestre del 2015 è pari a 18.019 milioni di kWh, con un incremento di 2.787 milioni di kWh rispetto all'analogo periodo del 2014 dovuto principalmente ad una maggiore produzione termoelettrica, quale conseguenza di una maggiore domanda e della riduzione delle risorse idriche a disposizione.

#### Contributi alla produzione termica linda

Milioni di kWh	1° trimestre			Variazioni
	2015	2014		
Olio combustibile pesante (S>0,25%)	1.365	8,4%	1.375	10,6%
Gas naturale	1.024	6,3%	552	4,2%
Carbone	5.643	34,5%	2.987	23,0%
Combustibile nucleare	7.364	45,1%	7.152	55,1%
Altri combustibili	936	5,7%	919	7,1%
<b>Totale</b>	<b>16.332</b>	<b>100,0%</b>	<b>12.985</b>	<b>100,0%</b>
			<b>3.347</b>	<b>25,8%</b>

La produzione termica linda nel primo trimestre del 2015 è pari a 16.332 milioni di kWh e registra un incremento di 3.347 milioni di kWh rispetto all'analogo periodo dell'esercizio precedente sostanzialmente per effetto del maggior ricorso al carbone.

#### Trasporto di energia elettrica

Milioni di kWh	1° trimestre			Variazioni
	2015	2014		
Energia trasportata sulla rete di distribuzione di Enel	24.657	23.977	680	2,8%

L'energia trasportata, nel 2015, è pari a 24.657 milioni di kWh e registra un incremento di 680 milioni di kWh. Tale incremento è connesso essenzialmente alla maggiore energia distribuita per effetto della più elevata domanda.

#### Vendita di energia elettrica

Le vendite di energia elettrica ai clienti finali effettuate nel primo trimestre del 2015 sono pari a 23.594 milioni di kWh, con un decremento di 757 milioni di kWh rispetto allo stesso periodo del 2014 dovuto prevalentemente alla riduzione dei clienti a fronte della progressiva liberalizzazione del mercato.

## Risultati economici

Milioni di euro	1° trimestre		
	2015	2014 restated	Variazioni
Ricavi	5.358	5.166	192 3,7%
Margine operativo lordo	977	906	71 7,8%
Risultato operativo	582	456	126 27,6%
Investimenti	154	126	28 22,2%

Nelle seguenti tabelle sono evidenziati i risultati economici suddivisi per tipologia di business.

### Ricavi

Milioni di euro	1° trimestre		
	2015	2014 restated	Variazioni
Generazione e Trading	1.586	1.111	475 42,8%
Infrastrutture e Reti	662	633	29 4,6%
Mercati finali	4.171	4.040	131 3,2%
Servizi	55	60	(5) -8,3%
Elisioni e rettifiche	(1.116)	(678)	(438) -64,6%
<b>Totale</b>	<b>5.358</b>	<b>5.166</b>	<b>192 3,7%</b>

I **ricavi** del primo trimestre del 2015 registrano un incremento di 192 milioni di euro; tale variazione è riconducibile a:

- > maggiori ricavi da **Generazione e Trading** per 475 milioni di euro, prevalentemente connessi:
  - ai maggiori ricavi per vendita di energia elettrica da parte delle società di generazione a fronte dell'incremento delle quantità prodotte, in buona parte nei confronti delle società del Gruppo che commercializzano l'energia stessa ai clienti finali, e che comportano quindi anche un analogo incremento delle elisioni e rettifiche;
  - agli effetti dell'incremento delle operazioni di trading su certificati ambientali;
  - alla riduzione delle compensazioni ricevute per le attività di generazione nel territorio extrapeninsulare;
- > maggiori ricavi sui **Mercati finali**, sostanzialmente per effetto dell'andamento dei prezzi di vendita che ha più che compensato il decremento delle quantità vendute;
- > un incremento dei ricavi di **Infrastrutture e Reti**, principalmente per effetto delle maggiori quantità trasportate e dell'aumento dei ricavi per contributi di connessione.

## Margine operativo lordo

Milioni di euro	1° trimestre		
	2015	2014 restated	Variazioni
Generazione e Trading	393	69	324
Infrastrutture e Reti	442	436	6 1,4%
Mercati finali	153	385	(232) -60,3%
Servizi	(11)	16	(27) -
<b>Totale</b>	<b>977</b>	<b>906</b>	<b>71 7,8%</b>

Il **margin operativo lordo** ammonta a 977 milioni di euro, con un incremento di 71 milioni di euro (+7,8%) rispetto all'analogo periodo del 2014, a seguito:

- > del maggior margine operativo lordo realizzato dalle attività di **Generazione e Trading** per 324 milioni di euro, prevalentemente connesso:
  - al miglioramento del margine di generazione per 242 milioni di euro, sostanzialmente riferibile all'incremento dei prezzi medi di vendita;
  - agli effetti positivi netti di alcune variazioni regolatorie, tra cui quelle relative ai canoni per sfruttamento delle acque, alle tasse indirette sulla generazione nucleare e alla mancata applicazione della tassa sulla generazione sul territorio extrapeninsulare, per un effetto netto complessivo pari a 55 milioni di euro;
- > un lieve incremento del margine su **Infrastrutture e Reti**, pari a 6 milioni di euro, con un andamento sostanzialmente in linea rispetto all'analogo periodo dell'esercizio precedente;
- > del peggioramento del margine operativo lordo sui **Mercati finali**, sostanzialmente per effetto del calo del margine sulle vendite di energia elettrica (-249 milioni di euro), solo parzialmente compensato dal miglioramento del margine sulle vendite di gas naturale (+17 milioni di euro).

## Risultato operativo

Milioni di euro	1° trimestre		
	2015	2014 restated	Variazioni
Generazione e Trading	213	(164)	377
Infrastrutture e Reti	259	258	1 0,4%
Mercati finali	125	355	(230) -64,8%
Servizi	(15)	7	(22) -
<b>Totale</b>	<b>582</b>	<b>456</b>	<b>126 27,6%</b>

Il **risultato operativo** del primo trimestre del 2015, inclusivo di ammortamenti e perdite di valore per 395 milioni di euro (450 milioni di euro nel primo trimestre 2014) è pari a 582 milioni di euro ed evidenzia, rispetto allo stesso periodo del 2014, un incremento di 126 milioni di euro. La riduzione degli ammortamenti e perdite di valore trova sostanzialmente riscontro nell'allungamento della vita utile di alcuni impianti di generazione, effettuato a fine 2014, e delle minori perdite di valore su crediti commerciali rilevati nel primo trimestre 2015 rispetto all'analogo periodo del 2014.

## Investimenti

Milioni di euro	1° trimestre			Variazioni
	2015	2014 restated		
Generazione e Trading	38	28	10	35,7%
Infrastrutture e Reti	108	93	15	16,1%
Mercati finali	5	3	2	66,7%
Servizi	3	2	1	50,0%
<b>Totale</b>	<b>154</b>	<b>126</b>	<b>28</b>	<b>22,2%</b>

Gli **investimenti** ammontano a 154 milioni di euro con un incremento di 28 milioni di euro rispetto all'analogo periodo dell'esercizio precedente. In particolare, gli investimenti del primo trimestre del 2015 si riferiscono soprattutto a interventi sulla rete di distribuzione (102 milioni di euro), in particolare per sub stazioni e trasformatori, interventi sulla linea e sostituzione degli apparati di misurazione.

## America Latina

### Dati operativi

#### Produzione netta di energia elettrica

Milioni di kWh	1° trimestre			Variazioni
	2015	2014		
Termoelettrica	7.109	6.507	602	9,3%
Idroelettrica	7.732	7.412	320	4,3%
Altre fonti	22	39	(17)	-43,6%
<b>Totale produzione netta</b>	<b>14.863</b>	<b>13.958</b>	<b>905</b>	<b>6,5%</b>
- di cui Argentina	3.940	3.380	560	16,6%
- di cui Brasile	1.207	1.383	(176)	-12,7%
- di cui Cile	4.272	4.062	210	5,2%
- di cui Colombia	3.196	2.974	222	7,5%
- di cui Perù	2.248	2.159	89	4,1%

La produzione netta effettuata nel primo trimestre del 2015 è pari a 14.863 milioni di kWh, con un incremento di 905 milioni di kWh rispetto all'analogo periodo del 2014, principalmente a seguito della maggiore produzione degli impianti termoelettrici argentini, conseguente alcune attività di manutenzione effettuate nel primo trimestre del 2014. A tale effetto si associa la maggior produzione idroelettrica, particolarmente concentrata in Colombia e Perù per più favorevoli condizioni di idraulicità, pur considerando la riduzione della produzione da stessa fonte in Brasile per effetto della perdurante siccità.

#### Contributi alla produzione termica linda

Milioni di kWh	1° trimestre			Variazioni
	2015	2014		
Olio combustibile pesante (S>0,25%)	279	3,8%	305	4,5%
Gas naturale	6.107	83,1%	5.557	82,7%
Carbone	574	7,8%	718	10,7%
Altri combustibili	393	5,3%	142	2,1%
<b>Totale</b>	<b>7.353</b>	<b>100,0%</b>	<b>6.722</b>	<b>100,0%</b>
				<b>631</b> <b>9,4%</b>

La produzione termica linda nel primo trimestre del 2015 è pari a 7.353 milioni di kWh e registra un incremento di 631 milioni di kWh per i motivi già descritti in precedenza.

#### Trasporto e vendita di energia elettrica

Milioni di kWh	1° trimestre			Variazioni
	2015	2014		
<b>Energia trasportata sulla rete di distribuzione di Enel</b>	<b>16.296</b>	<b>15.795</b>	<b>501</b>	<b>3,2%</b>
- di cui Argentina	3.967	3.692	275	7,4%
- di cui Brasile	5.271	5.150	121	2,3%
- di cui Cile	3.275	3.272	3	0,1%
- di cui Colombia	2.064	1.986	78	3,9%
- di cui Perù	1.719	1.695	24	1,4%

L'energia trasportata e venduta, nel 2015, è pari a 16.296 milioni di kWh e registra un incremento, pari a 501 milioni di kWh, analogo all'andamento della domanda di energia elettrica, in particolar modo in Argentina.

## Risultati economici

Milioni di euro	1° trimestre		
	2015	2014 restated	Variazioni
Ricavi	2.670	2.085	585 28,1%
Margine operativo lordo	736	552	184 33,3%
Risultato operativo	491	334	157 47,0%
Investimenti	320	207	113 54,6%

Nelle seguenti tabelle sono evidenziati i risultati economici suddivisi per singolo paese di attività.

### Ricavi

Milioni di euro	1° trimestre		
	2015	2014 restated	Variazioni
Argentina	306	125	181 -
Brasile	751	661	90 13,6%
Cile	817	601	216 35,9%
Colombia	506	452	54 11,9%
Perù	290	246	44 17,9%
<b>Totale</b>	<b>2.670</b>	<b>2.085</b>	<b>585 28,1%</b>

I **ricavi** del primo trimestre del 2015 registrano un incremento di 585 milioni di euro; tale aumento è principalmente riconducibile a:

- > maggiori ricavi in Argentina per 181 milioni di euro, sostanzialmente riferibili agli effetti della Resolución n. 32/2015 attraverso la quale il regolatore ha riconosciuto alle società di distribuzione un quadro tariffario teorico che consente il recupero dei maggiori costi operativi di remunerazione del personale sostenuti per mantenere in funzionamento il servizio, nonché ulteriori contributi relativi al programma PUREE e al MMC (Mecanismo de Monitoreo de Costos);
- > aumento dei ricavi in Brasile per 90 milioni di euro, per effetto dei maggiori volumi e prezzi di vendita, questi ultimi anche a seguito delle revisioni tariffarie effettuate nella seconda parte dell'anno precedente;
- > incremento dei ricavi in Cile per 216 milioni di euro, sostanzialmente per effetto dell'andamento favorevole dei tassi di cambio tra la moneta locale e l'euro, dell'incremento della tariffa nel mercato regolato, nonché del consolidamento integrale di Inversiones Gas Atacama a seguito dell'acquisizione (avvenuta il 22 aprile 2014) di un'ulteriore quota del 50% che ha consentito di acquisirne il controllo;
- > maggiori ricavi in Colombia per 54 milioni di euro, a seguito dell'incremento delle quantità generate e vendute in uno scenario di prezzi medi di vendita crescenti;
- > incremento dei ricavi in Perù per 44 milioni di euro, principalmente per effetto del tasso di cambio e delle maggiori quantità trasportate e vendute.

## Margine operativo lordo

Milioni di euro	1° trimestre		
	2015	2014 restated	Variazioni
Argentina	67	(59)	126
Brasile	172	186	(14) -7,5%
Cile	146	91	55 60,4%
Colombia	236	235	1 0,4%
Perù	115	99	16 16,2%
<b>Totale</b>	<b>736</b>	<b>552</b>	<b>184</b> <b>33,3%</b>

Il **margin operativo lordo** ammonta a 736 milioni di euro, con un incremento di 184 milioni di euro (+33,3%) rispetto all'analogo periodo del 2014, a seguito di:

- > un incremento del margine operativo lordo in Argentina per 126 milioni di euro, per effetto della citata Resolución n. 32/2015 i cui effetti sono solo parzialmente compensati dall'incremento dei costi operativi, ed in particolare quelli relativi al personale a seguito di un adeguamento contrattuale;
- > un maggior margine operativo lordo in Cile per 55 milioni di euro, a seguito del consolidamento di Inversiones Gas Atacama e del miglior margine di distribuzione che hanno più che compensato la riduzione del margine conseguente il fermo dell'impianto di Bocamina;
- > un aumento del margine operativo lordo in Perù per 16 milioni di euro, principalmente connesso ai maggiori prezzi medi di vendita, che risentono anche dell'andamento dei tassi di cambio;
- > una crescita del margine in Colombia per 1 milione di euro, dove l'effetto positivo delle maggiori quantità generate e prodotte in un regime di prezzi crescenti è stato quasi interamente assorbito dall'introduzione di una nuova imposta sulla ricchezza introdotta a partire da quest'anno (per 21 milioni di euro);
- > una riduzione del margine in Brasile per 14 milioni di euro, che risente delle condizioni di siccità che hanno sfavorito la generazione da fonte idroelettrica.

## Risultato operativo

Milioni di euro	1° trimestre		
	2015	2014 restated	Variazioni
Argentina	51	(71)	122
Brasile	72	92	(20) -21,7%
Cile	90	48	42 87,5%
Colombia	196	195	1 0,5%
Perù	82	70	12 17,1%
<b>Totale</b>	<b>491</b>	<b>334</b>	<b>157</b> <b>47,0%</b>

Il **risultato operativo** del primo trimestre del 2015, inclusivo di ammortamenti e perdite di valore per 245 milioni di euro (218 milioni di euro nel primo trimestre 2014) è pari a 491 milioni di euro ed evidenzia, rispetto allo stesso periodo del 2014, un incremento di 157 milioni di euro. I maggiori ammortamenti e perdite di valore sono relativi sia all'effetto della

variazione dei tassi di cambio, sia all'entrata in esercizio di alcuni impianti e infrastrutture di rete.

### Investimenti

Milioni di euro	1° trimestre			Variazioni
	2015	2014 restated		
Argentina	94	33	61	0,0%
Brasile	62	50	12	24,0%
Cile	37	29	8	27,6%
Colombia	87	76	11	14,5%
Perù	40	19	21	0,0%
<b>Totale</b>	<b>320</b>	<b>207</b>	<b>113</b>	<b>54,6%</b>

Gli **investimenti** ammontano a 320 milioni di euro con un incremento di 113 milioni di euro rispetto all'analogo periodo dell'esercizio precedente. In particolare, gli investimenti del primo trimestre del 2015 si riferiscono soprattutto a interventi sulla rete di distribuzione argentina, oltreché agli interventi sulle centrali termiche argentine, in particolare quella di Dock Sud e per la realizzazione di quella idroelettrica del Quimbo in Colombia.

## Europa dell'est

### Dati operativi

#### Produzione netta di energia elettrica

Milioni di kWh	1° trimestre			Variazioni
	2015	2014		
Termoelettrica	11.637	11.117	520	4,7%
Nucleare	3.712	3.832	(120)	-3,1%
Idroelettrica	1.049	871	178	20,4%
Altre fonti	12	21	(9)	-42,9%
<b>Totale produzione netta</b>	<b>16.410</b>	<b>15.841</b>	<b>569</b>	<b>3,6%</b>
- di cui Russia	10.807	10.639	168	1,6%
- di cui Slovacchia	5.291	5.202	89	1,7%
- di cui Belgio	312		312	-

La produzione netta di energia elettrica effettuata nel primo trimestre 2015 dalla Divisione è pari a 16.410 milioni di kWh, con un incremento di 569 milioni di kWh rispetto all'analogo periodo del 2014. Tale variazione è principalmente riferibile alla produzione registrata in Belgio dall'impianto termoelettrico di Marcinelle Energie (+312 milioni di kWh), prima gestito attraverso un tolling agreement dalla Country Italia e ora incluso nella Region Europa dell'Est e dagli impianti termoelettrici in Russia. In Slovacchia, la produzione da fonte nucleare ha fatto registrare un calo del 3,1% rispetto al periodo precedente, integralmente compensato dalla maggiore produzione idroelettrica a seguito favorevoli condizioni di idraulicità del periodo (+178 milioni di kWh).

#### Contributi alla produzione termica linda

Milioni di kWh	1° trimestre			Variazioni
	2015	2014		
Olio combustibile pesante (S>0,25%)	-	34	0,2%	(34) -
Gas naturale	6.914	42,4%	6.148	38,8% 766 12,5%
Carbone	5.398	33,1%	5.563	35,1% (165) -3,0%
Combustibile nucleare	3.985	24,5%	4.113	25,9% (128) -3,1%
<b>Totale</b>	<b>16.297</b>	<b>100,0%</b>	<b>15.858</b>	<b>100,0%</b> <b>439</b> <b>2,8%</b>

La produzione termica linda del primo trimestre 2015 ha fatto registrare un incremento di 439 milioni di kWh, attestandosi a 16.297 milioni di kWh. L'incremento del periodo, che ha riguardato esclusivamente la produzione da gas naturale in Russia e Belgio, è stato solo in parte compensato dalla minore produzione delle altre componenti.

#### Trasporto di energia elettrica

Milioni di kWh	1 ° trimestre			Variazioni
	2015	2014		
Energia trasportata sulla rete di distribuzione di Enel	3.744	3.564	180	5,1%

L'energia trasportata dalla Region, tutta concentrata in territorio rumeno, registra un incremento di 180 milioni di kWh (+5,1%), passando da 3.564 milioni di kWh a 3.744 milioni di kWh nel primo trimestre 2015. L'incremento deriva principalmente dalla crescita della domanda e dai nuovi allacci effettuati.

## Vendita di energia elettrica

Milioni di kWh	1° trimestre			Variazioni
	2015	2014		
Mercato libero	2.757	2.549	208	8,2%
Mercato regolato	1.486	1.716	(230)	-13,4%
<b>Totale</b>	<b>4.243</b>	<b>4.265</b>	<b>(22)</b>	<b>-0,5%</b>
- di cui Romania	2.111	2.230	(119)	-5,3%
- di cui Francia	1.066	893	173	19,4%
- di cui Slovacchia	1.066	1.142	(76)	-6,7%

Le vendite di energia effettuate nel primo trimestre 2015 registrano un decremento di 22 milioni di kWh passando da 4.265 milioni di kWh a 4.243 milioni di kWh. Tale decremento è riferibile:

- > al decremento delle vendite nel mercato rumeno per 119 milioni di kWh, principalmente a seguito della progressiva liberalizzazione dei clienti business completata alla fine del 2013 che ha comportato una perdita dei clienti migrati verso il mercato libero e altri retailer;
- > alle maggiori quantità vendute in Francia per 173 milioni di kWh;
- > alla diminuzione delle vendite registrate in Slovacchia per 76 milioni di kWh.

