

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

Milioni di euro

	al 31.12.2019	al 31.12.2018
<b>Totale attività</b>	<b>171.426</b>	<b>165.424</b>
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	1.682	2.099
Derivati attivi non correnti	1.383	1.005
Altre attività finanziarie non correnti	6.006	5.769
Crediti tributari a lungo inclusi in "Altre attività non correnti"	1.587	231
Attività finanziarie correnti	4.305	5.160
Derivati attivi correnti	4.065	3.914
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	9.029	6.630
Attività per imposte anticipate	9.112	8.305
Crediti tributari	1.206	1.282
Attività finanziarie e fiscali di "Attività possedute per la vendita"	80	21
<b>Attività di settore</b>	<b>132.971</b>	<b>131.008</b>
<b>Totale passività</b>	<b>124.488</b>	<b>117.572</b>
Finanziamenti a lungo termine	54.174	48.983
Derivati passivi non correnti	2.407	2.609
Finanziamenti a breve termine	3.917	3.616
Quote correnti dei finanziamenti a lungo termine	3.409	3.367
Passività finanziarie correnti	754	788
Derivati passivi correnti	3.554	4.343
Passività di imposte differite	8.314	8.650
Debiti per imposte sul reddito	209	333
Debiti tributari diversi	1.082	1.093
Passività finanziarie e fiscali di "Passività possedute per la vendita"	-	385
<b>Passività di settore</b>	<b>46.668</b>	<b>43.405</b>

Gruppo Enel

Governance

Strategy &amp; Risk Management

Performance &amp; Metrics

Outlook

Bilancio consolidato

## Ricavi

### 8.a Ricavi delle vendite e delle prestazioni - Euro 77.366 milioni

Milioni di euro

	2019	2018	2019-2018	
Vendite energia elettrica <sup>(1)</sup>	40.045	39.278	767