## Risultati economici

Milioni di euro	1° trimestre			Variazioni
	2015	2014 restated		
Ricavi	1.239	1.373	(134)	-9,8%
Margine operativo lordo	233	282	(49)	-17,4%
Risultato operativo	139	194	(55)	-28,4%
Investimenti	36 <sup>(1)</sup>	203	(167)	-82,3%

Nelle seguenti tabelle sono evidenziati i risultati economici suddivisi per singolo paese di attività.

### Ricavi

Milioni di euro	1° trimestre			Variazioni
	2015	2014 restated		
Romania	265	275	(10)	-3,6%
Russia	274	409	(135)	-33,0%
Slovacchia	611	620	(9)	-1,5%
Altri paesi	89	69	20	29,0%
<b>Totale</b>	<b>1.239</b>	<b>1.373</b>	<b>(134)</b>	<b>-9,8%</b>

I **ricavi** del primo trimestre del 2015 risultano pari a 1.239 milioni di euro con un decremento di 134 milioni di euro (-9,8%) rispetto all'analogo periodo dell'esercizio precedente. Tale andamento è connesso:

- > al decremento dei ricavi in Romania per 10 milioni di euro, essenzialmente riferibile al processo di liberalizzazione per i clienti business che ha comportato minori volumi di vendite. Tale decremento è stato solo in parte compensato dai maggiori ricavi derivanti

- dalla distribuzione di energia elettrica e dal lieve incremento dei prezzi dell'energia a seguito di alcune modifiche al sistema tariffario;
- > ai minori ricavi in Russia per 135 milioni di euro, prevalentemente riferibili al calo dei prezzi dell'elettricità e al deprezzamento del rublo nei confronti dell'euro;
  - > al decremento dei ricavi in Slovacchia per 9 milioni di euro, da attribuire al calo dei prezzi praticati e alle minori quantità vendute.
  - > all'aumento dei ricavi in Francia e Belgio, rispettivamente per 5 e 15 milioni di euro.

### Margine operativo lordo

Milioni di euro	1° trimestre			Variazioni
	2015	2014 restated		
Romania	64	65	(1)	-1,5%
Russia	66	102	(36)	-35,3%
Slovacchia	103	120	(17)	-14,2%
Altri paesi	-	(5)	5	-
<b>Totale</b>	<b>233</b>	<b>282</b>	<b>(49)</b>	<b>-17,4%</b>

Il **margin operativo lordo** ammonta a 233 milioni di euro, registrando un decremento di 49 milioni di euro rispetto al primo trimestre 2014. Tale andamento è relativo:

- > ad un decremento del margine operativo lordo in Russia per 36 milioni di euro, prevalentemente per effetto della leggera riduzione dei prezzi di vendita di energia elettrica e del già citato effetto cambio;
- > alla diminuzione del margine operativo lordo in Slovacchia per 17 milioni di euro, per effetto del calo dei prezzi.

L'effetto positivo sul margine registrato da Francia e Belgio ha solo in parte compensato le variazioni negative registrate negli altri paesi dell'est Europa.

### Risultato operativo

Milioni di euro	1° trimestre			Variazioni
	2015	2014 restated		
Romania	37	50	(13)	-26,0%
Russia	38	66	(28)	-42,4%
Slovacchia	65	81	(16)	-19,8%
Altri paesi	(1)	(3)	2	-66,7%
<b>Totale</b>	<b>139</b>	<b>194</b>	<b>(55)</b>	<b>-28,4%</b>

Il **risultato operativo** del primo trimestre 2015 è pari a 139 milioni di euro ed evidenzia, rispetto all'analogo periodo del 2014, un decremento di 55 milioni di euro (-28,4%) tenuto conto di maggiori ammortamenti e perdite di valore per 6 milioni di euro.

## Investimenti

Milioni di euro	1° trimestre			Variazioni
	2015	2014 restated		
Romania	17	16	1	6,2%
Russia	19	66	(47)	-71,2%
Slovacchia	- <sup>(1)</sup>	121	(121)	-
Altri paesi	-	-	-	-
<b>Totale</b>	<b>36</b>	<b>203</b>	<b>(167)</b>	<b>-82,3%</b>

(1) Il dato non include 86 milioni di euro relativi al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

Gli **investimenti** ammontano a 36 milioni di euro, in diminuzione di 167 milioni di euro rispetto allo stesso periodo dell'esercizio precedente. Tale variazione è da attribuire ai maggiori costi sostenuti in Russia nel 2014 per ripristinare il funzionamento della centrale a ciclo combinato di Sredneuralskay dopo il blocco avvenuto alla fine del 2013 e alla classificazione, tra le attività possedute per la vendita, di Slovenské elektrárne. Senza considerare tale diversa classificazione, gli investimenti avrebbero registrato un calo di 81 milioni di euro, di cui 35 milioni di euro riferiti agli impianti slovacchi ed in particolare per il progetto della centrale nucleare di Mochovce.

## Energie Rinnovabili

### Dati operativi

#### Produzione netta di energia elettrica

Milioni di kWh	1° trimestre		
	2015	2014	Variazioni
Idroelettrica	2.675	2.834	(159) -5,6%
Geotermoelettrica	1.553	1.459	94 6,4%
Eolica	4.253	4.042	211 5,2%
Altre fonti	189	86	103 119,8%
<b>Totale</b>	<b>8.670</b>	<b>8.421</b>	<b>249 3,0%</b>
- di cui Italia	3.373	3.561	(188) -5,3%
- di cui Penisola iberica	1.291	1.529	(238) -15,6%
- di cui Francia	-	130	(130) 0,0%
- di cui Grecia	152	135	17 12,6%
- di cui Romania e Bulgaria	460	373	87 23,3%
- di cui Stati Uniti e Canada	1.785	1.684	101 6,0%
- di cui Panama, Messico, Guatemala e Costa Rica	1.044	696	348 50,0%
- di cui Brasile e Cile	561	313	248 79,2%
- di cui altri paesi	4	-	4 -

La produzione netta della Divisione è pari a 8.670 milioni di kWh, con un incremento rispetto allo stesso periodo del 2014 di 249 milioni di kWh. Tale incremento è attribuibile alla maggiore generazione all'estero per 437 milioni di kWh, principalmente per effetto della maggiore produzione da fonte eolica (+449 milioni di kWh) in America Latina e Nord America a seguito della maggiore capacità installata, e delle maggiori quantità generate da fonte idroelettrica nella Repubblica di Panama (+227 milioni di kWh). Tali effetti sono stati solo parzialmente compensati dalla minore produzione da fonte eolica nella Penisola Iberica (-240 milioni di kWh), nonché della variazione di perimetro conseguente alla cessione delle attività in territorio francese, effettuata a fine 2014 (-130 milioni di kWh).

La produzione netta di energia elettrica in Italia nel primo trimestre 2015 registra un decremento di 188 milioni di kWh rispetto allo stesso periodo del 2014, risentendo principalmente della minore produzione da fonte idroelettrica (-324 milioni di kWh) causata da condizioni di idraulicità più sfavorevoli. Tale decremento è stato parzialmente compensato dall'incremento della produzione da fonte geotermica (+99 milioni di kWh) a seguito della maggiore capacità installata.

### Risultati economici

Milioni di euro	1° trimestre		
	2015	2014 restated	2015-2014
Ricavi	812	702	110 15,7%
Margine operativo lordo	536	481	55 11,4%
Risultato operativo	370	346	24 6,9%
Investimenti	475	314	161 51,3%

Nelle seguenti tabelle sono evidenziati i risultati economici suddivisi per area geografica di attività.

### Ricavi

Milioni di euro	1° trimestre			
	2015	2014 restated	2015-2014	
Europa	514	482	32	6,6%
America Latina	164	128	36	28,1%
Nord America	134	92	42	45,7%
<b>Totale</b>	<b>812</b>	<b>702</b>	<b>110</b>	<b>15,7%</b>

I **ricavi** del primo trimestre del 2015 registrano un incremento di 110 milioni di euro (15,7%) passando da 702 milioni di euro a 812 milioni di euro. In particolare, tale andamento è connesso a:

- > maggiori ricavi in Nord America per 42 milioni di euro, principalmente a seguito, oltre che dell'effetto positivo derivante dal rafforzamento del dollaro statunitense nei confronti dell'euro, delle maggiori quantità prodotte e dei maggiori proventi da tax partnership;
- > maggiori ricavi in America Latina per 36 milioni di euro (tenuto conto dell'effetto cambi positivo di 23 milioni di euro), sostanzialmente legati ai maggiori ricavi per vendita di energia elettrica in linea con l'incremento della produzione principalmente in Brasile (17 milioni di euro), in Cile (17 milioni di euro) e Costa Rica (4 milioni di euro).
- > maggiori ricavi in Europa per 32 milioni di euro dovuti prevalentemente agli effetti positivi derivanti dall'acquisizione del controllo di 3Sun (38 milioni di euro, a titolo di negative goodwill e di rimisurazione a fair value dell'interessenza già detenuta dal Gruppo) e all'iscrizione di un indennizzo previsto dagli accordi con STM (12 milioni di euro); tali effetti sono in parte compensati dalla riduzione dei ricavi da vendita di energia elettrica a fronte della minore produzione idroelettrica e della cessione di EGP France avvenuta a dicembre 2014.

### Margine operativo lordo

Milioni di euro	1° trimestre			
	2015	2014 restated	2015-2014	
Europa	355	354	1	0,3%
America Latina	87	62	25	40,3%
Nord America	94	65	29	44,6%
<b>Totale</b>	<b>536</b>	<b>481</b>	<b>55</b>	<b>11,4%</b>

Il **margin operativo lordo** ammonta a 536 milioni di euro, con un incremento di 55 milioni di euro(11,4%) rispetto all'analogo periodo del 2014. Tale variazione è riferibile:

- > all'aumento del margine in Nord America per 29 milioni di euro, tenuto conto dell'effetto cambi positivo per 17 milioni di euro;
- > all'incremento del margine rilevato in America Latina per 25 milioni di euro per effetto principalmente del citato incremento dei ricavi, parzialmente compensato dall'incremento dei costi del personale e operativi connessi alla maggiore capacità installata;

- > al maggior margine realizzato in Europa per 1 milione di euro, dovuto agli effetti dell'operazione 3Sun così come descritta nel commento ai ricavi, i quali hanno trovato quasi totale compensazione nel diverso mix di generazione penalizzato dalle minori risorse idriche disponibili e nel deconsolidamento di EGP France (quest'ultimo pari a 10 milioni di euro).

### Risultato operativo

Milioni di euro	1° trimestre		
	2015	2014 restated	2015-2014
Europa	252	255	(3) -1,2%
America Latina	67	50	17 34,0%
Nord America	51	41	10 24,4%
<b>Totale</b>	<b>370</b>	<b>346</b>	<b>24 6,9%</b>

Il **risultato operativo** pari a 370 milioni di euro registra un incremento di 24 milioni di euro, tenuto conto di maggiori ammortamenti e perdite di valore per 31 milioni di euro che risentono dell'incremento della capacità installata in Nord America e in America Latina.

### Investimenti

Milioni di euro	1° trimestre		
	2015	2014 restated	2015-2014
Europa	166	56	110 -
America Latina	276	179	97 54,2%
Nord America	33	79	(46) -58,2%
<b>Totale</b>	<b>475</b>	<b>314</b>	<b>161 51,3%</b>

Gli **investimenti** del primo trimestre del 2015 ammontano a 475 milioni di euro, con un incremento di 161 milioni di euro rispetto all'analogo periodo dell'esercizio precedente. Tali investimenti si riferiscono principalmente al settore eolico in America Latina (179 milioni di euro), in Europa (76 milioni di euro) e in Nord America (23 milioni di euro), al settore geotermico in Italia (24 milioni di euro), al solare in Cile (20 milioni di euro) e nella Repubblica di Panama (8 milioni di euro) e all'idroelettrico in America Latina (53 milioni di euro) e in Italia (14 milioni di euro).

## Altro, elisioni e rettifiche

### Risultati economici

Milioni di euro	1° trimestre		
	2015	2014 restated	Variazioni
Ricavi (al netto delle elisioni)	147	231	(84) -36,4%
Margine operativo lordo	(10)	81	(91) -
Risultato operativo	(16)	74	(90) -
Investimenti	11	2	9 -

I **ricavi** del primo trimestre 2015, al netto delle elisioni, risultano pari a 147 milioni di euro con un decremento di 84 milioni di euro rispetto allo stesso periodo dell'esercizio precedente (-36,4%). Se si esclude da tale variazione l'ulteriore plusvalenza rilevata nel primo trimestre 2014 dalla Funzione Upstream Gas conseguente l'aggiustamento prezzo, pari a 82 milioni di euro, sulla cessione, avvenuta a fine 2013, di Artic Russia ed effettuato in base alla clausola di earn-out prevista negli accordi contrattuali con l'acquirente della società, i ricavi risultano in calo di 2 milioni di euro rispetto al primo trimestre del 2014.

Il **margine operativo lordo** del primo trimestre 2015, negativo per 10 milioni di euro, registra un decremento di 91 milioni di euro, essenzialmente per effetto della sopracitata plusvalenza. Escludendo tale provento, il margine operativo lordo risulta in diminuzione di 9 milioni di euro rispetto al valore rilevato nel primo trimestre del 2014, sostanzialmente a seguito dei maggiori costi operativi della Holding e del nuovo meccanismo di remunerazione delle attività della stessa.

Il **risultato operativo**, del primo trimestre del 2015, negativo per 16 milioni di euro, risulta in calo di 90 milioni di euro rispetto allo stesso periodo dell'esercizio precedente, tenuto conto di minori ammortamenti e perdite di valore per 1 milione di euro e della citata plusvalenza conseguente l'aggiustamento prezzo sulla cessione di Artic Russia.

### Investimenti

Gli **investimenti** del primo trimestre del 2015 ammontano a 11 milioni di euro, con un incremento di 9 milioni di euro rispetto al primo trimestre del 2014, riferibili essenzialmente ad attività di esplorazione e sviluppo in Algeria.

## Analisi della struttura patrimoniale del Gruppo

### Capitale investito netto e relativa copertura

Il *capitale investito netto* è dettagliato, in quanto a composizione e movimenti, nel seguente prospetto:

Milioni di euro

	al 31.03.2015	al 31.12.2014	Variazioni	
<b>Attività immobilizzate nette:</b>				
- attività materiali e immateriali	91.868	89.844	2.024	2,3%
- avviamento	14.080	14.027	53	0,4%
- partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	879	872	7	0,8%
- altre attività/(passività) non correnti nette	399	(741)	1.140	-
<b>Totale Attività immobilizzate nette</b>	<b>107.226</b>	<b>104.002</b>	<b>3.224</b>	<b>3,1%</b>
<b>Capitale circolante netto:</b>				
- crediti commerciali	13.668	12.022	1.646	13,7%
- rimanenze	3.192	3.334	(142)	-4,3%
- crediti netti verso Cassa Conguaglio e organismi assimilati	(3.474)	(2.994)	(480)	-16,0%
- altre attività/(passività) correnti nette	(5.165)	(4.827)	(338)	-7,0%
- debiti commerciali	(12.420)	(13.419)	999	-7,4%
<b>Totale Capitale circolante netto</b>	<b>(4.199)</b>	<b>(5.884)</b>	<b>1.685</b>	<b>28,6%</b>
<b>Capitale investito lordo</b>	<b>103.027</b>	<b>98.118</b>	<b>4.909</b>	<b>5,0%</b>
<b>Fondi diversi:</b>				
- TFR e altri benefici ai dipendenti	(3.679)	(3.687)	8	-0,2%
- fondi rischi e oneri e imposte differite nette	(7.697)	(7.391)	(306)	4,1%
<b>Totale Fondi diversi</b>	<b>(11.376)</b>	<b>(11.078)</b>	<b>(298)</b>	<b>2,7%</b>
<b>Attività nette possedute per la vendita</b>	<b>1.361</b>	<b>1.488</b>	<b>(127)</b>	<b>-8,5%</b>
<b>Capitale investito netto</b>	<b>93.012</b>	<b>88.528</b>	<b>4.484</b>	<b>5,1%</b>
<b>Patrimonio netto complessivo</b>	<b>53.498</b>	<b>51.145</b>	<b>2.353</b>	<b>4,6%</b>
<b>Indebitamento finanziario netto</b>	<b>39.514</b>	<b>37.383</b>	<b>2.131</b>	<b>5,7%</b>

Il *capitale investito netto* al 31 marzo 2015 è pari a 93.012 milioni di euro ed è coperto dal patrimonio netto del Gruppo e dei terzi per 53.498 milioni di euro e dall'indebitamento finanziario netto per 39.514 milioni di euro. Quest'ultimo al 31 marzo 2015 presenta un'incidenza sul patrimonio netto di 0,74 (0,73 al 31 dicembre 2014).

## Analisi della struttura finanziaria del Gruppo

### Indebitamento finanziario netto

L'indebitamento finanziario netto è dettagliato, in quanto a composizione e variazioni, nel seguente prospetto:

Milioni di euro

	al 31.03.2015	al 31.12.2014	2015-2014	
<b>Indebitamento a lungo termine:</b>				
- finanziamenti bancari	7.121	7.022	99	1,4%
- obbligazioni	37.909	39.749	(1.840)	-4,6%
- debiti verso altri finanziatori	1.849	1.884	(35)	-1,9%
<i>Indebitamento a lungo termine</i>	<b>46.879</b>	<b>48.655</b>	<b>(1.776)</b>	<b>-3,7%</b>
Crediti finanziari e titoli a lungo termine	(2.693)	(2.701)	8	-0,3%
<b>Indebitamento netto a lungo termine</b>	<b>44.186</b>	<b>45.954</b>	<b>(1.768)</b>	<b>-</b>
<b>Indebitamento a breve termine:</b>				
Finanziamenti bancari:				
- quota a breve dei finanziamenti bancari a lungo termine	931	824	107	13 %
- altri finanziamenti a breve verso banche	33	30	3	10,0%
<i>Indebitamento bancario a breve termine</i>	<b>964</b>	<b>854</b>	<b>110</b>	<b>12,9%</b>
Obbligazioni (quota a breve)	4.770	4.056	714	17,6%
Debiti verso altri finanziatori (quota a breve)	259	245	14	5,7%
Commercial paper	1.283	2.599	(1.316)	-50,6%
Cash collateral e altri finanziamenti su derivati	1.384	457	927	0,0%
Altri debiti finanziari a breve termine	102	166	(64)	-38,6%
<i>Indebitamento verso altri finanziatori a breve termine</i>	<b>7.798</b>	<b>7.523</b>	<b>275</b>	<b>3,7%</b>
Crediti finanziari a lungo termine (quota a breve)	(1.274)	(1.566)	292	18,6%
Crediti finanziari per operazioni di factoring	(129)	(177)	48	27,1%
Crediti finanziari - cash collateral	(1.381)	(1.654)	273	16,5%
Altri crediti finanziari a breve termine	(276)	(323)	47	14,6%
Disponibilità presso banche e titoli a breve	(10.374)	(13.228)	2.854	21,6%
<i>Disponibilità e crediti finanziari a breve</i>	<b>(13.434)</b>	<b>(16.948)</b>	<b>3.514</b>	<b>20,7%</b>
<b>Indebitamento netto a breve termine</b>	<b>(4.672)</b>	<b>(8.571)</b>	<b>3.899</b>	<b>45,5%</b>
<b>INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO</b>	<b>39.514</b>	<b>37.383</b>	<b>2.131</b>	<b>5,7%</b>
<b>Indebitamento finanziario "Attività possedute per la vendita"</b>	<b>799</b>	<b>620</b>	<b>179</b>	<b>28.87097 %</b>

L'indebitamento finanziario netto è pari a 39.514 milioni di euro al 31 marzo 2015, con un incremento di 2.131 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2014.

L'indebitamento finanziario netto a lungo termine registra un decremento di 1.768 milioni di euro, da ascriversi quasi integralmente al decremento dell'indebitamento lordo a lungo termine pari a 1.776 milioni di euro.

In particolare:

- > i finanziamenti bancari, pari a 7.121 milioni di euro, evidenziano un incremento pari a 99 milioni di euro.

- > le obbligazioni, pari a 37.909 milioni di euro, registrano un decremento di 1.840 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2014. Tale variazione è principalmente dovuta alla riclassifica nelle quote correnti di due prestiti obbligazionari rivolti ai piccoli rispariatori emessi da Enel SpA in scadenza nel mese di febbraio 2016 per un importo complessivo pari a 3.000 milioni di euro; tale effetto è parzialmente compensato dall'impatto delle differenze negative su cambi per 1.250 milioni di euro. Si segnala inoltre che, a seguito di un'offerta di scambio non vincolate promossa nel mese di gennaio 2015, Enel Finance International ha riacquistato obbligazioni per un ammontare complessivo di 1.429 milioni di euro e contestualmente ha emesso un prestito obbligazionario senior a tasso fisso per un importo nominale di 1.462 milioni di euro, in scadenza nel mese di gennaio 2025;
- > i debiti verso altri finanziatori, pari a 1.849 milioni di euro al 31 marzo 2015, evidenziano un decremento di 35 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2014 principalmente dovuto alla riclassifica nelle quote correnti.

Si segnala che la linea di credito revolving forward starting dell'importo di circa 9,4 miliardi di euro, stipulata nel febbraio 2013 da parte di Enel SpA ed Enel Finance International in scadenza nell'aprile 2018, è stata rinegoziata in data 11 febbraio 2015, riducendone il costo e estendendone la durata fino al 2020. Tale linea non risulta utilizzata al 31 marzo 2015, così come le linee di credito committed stipulate da Enel SpA ed Enel Finance International.

L'indebitamento finanziario netto a breve termine evidenzia una posizione creditoria di 4.672 milioni di euro al 31 marzo 2015, con un decremento di 3.899 milioni di euro rispetto a fine 2014. Tale variazione è la risultante dell' incremento dei debiti bancari a breve termine per 110 milioni di euro, dell'incremento dei debiti verso altri finanziatori a breve termine per 275 milioni di euro, nonché del decremento delle disponibilità liquide e dei crediti finanziari a breve termine per complessivi 3.514 milioni di euro.

Nel corso del primo trimestre del 2015, sono stati effettuati i seguenti rimborsi di prestiti obbligazionari:

- > 1.000 milioni di euro relativi ad un prestito obbligazionario a tasso fisso, emesso da Enel SpA, in scadenza nel mese di gennaio 2015;
- > 1.300 milioni di euro relativi ad un prestito obbligazionario a tasso fisso, emesso da Enel SpA, in scadenza nel mese di gennaio 2015;

Si evidenzia inoltre che tra i debiti verso altri finanziatori a breve termine, pari a 7.798 milioni di euro, sono incluse le emissioni di Commercial Paper in capo ad Enel Finance International, Enel Latinoamérica (già Endesa Latinoamérica) ed Endesa Capital Finance per complessivi 1.283 milioni di euro, nonché le obbligazioni in scadenza entro i 12 mesi successivi per complessivi 4.770 milioni di euro.

Infine, la consistenza dei cash collateral versati alle controparti per l'operatività su contratti over the counter su tassi, cambi e commodity risulta pari a 1.381 milioni di euro, mentre il valore dai cash collateral incassati dalle stesse controparti è pari a 1.384 milioni di euro.

Le disponibilità e crediti finanziari a breve termine, pari a 13.434 milioni di euro, diminuiscono di 3.514 milioni di euro rispetto a fine 2014, per effetto principalmente della riduzione delle disponibilità presso banche e titoli a breve per 2.854 milioni di euro e della quota corrente dei crediti finanziari a lungo termine per 292 milioni di euro.

## Flussi finanziari

Il **cash flow da attività operativa** nei primi tre mesi del 2015 è positivo per 476 milioni di euro, evidenziando un miglioramento di 669 milioni di euro rispetto al valore del corrispondente periodo dell'esercizio precedente, per effetto principalmente del minor fabbisogno connesso alla variazione del capitale circolante netto nei due periodi di riferimento.

Il **cash flow da attività di investimento/disinvestimento** nei primi tre mesi del 2015 ha assorbito liquidità per 1.258 milioni di euro, mentre nei primi tre mesi del 2014 ne aveva assorbita per 1.037 milioni di euro.

In particolare, il fabbisogno generato nel primo trimestre del 2015 per attività di investimento in beni materiali ed immateriali, pari a 1.340 milioni di euro, si incrementa di 257 milioni di euro rispetto al corrispondente periodo dell'esercizio precedente, principalmente per effetto delle maggiori attività nel settore delle energie rinnovabili.

Il cash flow connesso agli investimenti in imprese o rami di imprese, espressi al netto delle disponibilità liquide e mezzi equivalenti acquisiti, ammonta a 17 milioni di euro e si riferisce ad acconti pagati per futuro acquisto di partecipazioni in America Latina da parte della Divisione Energie Rinnovabili.

Il flusso di cassa generato dalle altre attività di investimento/disinvestimento nel primo trimestre del 2015 è positivo per 99 milioni di euro ed è essenzialmente correlato alla cessione delle partecipazioni detenute nelle società San Floriano Energy e Geronimo Wind Energy, nonché ai disinvestimenti ordinari del periodo.

Il **cash flow da attività di finanziamento** ha assorbito liquidità per complessivi 2.270 milioni di euro. Nei primi tre mesi del 2014 aveva generato liquidità per 1.958 milioni di euro. Il flusso del primo trimestre del 2015 è essenzialmente riferito alla riduzione dell'indebitamento finanziario netto (quale saldo netto tra rimborsi e nuove accensioni) per 2.293 milioni di euro e al pagamento dei dividendi per 278 milioni di euro. Tali effetti sono solo parzialmente compensati dall'incasso, pari a 301 milioni di euro (al netto degli oneri accessori), derivante dalla cessione del 49% di EGPNA Renewable Energy Partners, società operante nella generazione di energia elettrica negli Stati Uniti.

Pertanto, nei primi tre mesi del 2015 il cash flow generato dall'attività operativa, pari a 476 milioni di euro, ha solo in parte fronteggiato quello legato all'attività di investimento, pari a 1.258 milioni di euro, e all'attività di finanziamento, pari a 2.270 milioni di euro. La differenza negativa trova riscontro nel decremento delle disponibilità liquide e mezzi equivalenti che, al 31 marzo 2015, risultano pari a 10.388 milioni di euro a fronte dei 13.255 milioni di euro di inizio 2015. Tale ultima variazione include per 185 milioni di euro gli effetti connessi all'apprezzamento dei cambi delle diverse valute locali rispetto all'euro.

## Fatti di rilievo del primo trimestre del 2015

### Enel Green Power estende l'accordo quadro con Vestas per lo sviluppo di ulteriore capacità eolica in USA

In data 12 gennaio 2015 Enel Green Power, attraverso la sua controllata Enel Green Power North America Inc. (EGP-NA), ha esteso l'accordo quadro finalizzato allo sviluppo di impianti eolici in USA sottoscritto con Vestas alla fine del 2013.

Tale accordo prevedeva la fornitura da parte della società danese di turbine eoliche che hanno sostenuto e continueranno a supportare il successo della crescita di EGP-NA negli Stati Uniti.

La capacità ancora da sviluppare prevista dall'accordo originario, unitamente a quella inclusa nell'estensione, consentirà a EGP-NA la qualificazione per i "Federal Production Tax Credits" (PTC) di futuri progetti eolici fino a circa 1 GW di capacità complessiva.

### Scambio tra obbligazioni proprie e obbligazioni di nuova emissione

In data 27 gennaio 2015 Enel Finance International ("EFI"), il cui capitale è interamente posseduto da Enel SpA, a seguito di un'offerta di scambio non vincolante promossa da EFI dal 14 al 21 gennaio 2015, ha acquistato obbligazioni emesse dalla stessa e garantite da Enel per un ammontare complessivo pari a 1.429.313.000 euro. Il corrispettivo di tale acquisto è costituito: (i) da obbligazioni senior a tasso fisso e con taglio minimo pari ad euro 100.000 (e multipli di euro 1.000), che sono state emesse da EFI (nell'ambito del programma di emissioni obbligazionarie di EFI ed ENEL, cosiddetto Global Medium Term Note Programme) e garantite da Enel, per un ammontare complessivo in linea capitale pari a 1.462.603.000 euro e (ii) da una componente in denaro per un ammontare complessivo pari a 194.365.920 euro. L'operazione è stata effettuata nel contesto di un programma di ottimizzazione della gestione finanziaria di EFI ed è finalizzata alla gestione attiva delle scadenze e del costo del debito del Gruppo. Le nuove obbligazioni, che EFI ha emesso a valere sul Global Medium Term Note Programme con garanzia Enel a servizio dell'offerta di scambio, hanno un tasso di interesse pari a 1,966% e scadenza 27 gennaio 2025.

### Autorizzazione all'emissione di nuovi prestiti obbligazionari fino a un massimo di 1 miliardo di euro al servizio di offerte di scambio con prestiti in circolazione

In data 26 gennaio 2015, il CdA ha inoltre deliberato una nuova autorizzazione all'emissione, entro il 31 dicembre 2015, di uno o più prestiti obbligazionari, per un importo complessivo massimo in linea capitale pari al controvalore di 1 miliardo di euro.

Tale autorizzazione è finalizzata all'effettuazione di nuove emissioni obbligazionarie da parte di Enel a servizio di eventuali offerte di scambio con prestiti obbligazionari già emessi dalla Società stessa nell'ambito del Global Medium Term Notes Programme, con la finalità di ottimizzare la struttura patrimoniale e finanziaria del Gruppo Enel e di cogliere le opportunità che dovessero presentarsi sui mercati finanziari internazionali.

### Cessione di SF Energy

In data 29 gennaio 2015 si è perfezionato, per un corrispettivo pari a 55 milioni di euro, l'accordo stipulato in data 7 novembre 2014 relativo alla cessione della partecipazione posseduta dalla controllata Enel Produzione in SF Energy. Tale partecipazione è stata ceduta per il 50% a SEL (controparte dell'accordo) e per il restante 50% a Dolomiti Energia a valle

dell'esercizio del diritto di prelazione. La cessione rientra nel quadro degli accordi siglati nella stessa data tra Enel Produzione e SEL – Società Elettrica Altoatesina.

#### **Rinegoziata linea di credito rotativa di circa 9,4 miliardi di euro**

In data 12 febbraio 2015 Enel SpA e la sua controllata olandese Enel Finance International hanno rinegoziato la linea di credito rotativa di circa 9,4 miliardi di euro, stipulata in data 8 febbraio 2013, riducendone il costo ed estendendone la durata fino al 2020, rispetto alla scadenza originale prevista per aprile 2018.

La linea di credito, che potrà essere utilizzata dalla stessa Enel e/o da Enel Finance International con garanzia della Capogruppo, non è connessa al programma di rifinanziamento del debito ed ha l'obiettivo di dotare la tesoreria di Gruppo di uno strumento estremamente flessibile e fruibile per la gestione del capitale circolante.

Il costo della linea di credito è variabile in funzione del rating assegnato pro tempore ad Enel e presenta un margine che passa, sulla base degli attuali livelli di rating, ad 80 punti base sopra l'Euribor dai precedenti 190 e commissioni di mancato utilizzo che passano al 35% dello stesso margine dal precedente 40% e quindi, per effetto di tale riduzione, a 28 punti base da 76.

L'operazione ha visto la partecipazione di vari istituti di credito nazionali ed internazionali, tra cui Mediobanca nel ruolo di Documentation Agent.

#### **Aggiornamenti sul piano di dismissioni**

Il 25 febbraio 2014, il Consiglio di Amministrazione ha esaminato gli aggiornamenti del piano di dismissione delle partecipazioni del Gruppo in Europa dell'Est, annunciato al mercato in data 10 luglio 2014. Il Consiglio, anche alla luce delle linee strategiche alla base del nuovo piano industriale che sarà presentato alla comunità finanziaria, ha condiviso di sospendere il processo di cessione degli asset di distribuzione e vendita posseduti in Romania e di proseguire quello di cessione degli asset di generazione posseduti in Slovacchia.

#### **Protocollo d'intesa con ENEA**

In data 18 marzo 2015 Enel ed ENEA hanno siglato un protocollo d'intesa per innovare insieme nel settore delle tecnologie di generazione, in particolare quelle che provengono da fonti rinnovabili. L'accordo prevede una collaborazione nelle tecnologie per l'impiego di combustibili alternativi negli impianti tradizionali, come biomasse e residui vegetali, oltreché nello sviluppo di tecnologie per l'ambiente, il clima e per aumentare la flessibilità di utilizzo delle centrali tradizionali. Un filone di ricerca specifico riguarderà l'ottimizzazione di soluzioni per produrre energia elettrica sfruttando il moto ondoso del mare, mentre un focus particolare sarà dato al fotovoltaico di nuova generazione. Su questi filoni di ricerca sono stati costituiti due gruppi di lavoro misti Enel-ENEA, con l'obiettivo di definire entro sei mesi un piano di lavoro congiunto dettagliato sui temi d'interesse reciproco. A valle di questa prima fase esplorativa, si passerà ad una seconda fase attuativa delle attività di reciproco interesse.

#### **Contratto di finanziamento per le attività nella Repubblica Sudafricana**

In data 30 marzo 2015 Enel Green Power, attraverso Enel Green Power RSA, ha concluso un contratto di finanziamento per un totale di 2.100 milioni di rand sudafricani (equivalenti a circa 160 milioni di euro) con KfW IPEX-Bank, quest'ultima come lender, unico lead arranger

e agent, con la parziale copertura assicurativa della Export Credit Agency tedesca Euler Hermes. Il contratto di finanziamento, assistito da una parent company guarantee rilasciata dalla controllante Enel Green Power, prevede la disponibilità da parte di EGP RSA di due distinte linee di finanziamento di durata pari, rispettivamente, a 7 e 17 anni, nonché un tasso di interesse in linea con il benchmark di mercato. Il finanziamento è correlato all'investimento nel parco eolico di Gibson Bay, situato nella provincia di Eastern Cape. L'impianto sarà composto da 37 turbine da 3 MW ciascuna, per una capacità installata totale di 111 MW, in grado di generare circa 420 GWh all'anno.

#### Cessione di alcune attività in Nord America

In data 31 marzo 2015, Enel Green Power North America ("EGPNA"), ha sottoscritto un accordo con General Electric Energy Financial Services per la vendita di una quota del 49% della newco EGPNA Renewable Energy Partners ("EGPNA REP"), per un valore complessivo di circa 440 milioni di dollari statunitensi. EGPNA REP è proprietaria di un parco impianti di generazione da 560 MW con un mix di fonti che comprende l'eolico, il geotermico, l'idrico e il solare, già operanti, e di un impianto eolico da 200 MW in costruzione, tutti situati in Nord America. Nell'ambito della newco, GE Energy Financial Services riceverà, oltre alla quota di minoranza, un diritto di prelazione, per un periodo iniziale di tre anni, a investire in asset operativi sviluppati da EGPNA a partire dal suo portafoglio di progetti e in altri asset operativi messi in vendita da EGPNA. Si segnala che il valore complessivo di 440 milioni di dollari è soggetto ad alcuni aggiustamenti di prezzo, come normalmente avviene in transazioni di questa natura. L'ammontare associato agli impianti operativi è stato pagato immediatamente, mentre la chiusura della transazione relativa all'impianto in costruzione avrà luogo al momento dell'entrata in esercizio, prevista per dicembre 2015. Enel Green Power ha fornito delle parent company guarantees per le obbligazioni della controllata nordamericana derivanti dal presente accordo, come d'uso in questo tipo di operazioni.

## Scenario di riferimento

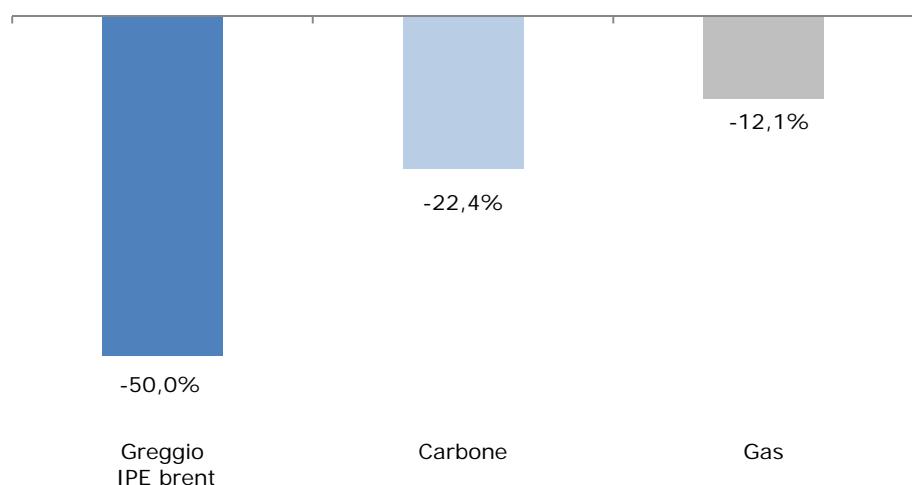
#### Andamento dei principali indicatori di mercato

Indicatori di mercato	1° trimestre	
	2015	2014
Prezzo medio del greggio IPE brent (dollari/bbl)	53,9	107,9
Prezzo medio CO <sub>2</sub> (euro/ton)	7,1	6,2
Prezzo medio del carbone (dollari/t CIF ARA) <sup>(1)</sup>	61,0	78,6
Prezzo medio del gas (euro/MWh) <sup>(2)</sup>	21,4	24,3
Cambio medio dollaro USA per euro	1,126	1,370
Euribor a sei mesi (media del periodo)	0,13%	0,40%

(1) Indice API#2.

(2) TTF.

Variazione prezzi medi combustibili nel primo trimestre 2015 rispetto al primo trimestre 2014



**I mercati dell'energia elettrica e del gas naturale**

Andamento della domanda di energia elettrica

GWh	1° trimestre		
	2015	2014	Variazione
<b>Italia</b>	<b>78.112</b>	<b>78.193</b>	<b>-0,1%</b>
Spagna	64.805	63.346	2,3%
Russia	209.447	210.002	-0,3%
Slovacchia	7.669	7.440	3,1%
Argentina	34.854	32.587	7,0%
Brasile	121.769	121.905	-0,1%
Cile	12.436	12.119	2,6%
Colombia	16.002	15.386	4,0%

Fonte: TSO nazionali.

In Europa, si registrano tassi di crescita altalenanti della domanda di energia elettrica, condizionati dai diversi contesti macroeconomici dei paesi. In particolare si rileva un decremente della domanda dello 0,1% in Italia e un incremento del 2,3% in Spagna. Stesso trend contrastante nei paesi dell'Est Europa, dove si segnala il decremente in Russia (-0,3%) e un incremento in Slovacchia (+3,1%). In America Latina la domanda in Brasile segna un andamento sostanzialmente in linea (-0,1%), mentre si rilevano crescite sostenute in Argentina (+7,0%) e Colombia (+4,0%).

## Prezzi dell'energia elettrica

	Prezzo medio baseload 1° trimestre 2015 (euro/MWh)	Variazione prezzo medio baseload 1° trimestre 2015 - 1° trimestre 2014	Prezzo medio peakload 1° trimestre 2015 (euro€/MWh)	Variazione prezzo medio peakload 1° trimestre 2015 - 1° trimestre 2014
<b>Italia</b>	<b>51,8</b>	<b>-1,4%</b>	<b>59,0</b>	<b>-6,0%</b>
Spagna	45,9	75,8%	53,9	58,5%
Russia	14,9	-32,1%	17,3	-30,1%
Slovacchia	32,9	-2,1%	43,2	-1,5%
Brasile	120,4	-39,7%	129,3	-50,5%
Cile	120,8	-0,2%	161,2	-7,5%
Colombia	67,0	11,3%	87,6	14,2%

## Domanda di gas naturale

	Milioni di m <sup>3</sup>	1° trimestre			Variazioni
		2015	2014		
<b>Italia</b>					
Reti di distribuzione	14.416	12.715	1.701	13,4%	
Industria	3.495	3.537	(42)	-1,2%	
Termoelettrico	5.073	4.592	481	10,5%	
Altro <sup>(1)</sup>	533	552	(18)	-3,3%	
<b>Totale Italia</b>	<b>23.518</b>	<b>21.396</b>	<b>2.122</b>	<b>9,9%</b>	
<b>Spagna</b>	<b>9.535</b>	<b>7.541</b>	<b>1.994</b>	<b>26,4%</b>	

(1) Include altri consumi e perdite.

Fonte: Elaborazioni Enel su dati "Ministero dello Sviluppo Economico" e Snam Rete Gas.

La domanda di gas naturale in Italia nel primo trimestre del 2015 si attesta a 23.518 milioni di metri cubi, registrando un incremento del 9,9% rispetto allo stesso periodo nel 2014. L'aumento rilevato nei consumi per usi domestici e civili, nonché nella generazione termoelettrica (per maggiore domanda da parte dei generatori di energia elettrica da fonti convenzionali) risulta influenzato da un aumento della quantità stoccati di gas.

## Italia

### Produzione e domanda di energia elettrica in Italia

Milioni di kWh	1° trimestre			Variazioni
	2015	2014		
<b>Produzione netta:</b>				
- termoelettrica	44.484	42.709	1.775	4,2%
- idroelettrica	9.459	12.806	(3.347)	-26,1%
- eolica	5.214	4.620	594	12,9%
- geotermoelettrica	1.438	1.339	99	7,4%
- fotovoltaica	4.468	4.063	405	10,0%
<b>Totale produzione netta</b>	<b>65.063</b>	<b>65.537</b>	<b>(474)</b>	<b>-0,7%</b>
Importazioni nette	13.504	13.392	112	0,8%
<b>Energia immessa in rete</b>	<b>78.567</b>	<b>78.929</b>	<b>(362)</b>	<b>-0,5%</b>
Consumi per pompaggi	(450)	(736)	286	38,9%
<b>Energia richiesta sulla rete</b>	<b>78.117</b>	<b>78.193</b>	<b>(76)</b>	<b>-0,1%</b>

Fonte: Fonte dati Terna - Rete Elettrica Nazionale (Rapporto mensile - consuntivo marzo 2015).

L'*energia richiesta* in Italia nel primo trimestre del 2015 registra un lieve decremento, pari allo 0,1%, rispetto al valore registrato nello stesso periodo del 2014, attestandosi a 78,1 TWh. L'energia richiesta è stata soddisfatta per l'82,7% dalla produzione netta nazionale destinata al consumo (82,9% nel primo trimestre del 2014) e per il restante 17,3% dalle importazioni nette (17,1% nel primo trimestre del 2014).

Le importazioni nette nel primo trimestre del 2015 registrano un incremento di 0,1 TWh, con una variazione non rilevante (+0,8%) rispetto all'analogo periodo del 2014.

La *produzione netta* nel primo trimestre del 2015 registra un decremento dello 0,7% (-0,5 TWh), attestandosi a 65,1 TWh. In particolare, il calo dell'energia elettrica generata da fonte idroelettrica (-3,3 TWh), a seguito del peggioramenti delle condizioni di idraulicità, è stato solo parzialmente compensato da un maggior ricorso alla fonte termoelettrica (per 1,8 TWh), nonché alle altre fonti rinnovabili.

## Spagna

### Produzione e domanda di energia elettrica nel mercato peninsulare

Milioni di kWh	1° trimestre			Variazioni
	2015	2014		
Produzione netta	67.913	66.323	1.590	2,4%
Consumo per pomaggi	(1.558)	(2.015)	457	22,7%
Esportazioni nette	(1.550)	(962)	(588)	-61,1%
<b>Energia richiesta sulla rete</b>	<b>64.805</b>	<b>63.346</b>	<b>1.459</b>	<b>2,3%</b>

(1) Include il saldo di interscambio con il sistema extrapeninsulare.

Fonte: dati Red Electrica de España - (Estadística diaria - consuntivo marzo 2015). I volumi del primo trimestre 2014 sono aggiornati al 4 aprile 2015.

L'*energia richiesta* nel mercato peninsulare nel primo trimestre del 2015 risulta in incremento del 2,3% rispetto al valore registrato nello stesso periodo del 2014, attestandosi a 64,8 TWh. Tale richiesta è stata interamente soddisfatta dalla produzione netta nazionale destinata al consumo.

Le *esportazioni nette* nel primo trimestre del 2015 risultano in aumento del 61,1% rispetto ai valori registrati nel primo trimestre del 2014.

La *produzione netta* nel primo trimestre del 2015 registra un incremento del 2,4% (+1,6 TWh) per effetto sostanzialmente della maggiore richiesta di energia elettrica.

### Produzione e domanda di energia elettrica nel mercato extrapeninsulare

Milioni di kWh	1° trimestre			Variazioni
	2015	2014		
Produzione netta	3.211	3.147	64	2,0%
Importazioni nette	324	274	50	18,2%
<b>Energia richiesta sulla rete</b>	<b>3.535</b>	<b>3.421</b>	<b>114</b>	<b>3,3%</b>

Fonte: Fonte dati Red Electrica de España - (Estadística diaria - consuntivo marzo 2015). I volumi del primo trimestre 2014 sono aggiornati al 5 aprile 2015.

L'*energia richiesta* nel mercato extrapeninsulare nel primo trimestre del 2015 risulta in incremento del 3,3% rispetto al valore registrato nel primo trimestre del 2014, attestandosi a 3,5 TWh. Tale richiesta è stata soddisfatta dalla produzione netta destinata al consumo per il 90,8% (92,0% nel primo trimestre del 2014).

Le *importazioni nette* nel primo trimestre del 2015 si attestano a 0,3 TWh e sono relative all'interscambio con la Penisola iberica.

La *produzione netta* nel primo trimestre del 2015 è in incremento del 2,0% rispetto al valore registrato nell'analogo periodo dell'esercizio precedente.

## Aspetti normativi e tariffari

Rispetto al Bilancio consolidato al 31 dicembre 2014, a cui si rinvia per una trattazione completa, di seguito sono riportate le principali variazioni rilevate nel trimestre relativamente agli aspetti normativi e tariffari nei paesi in cui Enel opera.

### Il quadro regolamentare italiano

#### Generazione

##### Energia elettrica

###### Produzione e mercato all'ingrosso

Con delibera n. 95/2015/R/eel l'Autorità per l'energia elettrica, il gas e il sistema idrico (AEEGSI) ha proposto al Ministro dello Sviluppo Economico (MSE) di anticipare l'entrata in funzione del Mercato della Capacità, prevedendone una fase di prima attuazione che dovrebbe partire dal 1° gennaio 2017 e concludersi non oltre il 31 dicembre 2020, con l'avvio della fase di regime del meccanismo. Secondo la proposta dell'Autorità, nella suddetta fase di prima attuazione, non sarebbe prevista la partecipazione diretta della domanda e delle risorse estere al mercato, ma si procederebbe a quantificarne il contributo su mera base statistica. L'Autorità propone inoltre, in tale fase, di definire il valore minimo della remunerazione riconosciuta alla capacità esistente sulla base dei costi fissi evitabili di un'unità a ciclo combinato. Tale proposta è sottoposta all'approvazione da parte del MSE. A partire dal 24 febbraio 2015, è stato avviato il market coupling dei mercati del giorno prima tra Italia, Austria, Francia e Slovenia. Il market coupling è un meccanismo di integrazione dei mercati del giorno prima che, nel determinare il prezzo dell'energia delle diverse zone di mercato europee coinvolte, alloca contestualmente la capacità di trasporto disponibile tra dette zone, ottimizzando l'utilizzo delle interconnessioni. Con delibera n. 92/2015/R/eel, l'Autorità ha specificato i criteri di reintegrazione per le unità essenziali per la sicurezza del sistema gas per l'anno 2013 e approvato un acconto a valere sul primo semestre 2013 del corrispettivo di reintegrazione spettante.

##### Gas

###### Mercato all'ingrosso

Per quanto riguarda l'attività di stoccaggio, il Ministero dello Sviluppo Economico (MSE) con decreto del 6 febbraio 2015 ha confermato i criteri di allocazione della capacità attraverso meccanismi di asta competitiva.

## Distribuzione

### Energia elettrica

#### Distribuzione e misura

Con la delibera n. 146/2015/eel, l'AEEGSI ha pubblicato le tariffe di riferimento per l'attività di distribuzione e commercializzazione dell'energia elettrica per l'anno 2015 in base alle quali viene determinato, per ciascun esercente, il livello dei ricavi riconosciuti per lo svolgimento delle proprie attività.

## Vendita

### Gas

#### Mercato retail

L'AEEGSI, relativamente alle condizioni economiche di riferimento per i clienti in tutela, ha confermato anche per l'anno termico 2015-2016 l'attuale modalità di definizione della componente a copertura dei costi di approvvigionamento del gas naturale, con totale indicizzazione ai prezzi spot rilevati presso l'hub olandese del Title Transfer Facility (TTF), in attesa dello sviluppo di una maggiore liquidità dei mercati all'ingrosso italiani.

## Russia

### Sospensione temporanea del sistema delle garanzie per la compravendita di energia

Il 24 dicembre 2014 il Consiglio di Vigilanza del Mercato ha pubblicato alcuni emendamenti al Regolamento che ne disciplina il funzionamento, con i quali ha: (i) aumentato la sanzione che si applica in caso di ritardo nei pagamenti; (ii) esteso fino a fine maggio 2015 il periodo di esenzione temporanea dall'obbligo di prestare garanzie per la compravendita di energia (inizialmente prevista dal 21 dicembre 2014 a fine febbraio 2015), la quale si applica agli operatori che non siano in ritardo con i pagamenti per una quota non superiore al 30% dei volumi acquistati mensilmente sul mercato.

### Impianti essenziali

Il 1° gennaio 2015 è entrato in vigore il decreto governativo n. 2578-p, che prevede: (i) il riconoscimento della qualifica di impianti essenziali per la fornitura di energia elettrica ad una capacità complessiva di 7,5 GW (che includono l'impianto di Nevinnomyskaya, di capacità pari a 1,1 GW) per il periodo dal 1° gennaio 2015 al 30 novembre 2015 (11 mesi); (ii) il riconoscimento di impianti essenziali a 3,2 GW complessivi di capacità per la fornitura di calore per il periodo dal 1° gennaio 2015 al 30 giugno 2015 (6 mesi); (iii) la definizione delle tariffe amministrate che si applicano agli impianti essenziali.

## Aggiornamento Strategia Energetica Nazionale

Il 24 marzo 2015 il Primo Ministro Russo ha incaricato il Ministero dell'Energia di completare l'aggiornamento della strategia energetica nazionale entro il 1° ottobre 2015 (l'ultima revisione risale al 2009), invitandolo a focalizzarsi sulla modernizzazione del settore della produzione termoelettrica, sugli incentivi all'esplorazione degli idrocarburi e sul miglioramento della disciplina dei pagamenti delle risorse energetiche.

## Spagna

### Regio Decreto n. 198/2015 che implementa l'articolo 112 bis della Legge delle Acque e che regola il canone per l'utilizzo delle acque continentali per la produzione di energia elettrica nei bacini intercomunitari

La legge n. 15/2012, che ha modificato la Legge delle Acque ed ha introdotto dal 1° gennaio 2013 un canone (ridotto del 90% per gli impianti idroelettrici con potenza non superiore a 50 MW e per gli impianti di pompaggio con potenza superiore a 50 MW) per l'uso delle acque continentali pari al 22% della produzione di energia idroelettrica, ha subito una modifica a seguito della pubblicazione del Regio Decreto n. 198/2015. Tale Decreto ha infatti specificato che il canone si applicherà solo ai bacini intercomunitari, cioè quei bacini su cui lo Stato mantiene la competenza in materia tributaria. Lo stesso Regio Decreto ha specificato poi che per i fini della riduzione del 90% del canone, si considera come potenza dell'installazione la somma delle potenze dei gruppi dell'installazione.

Per gli impianti di pompaggio, la base imponibile deve essere differenziata tra energia prodotta da pompaggio ed energia proveniente da altri apporti. Si stabilisce inoltre che l'energia prodotta dal pompaggio è da considerarsi pari al 70% del consumo del pompaggio.

## Efficienza Energetica

La legge n. 18/2014 sulle misure urgenti per lo sviluppo, la concorrenza e l'efficienza, ha creato, nell'ambito dell'efficienza energetica, il Fondo Nazionale di Efficienza Energetica per il raggiungimento dell'obiettivo. L'Ordine n. IET/289/2015 stabilisce la metodologia per l'assegnazione delle obbligazioni, la definizione dei soggetti obbligati e relative quote di obbligazione e per il calcolo dell'equivalenza economica per il periodo di applicazione corrispondente all'anno 2015.

Endesa dovrà apportare 30,2 milioni di euro a tale Fondo, corrispondenti alle obbligazioni per l'esercizio 2015 e 1,9 milioni di euro derivanti dagli aggiustamenti per l'anno 2014.

## Argentina

### Risoluzione n. 32/2015

Nel mese di marzo 2015, la Secretaria de Energia ha emesso la Risoluzione n. 32/2015 in cui è stabilita l'introduzione a partire dal 1° febbraio 2015 di un nuovo quadro regolatorio teorico che non genera impatti per le tariffe dei clienti finali. La differenza tra il quadro teorico e quello applicato agli utenti finali rappresenta una componente temporanea di reddito aggiuntivo per le società distributrici, determinata da ENRE e CAMMESA, i quali sono anche responsabili per il relativo trasferimento dei fondi. La risoluzione afferma che questi trasferimenti sono da considerarsi acconti in attesa della revisione tariffaria generale che ENRE deve iniziare a predisporre nei prossimi mesi.

Allo stesso modo, e partire dalla stessa data, la Risoluzione sancisce che i fondi derivanti dal Programa de Uso Racional de la Energia Eléctrica (PUREE) diventano una vera e propria componente tariffaria per le società distributrici, in riconoscimento dei maggiori costi da esse sostenuti. Rispetto alla situazione precedente al 31 gennaio 2015, la Risoluzione ha esteso la compensazione del Mecanismo de Monitoreo de Costes e del PUREE stesso, consentendo la cancellazione tra i crediti maturati grazie a questi due strumenti e il debito relativo alle partite commerciali con CAMMESA. Il saldo residuo verrà regolato attraverso un piano di pagamenti da definire.

La norma richiede che ogni società presenti un piano di investimenti da attuare entro il 2015, un accordo per l'utilizzo dei fondi supplementari trasferiti (che include il divieto al pagamento di dividendi), nonché il ritiro delle azioni legali avviate per il recupero delle posizioni creditorie.

## **Brasile**

### **Compensazioni per lo stato di siccità**

Nel 2014, il Brasile ha continuato a presentare situazioni climatiche di forte siccità; nel mese di novembre, il sistema ha raggiunto il massimo rischio di razionamento dell'energia. Per coprire il costo supplementare di energia per le società distributrici, il governo ha creato il conto ACR (Ambiente di Contrattazione Regolata) attraverso prestiti bancari da restituire nei successivi due anni per effetto degli aumenti tariffari da istituire. Nel 2014 le società distributrici brasiliane hanno utilizzato il conto ACR per complessivi 18 miliardi di real (circa 5,7 miliardi di euro), senza tuttavia riuscire a coprire tutto il deficit. Nel mese di marzo 2015 è stato approvato un nuovo prestito per il conto ACR per coprire il deficit relativo ai mesi di novembre e dicembre 2014. È stato anche approvata una proroga del termine per il pagamento di tutti i prestiti, ora sono da pagare in 54 mesi e a partire da novembre 2015.

## **Cile**

### **Legge sulla vendita di energia sul mercato finale vincolato**

Il 29 gennaio 2015 è stato pubblicato nella Gazzetta ufficiale una modifica legale riguardante il processo di offerta di energia per i clienti del mercato vincolato. Tra le novità introdotte da questa normativa, si segnala una maggiore partecipazione del CNE in questi processi, l'aumento da tre a cinque anni della durata del bando di gara, la inclusione di un prezzo di riserva come limite massimo per ogni offerta, la possibilità di ritardo di consegna da parte dell'aggiudicatario in casi di forza maggiore, l'aggiunta delle offerte a breve termine, nonché l'aumento del limite per identificare il cliente vincolato che passa da 2.000 a 5.000 kW.

## **Energie Rinnovabili**

### **Portogallo**

È stato pubblicato il Decreto n. 102/2015 che completa la regolamentazione del cosiddetto "overequipment" dei parchi eolici, nell'ambito del Decreto legge n. 94/2014. Questo decreto stabilisce le procedure e i requisiti tecnici per immettere in rete l'energia supplementare prodotta oltre la capacità autorizzata. I requisiti tecnici sono legati alle comunicazioni in tempo reale e alle funzionalità di disconnessione a distanza.

## Cile

Il 29 gennaio 2015 è stata approvata la Legge n. 20.805 che ha introdotto delle modifiche al sistema di aste per la fornitura dei clienti regolati. Le principali modifiche riguardano l'aumento dell'orizzonte temporale del contratto (passato da 15 a 20 anni), l'aumento del range entro il quale si riconosce la possibilità ai clienti di rimanere nel mercato vincolato (da un range 0.5 - 2MW a un range 0,5-5MW), l'introduzione di aste di breve termine, ed infine la possibilità - per gli impianti nuovi - di posticipare la data di inizio della fornitura dell'energia.

## Messico

Il 17 febbraio 2015 il Ministero ha pubblicato in Gazzetta Ufficiale la composizione del Consiglio di Amministrazione dell'ex-monopolista del mercato CFE, avviando il processo di *unbundling*. Secondo il piano annunciato dal Governo, sarà creata una società specifica per ognuna delle linee di business in cui l'azienda opererà (Generazione, Trasmissione, Distribuzione e commercializzazione). Il 24 febbraio 2015 sono state pubblicate le prime regole finalizzate alla definizione dei meccanismi di funzionamento del nuovo mercato. Sulla base della tempistica annunciata, è prevista per ottobre 2015 la prima asta a lungo termine per la fornitura del mercato vincolato, mentre è confermato per gennaio 2016 l'avvio del mercato all'ingrosso.

Il 31 marzo 2015, il Ministero dell'Energia (SENER) ha definito la percentuale di Certificati di Energia non inquinante che dovrà essere oggetto della prima asta di lungo termine prevista ad ottobre 2015. La percentuale, pari al 5% del totale dei consumi elettrici, è propedeutica per il raggiungimento del target del 25% al 2018.

## Perù

Il 27 febbraio 2015, il regolatore OSINERGMIN ha approvato la nuova metodologia per il calcolo dell'*Energia Firme* che, nel caso di impianti rinnovabili, sarà definita in funzione della produzione, definendo criteri puntuali distinti a seconda che gli impianti siano in esercizio, nuovi o vincitori di un'asta rinnovabile.

## Stati Uniti

L'11 marzo 2015, l'Internal Revenue Service (IRS) tramite la Notice n. 2015-25 ha emanato ulteriori linee guida per la definizione del concetto di "continuous efforts" richiesto per la qualificazione al Production Tax Credit (PTC). Le nuove linee guida si limitano ad estendere al 1° gennaio 2017 la Commercial Operation Date (COD) per la qualificazione dei progetti. Pertanto, un progetto con avvio dei lavori antecedente al 1° gennaio 2015 e COD realizzata entro il 1° gennaio 2017, soddisfa automaticamente il requisito dei "continuous efforts".

## Repubblica Sudafricana

L'11 aprile 2015 il DoE (Department of Energy) del Sudafrica ha annunciato i risultati del "Round 4" del programma REIPPPP (Renewable Energy Independent Power Producers Procurement Programme). La quarta asta sugli impianti rinnovabili comporta l'aggiudicazione di 1.121 MW, portando il totale della capacità che sarà sviluppata a cura degli investitori privati a 5.243 MW.

## Prevedibile evoluzione della gestione

Enel ha già avviato i piani di azioni finalizzati al raggiungimento degli obiettivi prefissati nel Piano Industriale e comunicati ai mercati finanziari. Coerentemente con la strategia industriale adottata, gli impegni del Gruppo sono mirati al conseguimento di elevati livelli di efficienza operativa, al riavvio della crescita industriale e alla gestione attiva del portafoglio per la creazione di valore.

In tale contesto, i programmi attivati dalle Global Business Lines, finalizzati all'ottimizzazione dei costi e ad una efficiente gestione degli assets, evidenziano già nei primi mesi dell'anno dei risultati in linea con il trend atteso per l'intero esercizio 2015.

Riguardo alla crescita industriale, alla quale Enel ha destinato anche per il 2015 importanti programmi di investimento in mercati e business ad alto potenziale di crescita, in particolare nel settore delle rinnovabili e nelle nuove reti di distribuzione "smart", sono stati già rilevati risultati congrui con le attese in termini di ulteriore capacità installata e di ampliamento della piattaforma clienti, sia in America Latina che in Europa.

La gestione attiva del portafoglio prevede la dismissione di asset non strategici per il Gruppo tale da consentire il reinvestimento di quanto ottenuto in un'ottica di creazione di valore e di razionalizzazione della struttura societaria. In questo ambito sono già in esecuzione alcuni dei programmi di cessione di asset previsti nel Piano Industriale ed è stata avviata la riorganizzazione delle attività in America Latina con l'obiettivo di semplificarne le governance e di promuovere la creazione di valore per tutti gli azionisti delle società coinvolte.

In un contesto macro-economico che fa registrare importanti segnali di ripresa della domanda di energia elettrica nei mercati maturi europei e tassi di crescita ancora rilevanti nelle economie emergenti, Enel potrà far leva su un portafoglio di attività diversificato e sulla nuova struttura organizzativa snella e orientata al business, per sfruttare al massimo le opportunità di creazione di valore con conseguenti riflessi positivi sui risultati economici.

Inoltre, il contributo positivo derivante dalle operazioni straordinarie in corso e il miglioramento del cash flow generato dall'attività operativa consentiranno di finanziare gli investimenti di sviluppo e la nuova dividend policy.

## **Bilancio consolidato trimestrale abbreviato al 31 marzo 2015**

## Conto economico consolidato sintetico

Milioni di euro	Note	1° trimestre	
		2015	2014 restated
<b>Totale ricavi</b>	5.a	<b>19.970</b>	<b>18.182</b>
<b>Totale costi</b>	5.b	<b>17.427</b>	<b>15.664</b>
Proventi/(Oneri) netti da contratti su commodity valutati al fair value	5.c	82	45
<b>Risultato operativo</b>		<b>2.625</b>	<b>2.563</b>
Proventi finanziari		1.946	676
Oneri finanziari		2.713	1.477
<b>Totale proventi/(oneri) finanziari</b>	5.d	<b>(767)</b>	<b>(801)</b>
<b>Quota dei proventi/(oneri) derivanti da partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto</b>	5.e	<b>24</b>	<b>4</b>
<b>Risultato prima delle imposte</b>		<b>1.882</b>	<b>1.766</b>
Imposte	5.f	703	654
<b>Risultato delle continuing operations</b>		<b>1.179</b>	<b>1.112</b>
<b>Risultato delle discontinued operations</b>		-	-
<b>Risultato netto dell'esercizio (Gruppo e terzi)</b>		<b>1.179</b>	<b>1.112</b>
Quota di interessenza del Gruppo		810	868
Quota di interessenza di terzi		369	244
<i>Risultato per azione (euro) attribuibile agli azionisti ordinari della Capogruppo</i>		0,09	0,09
<i>Risultato diluito per azione (euro) attribuibile agli azionisti ordinari della Capogruppo</i>		0,09	0,09
<i>Risultato delle continuing operations per azione (euro) attribuibile agli azionisti ordinari della Capogruppo</i>		0,09	0,09
<i>Risultato diluito delle continuing operations per azione (euro) attribuibile agli azionisti ordinari della Capogruppo</i>		0,09	0,09

(1) Il risultato netto diluito del Gruppo per azione coincide con il risultato netto del Gruppo per azione.

## Prospetto dell'utile consolidato complessivo rilevato nel periodo

Milioni di euro	1° trimestre	
	2014	2015 restated
<b>Risultato netto del periodo (Gruppo e terzi)</b>	<b>1.179</b>	<b>1.112</b>
<b>Altre componenti di Conto economico complessivo riclassificabili a Conto economico:</b>		
Quota efficace delle variazioni di fair value della copertura di flussi finanziari	(179)	(84)
Quota di risultato rilevata a patrimonio netto da società valutate con il metodo del patrimonio netto	(6)	(7)
Variazione di fair value degli investimenti finanziari disponibili per la vendita	39	12
Variazione della riserva di traduzione	1.095	(413)
<b>Utili e perdite rilevati direttamente a patrimonio netto</b>	<b>949</b>	<b>(492)</b>
<b>Utile complessivo rilevato nel periodo</b>	<b>2.128</b>	<b>620</b>
<b>Quota di interessenza:</b>		
- del Gruppo	1.204	584
- di terzi	924	36

## Situazione patrimoniale consolidata sintetica

Milioni di euro

	Note	al 31.03.2015	al 31.12.2014
<b>ATTIVITA'</b>			
<b>Attività non correnti</b>			
- Attività materiali e immateriali		91.868	89.844
- Avviamento		14.080	14.027
- Partecipazioni valutate con il metodo		879	872
- Altre attività non correnti <sup>(1)</sup>		14.125	12.932
<b>Totale attività non correnti</b>	6.a	<b>120.952</b>	<b>117.675</b>
<b>Attività correnti</b>			
- Rimanenze		3.192	3.334
- Crediti commerciali		13.668	12.022
- Disponibilità liquide e mezzi equivalenti		10.349	13.088
- Altre attività correnti <sup>(2)</sup>		14.574	13.737
<b>Totale attività correnti</b>	6.b	<b>41.783</b>	<b>42.181</b>
<b>Attività possedute per la vendita</b>	6.c	<b>6.830</b>	<b>6.778</b>
<b>TOTALE ATTIVITÀ</b>		<b>169.565</b>	<b>166.634</b>
<b>PATRIMONIO NETTO E PASSIVITÀ</b>			
- Patrimonio netto del Gruppo	6.d	32.723	31.506
- Interessenze di terzi		20.775	19.639
<b>Totale patrimonio netto</b>		<b>53.498</b>	<b>51.145</b>
<b>Passività non correnti</b>			
- Finanziamenti a lungo termine		46.879	48.655
- Fondi diversi e passività per imposte differite		17.346	16.958
- Altre passività non correnti		3.989	3.905
<b>Totale passività non correnti</b>	6.e	<b>68.214</b>	<b>69.518</b>
<b>Passività correnti</b>			
- Finanziamenti a breve termine e quote correnti dei finanziamenti		8.763	8.377
- Debiti commerciali		12.420	13.419
- Altre passività correnti		21.201	18.885
<b>Totale passività correnti</b>	6.f	<b>42.384</b>	<b>40.681</b>
<b>Passività possedute per la vendita</b>	6.g	<b>5.469</b>	<b>5.290</b>
<b>TOTALE PASSIVITÀ</b>		<b>116.067</b>	<b>115.489</b>
<b>TOTALE PATRIMONIO NETTO E PASSIVITÀ</b>		<b>169.565</b>	<b>166.634</b>

(1) Di cui crediti finanziari a lungo termine e titoli diversi al 31 marzo 2015 rispettivamente pari a 2.513 milioni di euro (2.522 milioni di euro al 31 dicembre 2014) e 180 milioni di euro (179 milioni di euro al 31 dicembre 2014).

(2) Di cui quota corrente dei crediti finanziari a lungo termine, crediti finanziari a breve termine e titoli diversi al 31 marzo 2015 rispettivamente pari a 1.274 milioni di euro (1.566 milioni di euro al 31 dicembre 2014), 1.787 milioni di euro (2.154 milioni di euro al 31 dicembre 2014) e 25 milioni di euro (140 milioni di euro al 31 dicembre 2014).

## Prospecto delle variazioni del Patrimonio netto consolidato

Milioni di euro	Capitale sociale e riserve del Gruppo													Totale patrimonio netto	
	Capitale sociale	Riserva da sovrapprezzo azioni	Riserva legale	Altre riserve	Riserva convers. bilanci in valuta estera	Riserve da valutazione strumenti finanziari derivati Cash flow hedge	Riserve da valutazione strumenti finanziari disponibili per la vendita	Riserva per cessioni quote azionarie senza perdita di controllo	Riserva da acquisizioni di non controlling interest	Riserva da partec. valutate con metodo patr. netto	Riserve per benefici ai dipendenti	Utili e perdite accumulati	Patrimonio netto del Gruppo	Patrimonio netto di terzi	
al 1° gennaio 2014	9.403	5.292	1.881	2.262	(1.100)	(1.618)	128	721	62	(16)	(528)	19.454	35.941	16.898	52.839
Effetto applicazione IFRS 11					16	26				(42)				(7)	(7)
al 1° gennaio 2014 restated	9.403	5.292	1.881	2.262	(1.084)	(1.592)	128	721	62	(58)	(528)	19.454	35.941	16.891	52.832
Distribuzione dividendi e acconti	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(335)	(335)
Operazioni su non controlling interest	-	-	-	-	-	-	-	-	9	-	-	-	9	-	9
Variazione perimetro di consolidato	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(6)	(6)	(404)	(410)
Utile complessivo rilevato	-	-	-	-	(234)	(56)	12	-	-	(6)	-	868	584	36	620
di cui:															
- utile/(perdita) rilevato direttamente a patrimonio netto	-	-	-	-	(234)	(56)	12	-	-	(6)	-	-	(284)	(208)	(492)
- utile del periodo	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	868	868	244	1.112
al 31 marzo 2014 restated	9.403	5.292	1.881	2.262	(1.318)	(1.648)	140	721	71	(64)	(528)	20.316	36.528	16.188	52.716
al 1° gennaio 2015	9.403	5.292	1.881	2.262	(1.321)	(1.806)	105	(2.113)	(193)	(74)	(671)	18.741	31.506	19.639	51.145
Distribuzione dividendi e acconti	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(76)	(76)
Operazioni su non controlling interest	-	-	-	-	-	-	-	-	13	-	-	-	13	288	301
Utile complessivo rilevato	-	-	-	-	505	(146)	39	-	-	(4)	-	810	1.204	924	2.128
di cui:															
- utile/(perdita) rilevato direttamente a patrimonio netto	-	-	-	-	505	(146)	39	-	-	(4)	-	-	394	555	949
- utile del periodo	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	810	810	369	1.179
al 31 marzo 2015	9.403	5.292	1.881	2.262	(816)	(1.952)	144	(2.100)	(193)	(78)	(671)	19.551	32.723	20.775	53.498

## Rendiconto finanziario consolidato sintetico

Milioni di euro

1° trimestre

	2015	2014 restated
<b>Risultato prima delle imposte</b>	<b>1.882</b>	<b>1.766</b>
Rettifiche per:		
Ammortamenti e perdite di valore su attività materiali e immateriali	1.225	1.270
Effetti adeguamento cambi attività e passività in valuta (incluse cassa ed equivalenti di cassa)	1.074	106
(Proventi)/Oneri finanziari	634	614
Variazione delle rimanenze, dei crediti e dei debiti commerciali	(2.453)	(3.049)
Interessi e altri oneri finanziari pagati e incassati	(1.066)	(769)
Altri movimenti	(820)	(131)
<b>Cash flow da attività operativa (A)</b>	<b>476</b>	<b>(193)</b>
Investimenti in attività materiali e immateriali	(1.340)	(1.083)
Investimenti in imprese (o rami di) al netto delle disponibilità liquide e mezzi equivalenti acquisiti	(17)	-
Dismissioni di imprese (o rami di) al netto delle disponibilità liquide e mezzi equivalenti ceduti	-	23
(Incremento)/Decremento di altre attività di investimento	99	23
<b>Cash flow da attività di (investimento)/disinvestimento (B)</b>	<b>(1.258)</b>	<b>(1.037)</b>
Nuove emissioni ed altre accensioni di debiti finanziari a lungo termine	2.090	1.983
Rimborsi e altre variazioni dell'indebitamento finanziario netto	(4.383)	451
Incassi/Esborsi per operazioni di cessione/(acquisto) di quote non controlling interest	301	(180)
Dividendi e acconti sui dividendi pagati	(278)	(296)
<b>Cash flow da attività di finanziamento (C)</b>	<b>(2.270)</b>	<b>1.958</b>
<b>Effetto variazione cambi su disponibilità liquide e mezzi equivalenti (D)</b>	<b>185</b>	<b>(77)</b>
<b>Incremento/(Decremento) disponibilità liquide e mezzi equivalenti (A+B+C+D)</b>	<b>(2.867)</b>	<b>651</b>
Disponibilità liquide, mezzi equivalenti e titoli a breve all'inizio del periodo (1)	13.255	7.900
Disponibilità liquide, mezzi equivalenti e titoli a breve alla fine del periodo (2)	10.388	8.551

- (1) Di cui "Disponibilità liquide e mezzi equivalenti" per 13.088 milioni di euro al 1° gennaio 2015 (7.873 milioni di euro al 1° gennaio 2014), "Titoli a breve" pari a 140 milioni di euro al 1° gennaio 2015 (17 milioni di euro al 1° gennaio 2014) e "Disponibilità liquide e mezzi equivalenti" delle "Attività possedute per la vendita" pari a 27 milioni di euro al 1° gennaio 2015 (10 milioni di euro al 1° gennaio 2014).
- (2) Di cui "Disponibilità liquide e mezzi equivalenti" per 10.349 milioni di euro al 31 marzo 2015 (8.522 milioni di euro al 31 marzo 2014), "Titoli a breve" pari a 25 milioni di euro al 31 marzo 2015 (29 milioni di euro al 31 marzo 2014) e "Disponibilità liquide e mezzi equivalenti" delle "Attività possedute per la vendita" pari a 14 milioni di euro al 31 marzo 2015 (non presenti al 31 marzo 2014).

## Note illustrative al Bilancio consolidato trimestrale abbreviato al 31 marzo 2015

### 1. Principi contabili e criteri di valutazione

I principi contabili ed i criteri di valutazione applicati nella redazione del presente Resoconto intermedio di gestione al 31 marzo 2015, non sottoposto a revisione legale, sono conformi a quelli adottati per la predisposizione del Bilancio consolidato al 31 dicembre 2014, cui si rimanda per una loro più ampia trattazione. Si evidenzia, inoltre, che dal 1° gennaio 2015 sono divenuti applicabili la seguente interpretazione e le seguenti modifiche ai principi esistenti:

- > "IFRIC 21 – *Tributi*", tratta la contabilizzazione di una passività relativa al pagamento di un tributo, che non rientra nell'ambito applicativo di altri principi (ad esempio, le imposte sul reddito) e diverso da multe o sanzioni dovute per violazione di leggi, imposta dallo Stato o, in generale, da enti governativi, locali, nazionali o internazionali. In particolare, l'interpretazione dispone che la predetta passività debba essere rilevata in bilancio quando si verifica il fatto vincolante che genera l'obbligazione al pagamento del tributo, così come definito dalla legislazione. Qualora il fatto vincolante si verifichi lungo un determinato arco temporale (ad esempio, la generazione di ricavi in un determinato periodo di tempo), la passività deve essere rilevata progressivamente. Se l'obbligazione a pagare un tributo scaturisce dal raggiungimento di una soglia minima (ad esempio, il raggiungimento di un ammontare minimo di ricavi generati), la corrispondente passività è rilevata nel momento in cui tale soglia è raggiunta. Gli effetti dell'applicazione delle nuove disposizioni è descritta nella successiva nota 2.
- > "Ciclo annuale di miglioramenti agli IFRS 2011 – 2013", contiene modifiche formali e chiarimenti a principi già esistenti, che non hanno comportato impatti nel presente resoconto. In particolare, sono stati modificati i seguenti principi:
  - "IFRS 3 – Aggregazioni aziendali"; la modifica chiarisce che l'IFRS 3 non si applica al bilancio di un *joint arrangement* nel contabilizzare la costituzione dell'accordo stesso.
  - "IFRS 13 – Valutazione del *fair value*"; la modifica chiarisce che l'eccezione prevista dal principio di valutare le attività e le passività finanziarie basandosi sull'esposizione netta di portafoglio ("the portfolio exception") si applica a tutti i contratti che rientrano nell'ambito di applicazione dello IAS 39 o IFRS 9 anche se non soddisfano i requisiti previsti dallo IAS 32 per essere classificati come attività o passività finanziarie.
  - "IAS 40 – Investimenti immobiliari"; in base allo IAS 40 un immobile detenuto da un locatario mediante un leasing operativo può essere qualificato come investimento immobiliare, se e solo se l'immobile soddisfa i requisiti previsti dal principio per essere qualificato come tale e il locatario valuta tali investimenti in base al modello del *fair value*. La modifica, chiarisce che è necessario il giudizio del *management* per determinare se l'acquisizione di un investimento immobiliare rappresenti l'acquisizione di un asset o gruppo di asset o di una *business combination* secondo quanto disposto dall'IFRS 3. Tale giudizio deve essere in linea con le applicazioni supplementari dell'IFRS 3.

Il "Ciclo annuale di miglioramenti agli IFRS 2011 – 2013", ha modificato le Basis for Conclusion del principio "IFRS 1 – Prima adozione degli *international financial reporting*

*standards*" per chiarire che un *first-time adopter* può adottare un nuovo IFRS, la cui adozione non è ancora obbligatoria, se l'IFRS permette un'applicazione anticipata.

### **Uso di stime**

La redazione del Bilancio consolidato trimestrale abbreviato richiede da parte della direzione aziendale l'effettuazione di stime e di assunzioni che hanno effetto sui valori dei ricavi, dei costi, delle attività e delle passività di bilancio e sull'informativa relativa ad attività e passività potenziali alla data del bilancio stesso. Le modifiche delle condizioni alla base delle assunzioni e dei giudizi adottati potrebbero determinare un impatto rilevante sui risultati successivi. Ai fini della redazione del presente Bilancio consolidato trimestrale abbreviato, coerentemente con l'ultimo Bilancio consolidato al 31 dicembre 2014, il ricorso all'uso di stime ha riguardato le medesime fattispecie già caratterizzate da un processo di stima ai fini della predisposizione del bilancio annuale. Per una più ampia descrizione dei processi valutativi più rilevanti per il Gruppo, si rinvia al paragrafo "Uso di stime" contenuto nella Nota 2 del Bilancio consolidato al 31 dicembre 2014.

### **Effetti della stagionalità**

Il fatturato e i risultati economici del Gruppo potrebbero risentire, sia pure in maniera lieve, del mutare delle condizioni climatiche. In particolare, nei periodi dell'anno caratterizzati da temperature più miti si riducono le quantità vendute di gas, mentre nei periodi di chiusura per ferie degli stabilimenti industriali si riducono le quantità vendute di energia elettrica. Tenuto conto della rilevanza economica di tale andamento, non viene fornita l'informativa finanziaria aggiuntiva (richiesta dallo IAS 34.21) relativa all'andamento dei dodici mesi chiusi al 31 marzo 2015.

## **2. Rideterminazione delle informazioni comparative**

A seguito dell'applicazione, a partire dal 1° gennaio 2015 e con effetto retrospettivo, del nuovo principio "IFRIC 21 – Tributi", secondo il quale l'imposta va rilevata quando si verifica il fatto vincolante che genera l'obbligazione al pagamento del tributo, così come definito dalla legislazione, alcune imposte indirette sui beni immobili in Spagna sono rilevate per intero a inizio esercizio e non più riscontate lungo lo stesso.

Tale modifica ha generato, per il primo trimestre 2014, un maggior onere rilevato negli "Altri costi operativi" per 45 milioni di euro, con un correlato beneficio fiscale sulle "Imposte sul reddito" per 15 milioni di euro; conseguentemente, per effetto di tale modifica il "Risultato del periodo" del primo trimestre 2014 subisce una diminuzione, rispetto a quanto presentato nel Resoconto intermedio di gestione al 31 marzo 2014, di 30 milioni di euro. L'impatto è integralmente ascrivibile alla Regione Iberia; in particolare dei 45 milioni di euro di cui sopra, 42 milioni di euro sono riferibili agli impianti di generazione e 3 milioni di euro sono riferibili alle infrastrutture di rete.

### 3. Principali variazioni dell'area di consolidamento

#### 2014

- > perdita del controllo, a partire dal 1° gennaio 2014, di SE Hydropower, in virtù degli accordi siglati nel 2010 in sede di acquisizione della società che prevedevano la modifica degli assetti di governance societaria a partire da tale data, determinando di conseguenza il venir meno del presupposto del controllo da parte del Gruppo Enel a favore di un controllo congiunto; per effetto della nuova organizzazione societaria, la partecipata è stata qualificata come una joint operation ai sensi dell'IFRS 11;
- > acquisizione, attraverso un'offerta pubblica di acquisto aperta tra il 14 gennaio 2014 e il 16 maggio 2014, dell'ulteriore quota del 15,18% di Coelce, società operante nella distribuzione di energia elettrica in Brasile e già precedentemente controllata dal Gruppo;
- > acquisizione, in data 22 aprile 2014, del 50% di Inversiones Gas Atacama, società cilena operante nel trasporto di gas naturale e nella generazione di energia elettrica e nella quale il Gruppo deteneva una percentuale del 50%; pertanto, la società non è più consolidata con il metodo del patrimonio netto, ma integralmente;
- > acquisizione, in data 12 maggio 2014, del 26% di Buffalo Dunes Wind Project, operante nella generazione eolica negli Stati Uniti e nella quale il Gruppo deteneva una percentuale del 49%; pertanto, la società non è più consolidata con il metodo del patrimonio netto, ma integralmente;
- > acquisizione, in data 22 luglio 2014, del restante 50% del capitale di Enel Green Power Solar Energy, società italiana attiva nello sviluppo, progettazione, costruzione e gestione di impianti fotovoltaici e nella quale il Gruppo deteneva già l'altra quota del 50%; pertanto, a valle di tale operazione la società non è più consolidata con il metodo del patrimonio netto, ma integralmente;
- > acquisizione in data 4 settembre 2014, della quota residuale del 39% di Generandes Perù (già controllata attraverso una partecipazione del 61%), società che controlla, con una quota del 54,20%, Edegel, società operante nella generazione di energia elettrica in Perù;
- > acquisizione in data 17 settembre 2014, del 100% del capitale sociale di Osage Wind LLC, società titolare di un progetto di sviluppo eolico per 150 MW negli Stati Uniti e nel mese di ottobre 2014 è stata perfezionata la cessione di una quota del 50% della stessa società. Conseguentemente, la società detenuta in joint control, è passata ad essere valutata con il metodo del patrimonio netto;
- > cessione, in data 21 novembre 2014, del 21,92% di Endesa, attraverso offerta pubblica di vendita;
- > cessione nel mese di dicembre 2014, dell'intero pacchetto azionario (36,2%) detenuto in La Geo, società operante nella generazione da fonte geotermoelettrica in El Salvador;
- > cessione nel mese di dicembre 2014, del 100% del capitale di Enel Green Power France, società operante nella generazione da fonte rinnovabile in Francia.

Si segnala inoltre che a seguito di operazioni di riorganizzazione interna al Gruppo, finalizzate al riassetto delle partecipazioni nella Divisione Iberia e America Latina, si sono realizzate alcune variazioni nella quota attribuibile alle interessenze di terzi relativamente ad alcune partecipazioni. In particolare, in data 23 ottobre 2014 Endesa (detenuta dal Gruppo in ragione del 92,06%) ha ceduto a Enel Energy Europe, ora Enel Iberoamérica (società

interamente controllata) le quote partecipative del 100% di Endesa Latinoamérica (holding di partecipazioni che deteneva il 40,32% del capitale di Enersis) e del 20,3% di Enersis, società capofila delle attività in America Latina. Tale operazione ha fatto sì che il Gruppo aumentasse la quota di sua interessenza in Enersis del 4,81%.

## 2015

- > cessione, in data 29 gennaio 2015, di SF Energy, società operante nella generazione di energia elettrica da fonte idroelettrica in Italia;
- > acquisizione in data 6 marzo 2015, della quota non detenuta precedentemente dal Gruppo, pari al 66,7%, di 3Sun, società operante nel fotovoltaico; mediante tale acquisizione il Gruppo ha ottenuto il controllo della società che pertanto viene ora consolidata con il metodo integrale;
- > cessione, in data 31 marzo 2015, del 49% di EGPNA Renewable Energy Partners, società operante nella generazione di energia elettrica negli Stati Uniti; avendo mantenuto il controllo sulla società, l'operazione si configura come una operazione su non controlling interest.

### Acquisizione di 3Sun

In data 6 marzo 2015, Enel Green Power ha completato l'acquisto da STM e Sharp dell'ulteriore quota del 66,7% nel capitale di 3Sun così come stabilito nell'accordo siglato con gli stessi nel mese di luglio 2014.

Pertanto, a valle dell'operazione, la società risulta detenuta totalmente dal Gruppo ed è consolidata integralmente anziché secondo il metodo del patrimonio netto.

In base a quanto previsto dall'IFRS3R, tale operazione ricade nella fattispecie di un'aggregazione aziendale realizzata in più fasi (step-up acquisition) e, pertanto, le rettifiche di fair value riferite alla parte di attività nette già possedute sono state rilevate nel conto economico del periodo. Il processo di allocazione del costo di acquisto al fair value delle attività acquisite, delle passività e delle passività potenziali assunte, non è ancora definitivo.

### Effetto dell'operazione

Milioni di euro	
<b>Attività nette acquisite</b>	<b>39</b>
<b>Valore della business combination:</b>	
- valore contabile dell'interessenza precedentemente detenuta	1
- rimisurazione al fair value dell'interessenza precedentemente detenuta	12
- costo dell'acquisizione effettuata nel 2015	-
<b>Totale</b>	<b>13</b>
Negative goodwill	(26)

In attesa del completamento del processo di Purchase Price Allocation, nella seguente tabella sono esposti i fair value provvisori delle attività acquisite, delle passività e delle passività potenziali assunte, alla data di acquisizione:

Milioni di euro	Valori provvisori alla data di acquisizione
Immobili, impianti e macchinari	124
Attività immateriali	7
Altre attività correnti e non	90
<b>Totale attività</b>	<b>221</b>
Patrimonio netto di Gruppo	39
Indebitamento finanziario	148
Debiti commerciali	29
Passività per imposte differite e altre passività	6
<b>Totale patrimonio netto e passività</b>	<b>221</b>

### Cessione della quota di interessenza in EGPNA Renewable Energy Partners

In data 31 marzo 2015, attraverso la sua controllata Enel Green Power North America, il Gruppo ha sottoscritto un accordo per la vendita di una quota del 49% di una newco, EGPNA Renewable Energy Partners, nella quale sono andate a confluire alcune società operanti principalmente nel settore eolico ed idroelettrico.

Il Gruppo continuerà a possedere indirettamente il 51% della società, che sarà consolidata integralmente, e continuerà ad essere responsabile della gestione degli asset della controllata, dal punto di vista amministrativo, operativo e della manutenzione.

La cessione ha generato un incasso complessivo di 309 milioni di euro che, al netto degli oneri accessori (pari a 8 milioni di euro), ammonta a 301 milioni di euro anche tenuto conto del valore attribuito ad alcuni progetti assoggettati a condizioni sospensive che alla data del presente Resoconto non si sono ancora realizzate.

Il risultato economico dell'operazione, determinato come differenza tra il prezzo netto di vendita e la quota di patrimonio netto ceduta alle interessenze di terzi, è pari a 19 milioni di euro ed è stato allocato in una riserva di patrimonio netto, dal momento che il Gruppo mantiene il controllo della società oggetto della cessione.

### Effetto dell'operazione

Milioni di euro	
Valore dell'operazione <sup>(1)</sup>	301
Attività nette cedute	282
Riserva per operazioni su non controlling interest	19
- di cui quota attribuibile al Gruppo Enel	13
- di cui quota attribuibile alle interessenze di terzi	6

(1) al netto dei costi di transazione.

## 4. Dati patrimoniali per area di attività

La rappresentazione dei dati patrimoniali per area di attività è effettuata in base all'approccio utilizzato dal management per monitorare le performance del Gruppo nei due periodi messi a confronto.

Per maggiori informazioni sugli andamenti economici e patrimoniali che hanno caratterizzato l'esercizio corrente, si rimanda all'apposita sezione del presente Resoconto intermedio di gestione.

### Dati patrimoniali per area di attività

Al 31 marzo 2015

Milioni di euro	Italia	Penisola Iberica	America Latina	Europa dell'Est	Energie Rinnovabili	Altro, elisioni e rettifiche	Totale
Immobili, impianti e macchinari	22.443	23.715	12.916	7.026	12.814	178	79.092
Attività immateriali	1.181	14.792	11.581	909	2.301	75	30.839
Crediti commerciali	8.870	2.633	2.005	337	450	(597)	13.698
Altro	3.861	1.588	964	627	649	(280)	7.409
<b>Attività Operative</b>	<b>36.355 <sup>(1)</sup></b>	<b>42.728</b>	<b>27.466</b>	<b>8.899 <sup>(3)</sup></b>	<b>16.214</b>	<b>(624)</b>	<b>131.038</b>
Debiti commerciali	7.300	2.246	2.501	618	712	(715)	12.662
Fondi diversi	3.330	3.936	748	2.604	203	433	11.254
Altro	6.857	2.280	1.430	1.307	514	(446)	11.942
<b>Passività Operative</b>	<b>17.487 <sup>(2)</sup></b>	<b>8.462</b>	<b>4.679</b>	<b>4.529 <sup>(4)</sup></b>	<b>1.429</b>	<b>(728)</b>	<b>35.858</b>

(1) Di cui 301 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

(2) Di cui 16 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

(3) Di cui 4.370 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

(4) Di cui 2.767 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

Al 31 dicembre 2014

Milioni di euro	Italia	Penisola Iberica	America Latina	Europa dell'Est	Energie Rinnovabili	Altro, elisioni e rettifiche	Totale
Immobili, impianti e macchinari	22.528	23.865	11.950	6.702	11.765	161	76.971
Attività immateriali	1.241	14.817	11.572	912	2.248	72	30.862
Crediti commerciali	8.010	2.185	1.656	409	440	(598)	12.102
Altro	3.951	1.488	800	501	599	(340)	6.999
<b>Attività Operative</b>	<b>35.730 <sup>(1)</sup></b>	<b>42.355 <sup>(3)</sup></b>	<b>25.978 <sup>(4)</sup></b>	<b>8.524 <sup>(5)</sup></b>	<b>15.052</b>	<b>(705)</b>	<b>126.934</b>
Debiti commerciali	8.276	2.467	2.181	747	892	(853)	13.710
Fondi diversi	3.417	3.979	766	2.572	193	413	11.340
Altro	6.088	2.517	1.318	1.304	560	(276)	11.511
<b>Passività Operative</b>	<b>17.781 <sup>(2)</sup></b>	<b>8.963</b>	<b>4.265</b>	<b>4.623 <sup>(6)</sup></b>	<b>1.645</b>	<b>(716)</b>	<b>36.561</b>

(1) Di cui 347 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

(2) Di cui 22 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

(3) Di cui 4 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

(4) Di cui 10 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

(5) Di cui 4.255 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

(6) Di cui 2.790 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

La seguente tabella presenta la riconciliazione tra attività e passività di settore e quelle consolidate.

Milioni di euro

	al 31.03.2015	al 31.12.2014
<b>Totale attività</b>	<b>169.565</b>	<b>166.634</b>
Partecipazioni valutate con il metodo del PN	879	872
Attività finanziarie non correnti	6.112	4.980
Crediti tributari a lungo inclusi in Altre Att. Non corr.	566	501
Attività finanziarie correnti	9.992	9.484
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	10.349	13.088
Attività per imposte anticipate	7.044	7.067
Crediti tributari	1.426	1.547
Attività finanziarie e fiscali di Attività possedute per la vendita	2.159	2.161
<b>Attività di settore</b>	<b>131.038</b>	<b>126.934</b>
 <b>Totale passività</b>	<b>116.067</b>	<b>115.489</b>
Finanziamenti a lungo termine	46.879	48.655
Passività finanziarie non correnti	2.449	2.441
Finanziamenti a breve termine	2.802	3.252
Quote correnti dei finanziamenti a lungo termine	5.961	5.125
Passività finanziarie correnti	7.722	6.618
Passività di imposte differite	9.605	9.220
Debiti per imposte sul reddito	657	253
Debiti tributari diversi	1.448	887
Passività finanziarie e fiscali di Passività possedute per la vendita	2.686	2.477
<b>Passività di settore</b>	<b>35.858</b>	<b>36.561</b>

## 5. Informazioni sul Conto economico consolidato sintetico

### 5.a Ricavi

Milioni di euro	1° trimestre		
	2015	2014 restated	Variazioni
Vendita energia elettrica	11.938	11.744	194 1,7%
Trasporto energia elettrica	2.381	2.361	20 0,8%
Corrispettivi da gestori di rete	185	176	9 5,1%
Contributi da Cassa Conguaglio Settore Elettrico e organismi assimilati	285	376	(91) -24,2%
Vendite gas	1.550	1.409	141 10,0%
Trasporto gas	216	188	28 14,9%
Rimisurazione a fair value a seguito di modifiche del controllo	12	50	(38) -76,0%
Plusvalenze da cessione attività	18	85	(67) -78,8%
Altri servizi, vendite e proventi diversi	3.385	1.793	1.592 88,8%
<b>Totale</b>	<b>19.970</b>	<b>18.182</b>	<b>1.788 9,8%</b>

Nel primo trimestre del 2015 i ricavi da **vendita di energia elettrica** ammontano a 11.938 milioni di euro, in aumento di 194 milioni di euro rispetto al corrispondente periodo dell'esercizio precedente. Tale variazione è da collegare ai seguenti fattori:

- > maggiori ricavi da vendita di energia elettrica ai clienti finali per 240 milioni di euro, principalmente dovuto ai maggiori ricavi conseguiti sui mercati regolamentati (pari a 280 milioni di euro) a seguito delle maggiori quantità vendute, parzialmente compensati dai minori ricavi sui mercati liberi (pari a 40 milioni di euro);
  - > maggiori ricavi per attività di trading di energia elettrica per 77 milioni di euro, sostanzialmente conseguenti i maggiori volumi intermediati;
- Tali effetti sono stati parzialmente compensati dalla riduzione dei ricavi per vendita di energia all'ingrosso per 123 milioni di euro, prevalentemente concentrata all'estero.

I **ricavi da trasporto di energia elettrica** ammontano nel primo trimestre del 2015 a 2.381 milioni di euro, con un incremento di 20 milioni di euro riferibile prevalentemente ai maggiori ricavi relativi al trasporto di energia per il mercato regolato.

Nel primo trimestre del 2015, i ricavi per **contributi ricevuti da Cassa Conguaglio Settore elettrico e organismi assimilati** sono pari a 285 milioni di euro, in diminuzione di 91 milioni di euro rispetto all'analogo periodo del 2014. L'andamento è da riferire sostanzialmente al maggior margine di generazione nell'area extrapeninsulare spagnola, legato ad un incremento nei ricavi di vendita e ad una riduzione dei costi dei combustibili.

I **ricavi da vendita di gas** ammontano nel primo trimestre del 2015 a 1.550 milioni di euro, con un incremento di 141 milioni di euro da attribuire principalmente alle maggiori quantità vendute ai clienti finali.

I ricavi per **trasporto di gas** nel primo trimestre del 2015 sono pari a 216 milioni di euro, con un incremento di 28 milioni di euro (14,9%) rispetto allo stesso periodo dell'esercizio precedente da riferire all'incremento delle quantità vendute.

**I proventi da rimisurazione a fair value a seguito di modifiche nel controllo**

ammontano nel primo trimestre 2015 a 12 milioni di euro e sono relative all'adeguamento al loro valore corrente delle attività e passività di pertinenza del gruppo già possedute da Enel antecedentemente all'acquisizione del pieno controllo della società 3Sun. Nel primo trimestre 2014 la voce ammontava a 50 milioni di euro, riferibili alle attività e passività di SE Hydropower, nella misura corrispondente alla quota di partecipazione ancora detenuta dal Gruppo nella società, conseguente alla perdita del controllo della stessa avvenuta a seguito della modifica dell'assetto di governance e senza nessuno scambio di quote partecipative.

Le **plusvalenze da cessione di attività** sono pari nel primo trimestre 2015 a 18 milioni di euro, in diminuzione di 67 milioni di euro rispetto all'analogo periodo precedente. Tale valore è riferibile principalmente alla plusvalenza derivante dalla vendita della società San Floriano Energy, mentre il valore del periodo precedente era riferito all'adeguamento del prezzo di vendita della società Artic Russia.

I ricavi per **altri servizi, vendite e proventi diversi** si attestano nel primo trimestre del 2015 a 3.385 milioni di euro (1.793 milioni di euro nel primo trimestre 2014) evidenziando un incremento di 1.592 milioni di euro (88,8%). Tale incremento è da collegare essenzialmente ai seguenti fenomeni:

- > maggiori vendite di combustibili per 1.030 milioni di euro per i maggiori volumi di gas intermediati per far fronte alle vendite a clienti.
- > maggiori ricavi per vendite di certificati ambientali per 329 milioni di euro connessi principalmente alle maggiori quantità intermediate dei diritti di emissione CO<sub>2</sub>.

## 5.b Costi

Milioni di euro	1° trimestre		
	2015	2014 restated	Variazioni
Acquisto di energia elettrica	5.766	5.604	162 2,9%
Consumi di combustibili per generazione di energia elettrica	1.312	1.473	(161) -10,9%
Combustibili per trading e gas naturale per vendite ai clienti finali	3.079	1.608	1.471 91,5%
Materiali	492	318	174 54,7%
Costo del personale	1.155	1.109	46 4,1%
Servizi e godimento beni di terzi	3.793	3.784	9 0,2%
Ammortamenti e perdite di valore	1.398	1.428	(30) -2,1%
Oneri per certificati ambientali	184	202	(18) -8,91 %
Altri costi operativi	514	437	77 17,62 %
Costi capitalizzati	(266)	(299)	33 -11,0%
<b>Totale costi</b>	<b>17.427</b>	<b>15.664</b>	<b>1.763 11,3%</b>

I costi per **acquisto di energia elettrica** nel primo trimestre del 2015 sono pari a 5.766 milioni di euro con un incremento di 162 milioni di euro (2,9%), riferibile ai maggiori acquisti effettuati sulle borse dell'energia elettrica (89 milioni di euro) e in particolar modo in quella italiana, all'incremento delle operazioni su contratti bilaterali (29 milioni di euro), nonché all'aumento degli altri costi di acquisto di energia sui mercati esteri e domestici per 44 milioni di euro.

I costi per **consumi di combustibili per generazione di energia elettrica** nel primo trimestre del 2015 sono pari a 1.312 milioni di euro, con un decremento di 161 milioni di euro (-10,9%) rispetto ai valori del corrispondente periodo dell'esercizio precedente. Tale decremento risente dei minori volumi di energia prodotti da fonte termoelettrica che, peraltro, ha privilegiato l'utilizzo di combustibili dal costo medio unitario inferiore.

I costi per l'acquisto di **combustibili per trading e gas per vendite ai clienti finali** si attestano nel primo trimestre del 2015 a 3.079 milioni di euro, con un incremento di 1.471 milioni di euro (91,5%) rispetto al primo trimestre del 2014. La variazione riflette la maggiore attività di intermediazione effettuata nel mercato delle commodity già commentata nei ricavi.

I costi per **materiali**, pari a 492 milioni di euro nel primo trimestre del 2015, sono in incremento di 173 milioni di euro rispetto al corrispondente periodo dell'esercizio precedente.

**Il costo del personale** nel primo trimestre del 2015 è pari a 1.155 milioni di euro, con un incremento di 46 milioni di euro (4,1%) rispetto allo stesso periodo dell'esercizio precedente. La variazione è quasi esclusivamente addebitabile agli incrementi salariali e contributivi rilevati in America Latina. Il personale del Gruppo al 31 marzo 2015 è pari a 68.892 dipendenti, di cui 35.437 impegnati nelle società del Gruppo con sede all'estero. L'organico nel primo trimestre del 2015 si è ridotto per effetto del saldo negativo tra assunzioni e cessazioni (-378 risorse).

L'incremento connesso alla variazione di perimetro (309 risorse) avvenuta nel primo trimestre 2015 è riferibile principalmente all'avvenuta modifica nel metodo di consolidamento della società 3Sun che, a seguito dell'acquisizione del 100% viene ora consolidata integralmente, e in misura residuale all'acquisizione di società minori.

La variazione complessiva rispetto alla consistenza al 31 dicembre 2014 è, pertanto, così sintetizzabile:

<b>Consistenza al 31 dicembre 2014 <sup>(1)</sup></b>	<b>68.961</b>
Assunzioni	613
Cessazioni	(991)
Variazioni di perimetro	309
<b>Consistenza al 31 marzo 2015 <sup>(1)</sup></b>	<b>68.892</b>

(1) Include 4.430 e 4.350 unità riferibili al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" rispettivamente al 31 dicembre 2014 e al 31 marzo 2015.

I costi per prestazioni di **servizi e godimento beni di terzi** nel primo trimestre del 2015 ammontano a 3.793 milioni di euro, ed hanno un andamento sostanzialmente in linea rispetto al primo trimestre del 2014. In particolare, tale variazione è sostanzialmente attribuibile all'incremento dei vettoriamenti passivi.

Gli **ammortamenti e perdite di valore** nel primo trimestre del 2015 sono pari a 1.398 milioni di euro, in decremento di 30 milioni di euro rispetto al valore di 1.428 milioni di euro registrato nel primo trimestre del 2014. Tale decremento è principalmente riferibile ai minori ammortamenti che riflettono le perdite di valore rilevate a fine 2014, i cui effetti sono parzialmente compensati da maggiori adeguamenti netti sul valore dei crediti commerciali.

Gli **oneri per certificati ambientali** nel primo trimestre del 2015 sono pari a 184 milioni di euro, in decremento di 18 milioni di euro rispetto al corrispondente periodo del 2014. Tale decremento è sostanzialmente connesso alla riduzione del numero e del prezzo medio di mercato dei titoli necessari per il rispetto degli obblighi fissati dalle normative dei paesi di riferimento.

Gli **altri costi operativi** nel primo trimestre del 2015 ammontano a 514 milioni di euro, e presentano un incremento di 77 milioni di euro rispetto al corrispondente periodo del 2014. In particolare, la voce risente dell'adeguamento positivo del fondo rischi e contenzioso, rilevato nel primo trimestre 2014 per 63 milioni di euro, effettuato a valle dell'accordo transattivo formalizzato tra Enel Distribuzione, A2A e A2A Reti Elettriche che ha previsto il pagamento da parte di Enel Distribuzione a A2A Reti Elettriche di 89 milioni di euro con la rinuncia da parte di A2A a qualsiasi ulteriore pretesa, anche nei confronti di Enel SpA, in merito al contenzioso pendente avanti la Corte d'Appello di Milano. Tale effetto è parzialmente compensato dai minori accantonamenti per oneri ambientali a seguito di specifiche convenzioni siglate con alcune autorità locali.

Nel primo trimestre del 2015 i **costi capitalizzati** sono pari a 266 milioni di euro e presentano un andamento in linea con quello degli investimenti.

### **5.c Proventi/(Oneri) netti da contratti su commodity valutati al fair value**

I **Proventi/(Oneri) netti da contratti su commodity valutati al fair value** sono positivi per 82 milioni di euro nel primo trimestre del 2015, a fronte di un valore di 45 milioni di euro nei primi tre mesi del 2014. In particolare, il risultato dei primi tre mesi del 2015 è sostanzialmente riconducibile ai proventi netti realizzati nel periodo per 44 milioni di euro (40 milioni di euro nel primo trimestre 2014), nonché ai proventi netti da valutazione al fair value dei contratti derivati in essere alla fine del periodo per 38 milioni di euro (5 milioni di euro nel primo trimestre 2014).

### **5.d Oneri finanziari netti**

Gli **oneri finanziari netti** nel primo trimestre del 2015 ammontano a 767 milioni di euro a fronte degli 801 milioni di euro registrati nello stesso periodo dell'esercizio precedente.

In particolare, la riduzione di 34 milioni di euro trova sostanzialmente riscontro nei maggiori proventi netti su strumenti derivati, in parte compensati dalle differenze negative nette su cambi.

#### **5.e Quota dei proventi/(oneri) derivanti da partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto**

La **quota dei proventi / (oneri) derivanti da partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto** si attesta nel primo trimestre del 2015 a 24 milioni di euro, in aumento di 20 milioni di euro rispetto ai 4 milioni di euro rilevati nei primi tre mesi del 2014. La variazione risente sostanzialmente delle maggiori perdite rilevate da Elcogas nel primo trimestre 2014, i cui effetti sono parzialmente compensati dall'effetto delle variazioni di perimetro, prevalentemente riferibili alla cessione di LaGeo, e dal peggioramento dei risultati di alcune società in joint venture, tra cui Hydro Dolomiti Enel e Rusenergosbyt, quest'ultima a seguito dell'andamento dei tassi di cambio del rublo nei confronti dell'euro.

#### **5.f Imposte**

Le imposte del primo trimestre del 2015 ammontano a 703 milioni di euro (654 milioni di euro nel primo trimestre 2014), con un'incidenza sul risultato ante imposte del 37,4%. Il dato risulta in aumento rispetto a quanto registrato nel 2014 (37,0%) in quanto il beneficio derivante dall'illegittimità costituzionale sancita in merito all'applicazione dell'addizionale IRES (cd. "Robin Hood Tax") è più che compensato dagli effetti negativi derivanti dall'aumento dell'aliquota fiscale di competenza in Colombia e Cile.

### **6. Informazioni sullo Stato patrimoniale consolidato sintetico**

#### **6.a Attività non correnti - Euro 120.952 milioni**

Le *attività materiali e immateriali*, inclusive degli investimenti immobiliari, ammontano al 31 marzo 2015 a 91.868 di euro e presentano complessivamente un incremento di 2.024 milioni di euro. Tale variazione è riferibile sostanzialmente alle differenze cambio positive (1.752 milioni di euro), alle variazioni di perimetro di consolidato (131 milioni di euro riferiti all'acquisizione di 3Sun) agli investimenti del periodo (1.253 milioni di euro) al netto degli ammortamenti su tali attività (1.184 milioni di euro) e ad altri movimenti minori. In particolare, le differenze cambio positive si riferiscono all'apprezzamento rispetto all'euro del dollaro statunitense, del rublo russo e delle valute sudamericane (ad eccezione del real brasiliano) rispetto ai tassi di cambio al 31 dicembre 2014.

L'*avviamento*, pari a 14.080 milioni di euro, presenta un incremento di 53 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2014, dovuto all'adeguamento degli avviamenti in valuta al cambio corrente.

Le *partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto*, pari a 879 milioni di euro, si incrementano di 7 milioni di euro rispetto al valore registrato alla chiusura dell'esercizio precedente, sostanzialmente per effetto del risultato economico positivo di pertinenza del Gruppo rilevato dalle società valutate con l'equity method che ha più che compensato i dividendi erogati.

Le *altre attività non correnti* sono pari a 14.125 milioni di euro e sono così composte:

Milioni di euro

	al 31.03.2015	al 31.12.2014	Variazioni	
Attività per imposte anticipate	7.044	7.067	(23)	-0,3%
Crediti e titoli inclusi nell'indebitamento finanziario netto	2.693	2.701	(8)	-0,3%
Altre attività finanziarie non correnti	3.419	2.279	1.140	50,0%
Crediti verso Cassa Conguaglio Settore Elettrico e organismi assimilati	59	59	-	0,0%
Altri crediti a lungo termine	910	826	84	10,2%
<b>Totale</b>	<b>14.125</b>	<b>12.932</b>	<b>1.193</b>	<b>9,2%</b>

L'incremento del periodo, pari a 1.193 milioni di euro, è dovuto sostanzialmente all'aumento del fair value degli strumenti finanziari derivati (+ 1.104 milioni di euro, prevalentemente riferibili al deprezzamento dell'euro registratosi nel primo trimestre 2015), alla variazione positiva nelle altre partecipazioni (+ 58 milioni di euro, di cui 39 milioni di euro riferibili alla partecipazione nella società indonesiana Bayan Resources) e all'incremento dei crediti tributari (+65 milioni di euro). Tali effetti sono stati solo parzialmente compensati dal decremento delle attività finanziarie per servizi in concessione in Brasile (-47 milioni di euro).

#### **6.b Attività correnti - Euro 41.783 milioni**

Le *rimanenze* sono pari a 3.192 milioni di euro e presentano un decremento di 142 milioni di euro, riferibile principalmente alla diminuzione delle giacenze di gas, di combustibile nucleare e delle scorte di certificati verdi il cui effetto è stato solo parzialmente compensato dall'aumento delle quote dei diritti di emissione CO<sub>2</sub>.

I *crediti commerciali*, pari a 13.668 milioni di euro, sono in crescita di 1.646 milioni di euro. Tale variazione è correlata principalmente al calendario di fatturazione e di incasso in alcuni paesi.

Le *altre attività correnti*, pari a 14.574 milioni di euro, sono dettagliate come segue:

Milioni di euro

	al 31.03.2015	al 31.12.2014	Variazioni	
Attività finanziarie correnti incluse nell'indebitamento	3.086	3.860	(774)	-20,1%
Altre attività finanziarie correnti	6.906	5.624	1.282	22,8%
Crediti tributari	1.426	1.547	(121)	-7,8%
Crediti verso Cassa Conguaglio Settore Elettrico e organismi assimilati	932	1.010	(78)	-7,7%
Altri crediti a breve termine	2.224	1.696	528	31,1%
<b>Totale</b>	<b>14.574</b>	<b>13.737</b>	<b>837</b>	<b>6,1%</b>

L'incremento del periodo, pari a 837 milioni di euro, è riconducibile essenzialmente a:

- > incremento di 1.282 milioni di euro delle attività finanziarie correnti, connesso principalmente alle maggiori attività finanziarie relative a strumenti derivati (1.261 milioni di euro), anch'esse sostanzialmente connesse all'andamento delle valute;
- > decremento per 774 delle attività finanziarie correnti incluse nell'indebitamento, relativo sostanzialmente alla variazione dei crediti finanziari relativi al deficit tariffario in Spagna per 495 milioni di euro (a fronte di incassi effettuati nel trimestre per 758 milioni di euro e

- nuovi riconoscimenti relativi alla generazione extrapeninsulare per 263 milioni di euro) e alla riduzione dei cash collateral per 273 milioni di euro;
- > aumento di 528 milioni di euro degli altri crediti a breve termine, correlato principalmente alla variazione positiva dei risconti attivi, dei crediti per derivati scaduti su commodity energetiche e non ancora liquidati, nonché alla rilevazione a titolo di acconto sulle future revisioni tariffarie stabilito dal regolatore argentino mediante la Resolución n. 32/2015;
  - > decremento dei crediti tributari per complessivi 121 milioni di euro, essenzialmente connesso alla variazione negativa dei crediti tributari per imposte sul reddito per 62 milioni di euro e dei crediti per imposte indirette sui consumi di energia elettrica e di gas metano per 42 milioni di euro.

#### **6.c Attività possedute per la vendita - Euro 6.830 milioni**

Includono sostanzialmente le attività, valutate sulla base del presumibile valore di realizzo, relative, alle società Slovenské elektrárne, SE Hydropower e altre attività riferibili a società minori che, in ragione delle decisioni assunte dal management, rispondono ai requisiti previsti dall'IFRS 5 per la loro classificazione in tale voce. Non presentano variazioni significative rispetto al 31 dicembre 2014.

#### **6.d Patrimonio netto del Gruppo - Euro 32.723 milioni**

La variazione dei primi tre mesi del 2015 del patrimonio netto di Gruppo risente sostanzialmente della rilevazione dell'utile di competenza del periodo a Conto economico (810 milioni di euro) e dal risultato netto positivo dei primi tre mesi del 2015 rilevato direttamente a patrimonio netto (+394 milioni di euro).

Relativamente all'azionariato di Enel SpA, si segnala che in data 22 aprile 2015 People's Bank of China ha dichiarato di possedere n. 186.168.232 azioni Enel, pari all'1,9798% del capitale sociale (2,07% al 31 dicembre 2014).

#### **6.e Passività non correnti - Euro 68.214 milioni**

La voce finanziamenti a lungo termine, pari a 46.879 milioni di euro (48.655 milioni di euro al 31 dicembre 2014), è costituita da prestiti obbligazionari per complessivi 37.909 milioni di euro (39.749 milioni di euro al 31 dicembre 2014) e da finanziamenti bancari e altri finanziamenti per 8.970 milioni di euro (8.906 milioni di euro al 31 dicembre 2014).

I fondi diversi e passività per imposte differite pari complessivamente a 17.346 milioni di euro al 31 marzo 2015 (16.958 milioni di euro al 31 dicembre 2014) includono TFR e altri benefici ai dipendenti per 3.679 milioni di euro (3.687 milioni di euro al 31 dicembre 2014), fondi rischi e oneri per 4.062 milioni di euro (4.051 milioni di euro al 31 dicembre 2014) e passività per imposte differite per 9.605 milioni di euro (9.220 milioni di euro al 31 dicembre 2014).

Le altre passività non correnti, pari a 3.989 milioni di euro (3.905 milioni di euro al 31 dicembre 2014), risentono sostanzialmente dell'incremento di alcuni anticipi ricevuti dal regolatore argentino CAMMESA.

#### **6.f Passività correnti - Euro 42.384 milioni**

I finanziamenti a breve termine e quote correnti di finanziamenti a lungo termine si incrementano di 386 milioni di euro, passando da 8.377 milioni di euro di fine 2014 a 8.763

milioni di euro al 31 marzo 2015, sostanzialmente per effetto dell'incremento per 714 milioni di euro della quota a breve dei prestiti obbligazionari e per 927 milioni di euro dei cash collateral. Tali effetti sono stati solo parzialmente compensati dal decremento delle commercial paper per 1.316 milioni di euro.

I *debiti commerciali*, pari a 12.420 milioni di euro (13.419 milioni di euro al 31 dicembre 2014) sono in diminuzione di 999 milioni di euro.

Le *altre passività correnti*, pari a 20.127 milioni di euro, sono di seguito dettagliate:

Milioni di euro

	al 31.03.2015	al 31.12.2014	Variazioni	
Debiti diversi verso clienti	1.652	1.599	53	3,3%
Debiti verso Cassa Conguaglio Settore Elettrico e organismi assimilati	4.406	4.005	401	10,0%
Passività finanziarie correnti	7.722	6.618	1.104	16,7%
Debiti verso il personale e verso istituti di previdenza	713	711	2	0,3%
Debiti tributari	2.105	1.140	965	84,6%
Altri	4.603	4.812	(209)	-4,3%
<b>Totale</b>	<b>21.201</b>	<b>18.885</b>	<b>2.316</b>	<b>12,3%</b>

La variazione del periodo, pari a 2.316 milioni di euro, è essenzialmente dovuta a:

- > incremento, pari a 1.104 milioni di euro, delle passività finanziarie correnti dovuto sostanzialmente all'incremento delle passività finanziarie relative a strumenti finanziari derivati;
- > aumento dei debiti tributari pari a 965 milioni di euro, sostanzialmente correlato alla stima delle imposte sul reddito del periodo e all'incremento dei debiti tributari diversi prevalentemente relativi all'IVA e alle imposte erariali ed addizionali sui consumi di energia elettrica e gas in Italia.
- > incremento dei debiti verso Cassa Conguaglio Settore Elettrico e organismi assimilati per 401 milioni di euro, sostanzialmente riferibili alle componenti tariffarie del sistema elettrico italiano a copertura degli oneri generali del sistema stesso e dei meccanismi di perequazione.

Si precisa che la voce "Altri" include i debiti relativi a opzioni di vendita concesse a minoranze azionarie e per l'acquisto di partecipazioni per complessivi 855 milioni di euro (822 milioni di euro al 31 dicembre 2014); a tal proposito, non si rilevano variazioni nel livello di gerarchia di fair value né nelle assunzioni adottate per determinarne il valore.

#### **6.g Passività possedute per la vendita - Euro 5.469 milioni**

Includono le passività correlate al perimetro delle "Attività possedute per la vendita" e commentate nella voce relativa. L'incremento del trimestre si riferisce sostanzialmente ad accensioni di nuovi debiti finanziari da parte di Slovenské elektrárne.

## 7. Posizione finanziaria netta

Nel seguito viene riportata la posizione finanziaria netta, rispettivamente al 31 marzo 2015 e al 31 dicembre 2014, in linea con le disposizioni CONSOB del 28 luglio 2006, riconciliata con l'indebitamento finanziario netto predisposto secondo le modalità di rappresentazione del Gruppo Enel.

Milioni di euro

	al 31.03.2015	al 31.12.2014	2015-2014
Denaro e valori in cassa	1.183	758	425 56,1%
Depositi bancari e postali	9.166	12.330	(3.164) -25,7%
Titoli	25	140	(115) -82,1%
<b>Liquidità</b>	<b>10.374</b>	<b>13.228</b>	<b>(2.854)</b> <b>21,6%</b>
Crediti finanziari a breve termine	1.657	1.977	(320) -16,2%
Crediti finanziari per operazioni di factoring	129	177	(48) -27,1%
Quota corrente crediti finanziari a lungo termine	1.274	1.566	(292) -18,6%
<b>Crediti finanziari correnti</b>	<b>3.060</b>	<b>3.720</b>	<b>(660)</b> <b>17,7%</b>
Debiti verso banche	(33)	(30)	(3) -10,0%
Commercial paper	(1.283)	(2.599)	1.316 50,6%
Quota corrente di finanziamenti bancari	(931)	(824)	(107) -13,0%
Quota corrente debiti per obbligazioni e emesse	(4.770)	(4.056)	(714) -17,6%
Quota corrente debiti verso altri finanziatori	(259)	(245)	(14) -5,7%
Altri debiti finanziari correnti	(1.486)	(623)	(863) -
<b>Totale debiti finanziari correnti</b>	<b>(8.762)</b>	<b>(8.377)</b>	<b>(385)</b> <b>-4,6%</b>
<b>Posizione finanziaria corrente netta</b>	<b>4.672</b>	<b>8.571</b>	<b>(3.899)</b> <b>45,5%</b>
Debiti verso banche e istituti finanziatori	(7.121)	(7.022)	(99) -1,4%
Obbligazioni	(37.909)	(39.749)	1.840 4,6%
Debiti verso altri finanziatori	(1.849)	(1.884)	35 1,9%
<b>Posizione finanziaria non corrente</b>	<b>(46.879)</b>	<b>(48.655)</b>	<b>1.776</b> <b>3,7%</b>
<b>POSIZIONE FINANZIARIA NETTA come da Comunicazione CONSOB</b>	<b>(42.207)</b>	<b>(40.084)</b>	<b>(2.123)</b> <b>-5,3%</b>
Crediti finanziari non correnti e titoli a lungo termine	2.693	2.701	(8) -0,3%
<b>INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO</b>	<b>(39.514)</b>	<b>(37.383)</b>	<b>(2.131)</b> <b>-5,7%</b>

Si precisa che, relativamente a tali voci, non vi sono rapporti con parti correlate.

## Altre informazioni

### 8. Informativa sulle parti correlate

In quanto operatore nel campo della produzione, della distribuzione, del trasporto e della vendita di energia elettrica, nonché della vendita di gas naturale, Enel effettua transazioni con un certo numero di società controllate direttamente o indirettamente dallo Stato italiano, azionista di riferimento del Gruppo.

La tabella sottostante riepiloga le principali transazioni intrattenute con tali controparti.

Parte correlata	Rapporto	Natura delle principali transazioni
Acquirente Unico	Interamente controllata indirettamente dal Ministero dell'Economia e delle Finanze	Acquisto di energia elettrica destinata al mercato di maggior tutela Vendita di energia per uso proprio
GME – Gestore dei Mercati energetici	Interamente controllata indirettamente dal Ministero dell'Economia e delle Finanze	Vendita di energia elettrica in Borsa Vendita di energia per uso proprio Acquisto di energia elettrica in Borsa per pompaggi e programmazione impianti
GSE – Gestore dei Servizi energetici	Interamente controllata direttamente dal Ministero dell'Economia e delle Finanze	Vendita di energia elettrica incentivata Vendita di energia per uso proprio Versamento della componente A3 per incentivazione fonti rinnovabili
Terna	Controllata indirettamente dal Ministero dell'Economia e delle Finanze	Vendita di energia elettrica sul Mercato dei Servizi di Dispacciamento Vendita di energia per uso proprio Acquisto di servizi di trasporto, dispacciamento e misura
Gruppo ENI	Controllata direttamente dal Ministero dell'Economia e delle Finanze	Vendita di servizi di trasporto di energia elettrica Vendita di energia per uso proprio Acquisto di combustibili per gli impianti di generazione, di servizi di stoccaggio e distribuzione del gas naturale
Gruppo Finmeccanica	Controllata direttamente dal Ministero dell'Economia e delle Finanze	Vendita di energia per uso proprio Acquisto di servizi informatici e fornitura di beni
Gruppo Poste Italiane	Interamente controllata direttamente dal Ministero dell'Economia e delle Finanze	Vendita di energia per uso proprio Acquisto di servizi di postalizzazione

Infine, Enel intrattiene con i fondi pensione Fopen e Fondenel, con la Fondazione Enel e con Enel Cuore, società Onlus di Enel operante nell'ambito dell'assistenza sociale e socio-sanitaria, rapporti istituzionali e di finalità sociale.

Tutte le transazioni con parti correlate sono state concluse alle normali condizioni di mercato, in alcuni casi determinate dall'AEEGSI.

Le tabelle seguenti forniscono una sintesi dei rapporti sopra descritti nonché dei rapporti economici e patrimoniali con parti correlate, società collegate e a controllo congiunto rispettivamente in essere al 31 marzo 2015 e intrattenuti nel corso del trimestre.

Milioni di euro

	Acquirente Unico	GME	Terna	Eni	GSE	Poste Italiane	Altre	<b>Totale</b>	Società collegate e a controllo congiunto	<b>Totale generale</b>	<b>Totale voce di bilancio</b>	Incidenza %
<b>Rapporti economici</b>												
Ricavi delle vendite e delle prestazioni	-	1.773	1.131	367	112	9	17	<b>3.409</b>	38	<b>3.447</b>	<b>19.346</b>	17,8%
Altri ricavi	-	-	15	-	93	-	7	<b>115</b>	-	<b>115</b>	<b>624</b>	18,4%
Proventi finanziari	-	-	-	-	-	-	-	-	6	<b>6</b>	<b>1.946</b>	0,3%
Energia elettrica, gas e acquisto combustibile	955	1.235	98	348	1	-	-	<b>2.637</b>	62	<b>2.699</b>	<b>10.091</b>	26,7%
Servizi e altri materiali	-	161	505	35	2	27	12	<b>742</b>	32	<b>774</b>	<b>4.351</b>	17,8%
Altri costi operativi	1	-	4	-	-	-	1	<b>6</b>	-	<b>6</b>	<b>698</b>	0,9%
Proventi/(Oneri) netti da contratti su commodity valutati al fair value	-	-	2	-	-	-	-	<b>2</b>	-	<b>2</b>	<b>82</b>	2,4%
Oneri finanziari	-	-	-	-	-	-	-	-	7	<b>7</b>	<b>2.713</b>	0,3%
<b>Rapporti patrimoniali</b>												
Crediti commerciali	-	144	1.101	38	80	5	19	<b>1.387</b>	49	<b>1.436</b>	<b>13.668</b>	10,5%
Altre attività correnti	-	7	6	2	139	-	5	<b>159</b>	24	<b>183</b>	<b>14.574</b>	1,3%
Debiti commerciali	622	128	554	144	1.049	46	37	<b>2.580</b>	85	<b>2.665</b>	<b>12.420</b>	21,5%
Altre passività correnti	-	-	4	-	-	-	-	<b>4</b>	-	<b>4</b>	<b>20.127</b>	0,0%
<b>Altre informazioni</b>												
Garanzie rilasciate	-	-	3	-	-	-	-	<b>3</b>	-	<b>3</b>		
Garanzie ricevute	-	-	-	150	-	10	25	<b>185</b>	-	<b>185</b>		
Impegni	-	-	2	16	-	16	19	<b>53</b>	-	<b>53</b>		

Nel corso del mese di novembre 2010 il Consiglio di Amministrazione di Enel SpA ha approvato una procedura che disciplina l'approvazione e l'esecuzione delle operazioni con parti correlate poste in essere da Enel SpA, direttamente ovvero per il tramite di società controllate. Tale procedura (reperibile all'indirizzo [http://www.enel.com/it-IT/governance/rules/related\\_parties/](http://www.enel.com/it-IT/governance/rules/related_parties/)) individua una serie di regole volte ad assicurare la trasparenza e la correttezza, sia sostanziale che procedurale, delle operazioni con parti correlate ed è stata adottata in attuazione di quanto disposto dall'art. 2391-bis cod. civ. e dalla disciplina attuativa dettata dalla CONSOB. Si segnala che nel corso del primo trimestre 2014 non sono state realizzate operazioni con parti correlate per le quali fosse necessario procedere all'inserimento in bilancio dell'informativa richiesta dal Regolamento adottato in materia con Delibera CONSOB n. 17221 del 12 marzo 2010, come successivamente modificato con Delibera n. 17389 del 23 giugno 2010.

## 9. Impegni contrattuali e garanzie

Gli impegni contrattuali assunti dal Gruppo Enel e le garanzie prestate a terzi sono di seguito riepilogate.

Milioni di euro

	al 31.03.2015	al 31.12.2014	Variazione
<b>Garanzie prestate:</b>			
- fideiussioni e garanzie rilasciate a favore di terzi	4.860	4.304	556
<b>Impegni assunti verso fornitori per:</b>			
- acquisti di energia elettrica	52.224	54.384	(2.160)
- acquisti di combustibili	77.356	63.605	13.751
- forniture varie	1.888	1.782	106
- appalti	1.963	1.785	178
- altre tipologie	3.194	2.345	849
<b>Totale</b>	<b>136.625</b>	<b>123.901</b>	<b>12.724</b>
<b>TOTALE</b>	<b>141.485</b>	<b>128.205</b>	<b>13.280</b>

Gli impegni per energia elettrica ammontano al 31 marzo 2015 a 52.224 milioni di euro di cui 18.964 milioni di euro relativi al periodo 1° aprile 2015-2019, 10.917 milioni di euro relativi al periodo 2020-2024, 7.575 milioni di euro al periodo 2025-2029 e i rimanenti 14.768 milioni di euro con scadenza successiva.

Gli impegni per acquisti di combustibili, determinati in funzione dei parametri contrattuali e dei cambi in essere alla fine del periodo (trattandosi di forniture a prezzi variabili, per lo più espressi in valuta estera), ammontano al 31 marzo 2015 a 77.356 milioni di euro di cui 37.160 milioni di euro relativi al periodo 1° aprile 2015-2019, 21.462 milioni di euro relativi al periodo 2020-2024, 12.920 milioni di euro al periodo 2025-2029 e i rimanenti 5.814 milioni di euro con scadenza successiva.

## 10. Passività e attività potenziali

Rispetto al Bilancio consolidato al 31 dicembre 2014 a cui si rinvia per maggiori dettagli, di seguito sono riportate le principali variazioni nelle attività e passività potenziali.

### **Centrale termoelettrica di Porto Tolle - Inquinamento atmosferico - Procedimento penale a carico di Amministratori e dipendenti di Enel**

Enel ha proposto ricorso in Cassazione nel febbraio 2015 avverso la sentenza della Corte di Appello di Venezia del 10 luglio 2015.

### **El Quimbo - Colombia**

In relazione al Progetto El Quimbo, che prevede la costruzione da parte di Emgesa di un impianto idroelettrico di 400 MW nella regione di Huila (Colombia), sono pendenti alcuni procedimenti legali ("acciones de grupo" e "acciones populares") avviati da abitanti e pescatori della zona. In particolare, una prima "Accion de grupo", che si trova nella fase istruttoria, è stata avviata da circa 1.140 residenti del municipio di Garzon che lamentano che la costruzione della centrale ridurrebbe di circa 30% i ricavi delle loro attività. Un secondo procedimento è stato avviato, tra agosto 2011 e dicembre 2012, da abitanti e società/associazioni dei cinque comuni del Huila per presunti danni in relazione alla chiusura di un ponte (Paso El Colegio).

In relazione alle c.d. acciones populares (class action), nel 2008 alcuni abitanti della zona hanno avviato un procedimento per richiedere, tra l'altro, la sospensione della licenza ambientale. Un'ulteriore "accion popular" è stata, invece, promossa da alcune società di allevatori di pesci in relazione al presunto impatto delle attività di riempimento del bacino del Quimbo sulla pesca nel bacino di Betania, a valle del Quimbo. Il Tribunale ha ordinato a febbraio 2015 la sospensione cautelare dell'attività di riempimento finché non verranno soddisfatti alcuni specifici requisiti. Emgesa ha richiesto la revoca della misura cautelare. Il procedimento è attualmente in corso.

### **Procedimento utenti Nivel de Tension Uno - Colombia**

Si tratta di una accion de grupo avviata dal Centro Medico de la Sabana ed altri soggetti nei confronti di Codensa per ricevere la restituzione di quanto, secondo gli attori, sarebbe stato pagato in eccesso in tariffa, ammontare stimato in circa 119 milioni di euro. L'azione si fonda nell'asserita mancata applicazione da parte di Codensa di una agevolazione tariffaria a cui avrebbero diritto gli attori in qualità di utenti appartenenti al livello di Tensione Uno (tensione minore di 1kV) e proprietari delle infrastrutture, come stabilito nella Delibera n. 82/2002, successivamente modificata dalla Delibera n. 97/2008. Il procedimento si trova attualmente nella fase istruttoria.

## 11. Fatti di rilievo intervenuti dopo la chiusura del periodo

### **Enel Green Power firma un accordo con la giapponese Marubeni per le Rinnovabili nella regione Asia - Pacifico**

In data 1° aprile 2015 EGP e la società nipponica Marubeni Corporation hanno firmato un Memorandum of Understanding della durata di due anni per cooperare nella valutazione di

potenziali opportunità di business nel settore delle rinnovabili, principalmente nella regione dell'Asia – Pacifico. La collaborazione si concentrerà su progetti nel geotermico, eolico, solare e idroelettrico, in particolar modo nelle Filippine, in Thailandia, in India, in Indonesia, in Vietnam, in Malesia e in Australia, nonché in altre aree che potranno essere individuate in una fase successiva. L'accordo prevede che vengano presi in considerazione soltanto progetti in fase di sviluppo, escludendo, pertanto, quelli in via di costruzione o già operativi.

### **Aggiudicazione gara per energie rinnovabili nella Repubblica Sudafricana**

In data 13 aprile 2015 Enel Green Power si è aggiudicata il diritto di concludere dei contratti per la fornitura di energia con l'utility sudafricana Eskom per 425 MW di progetti eolici nella quarta fase della gara del REIPPPP (Renewable Energy Independent Power Producer Procurement Programme) per le energie rinnovabili, promossa dal Governo Sudafricano. In linea con le regole del programma REIPPPP, EGP ha partecipato alla gara con delle società veicolo, detenendone una quota di maggioranza, in partnership con importanti player locali. I tre progetti eolici Oyster Bay (142 MW), Nxuba (141 MW) e Karusa (142 MW) saranno realizzati nella province di Eastern Cape e di Northern Cape, in aree che offrono una notevole disponibilità di risorsa eolica. I progetti Oyster Bay e Nxuba saranno completati ed entreranno in esercizio nel 2017, mentre quello di Karusa nel 2018. Non appena in esercizio, i tre progetti, che richiedono un investimento complessivo di circa 500 milioni di euro, saranno in grado di generare circa 1.560 GWh all'anno, dando un importante contributo alla crescente domanda di energia del Paese, in modo sostenibile per l'ambiente.

### **Cessione della partecipazione posseduta in SE Hydropower**

In data 15 aprile 2015, si è perfezionato, per un corrispettivo pari a 345 milioni di euro, l'accordo stipulato in data 7 novembre 2014 relativo alla cessione della partecipazione del 40% posseduta dalla controllata Enel Produzione in SE Hydropower. La partecipazione è stata ceduta a SEL – Società Elettrica Altoatesina SpA a seguito del verificarsi dell'ultima delle condizioni sospensive previste dal predetto accordo.

La cessione rientra nel quadro degli accordi siglati nella stessa data tra Enel Produzione e SEL già comunicati da Enel al mercato.

### **Razionalizzazione societaria in America Latina**

In data 22 aprile 2015 il Consiglio di Amministrazione di Enel ha esaminato e condiviso l'opportunità che i consigli di amministrazione di Enersis e delle sue controllate Empresa Nacional de Electricidad (Endesa Chile) e Chilectra diano avvio alla valutazione di un eventuale processo di riorganizzazione societaria finalizzato alla separazione delle attività di generazione e di distribuzione di energia elettrica svolte in Cile da quelle sviluppate negli altri Paesi dell'America Latina. Questa iniziativa si inserisce nell'ambito del già annunciato programma di razionalizzazione e semplificazione dell'assetto del Gruppo. La riorganizzazione permetterebbe di eliminare alcune duplicazioni e ridondanze dell'attuale perimetro societario che fa capo a Enersis, che pregiudicano la piena valorizzazione delle relative attività per tutti gli azionisti, riducendo la visibilità dei vari business e rendendo complesso il processo decisionale. In tal senso, una chiara differenziazione delle attività svolte in Cile rispetto a quelle in altri Paesi latinoamericani agevolerebbe la creazione di valore per Enersis, Endesa Chile e Chilectra, così come per tutti i loro azionisti. Gli organi competenti di Enersis, Endesa

Chile e Chilectra valuteranno le eventuali condizioni e le modalità attuative dell'indicato processo di riorganizzazione societaria, nel rispetto della normativa applicabile.

#### **Modifica outlook Enel da parte di Standard & Poor's**

In data 5 maggio 2015 l'agenzia Standard & Poor's ha comunicato di aver rivisto l'outlook di Enel da stabile a positivo. L'agenzia osserva che l'outlook positivo riflette l'eccezionale resilienza che il Gruppo ha dimostrato rispetto al quadro economico e regolamentare avverso nei principali mercati maturi in cui opera (Italia e Spagna). In particolare, l'agenzia ritiene che il profilo di credito di Enel possa migliorare nel periodo considerato (2015-2017) grazie alle azioni previste nel Piano Industriale, tra cui la strategia di dismissione degli asset, la razionalizzazione dei costi operativi, la flessibilità degli investimenti, nonché l'ottimizzazione della gestione del debito e dei flussi di cassa.

#### **Dichiarazione del dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili societari a norma delle disposizioni dell'art. 154 bis, comma 2 del D.Lgs. 58/1998**

Il dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili societari Alberto De Paoli dichiara, ai sensi dell'art. 154-bis, comma 2 del Testo Unico della Finanza, che l'informativa contabile contenuta nel presente Resoconto intermedio di gestione al 31 marzo 2014 corrisponde alle risultanze documentali, ai libri e alle scritture contabili.



**Enel**  
Società per azioni  
Sede legale in Roma  
Viale Regina Margherita, 137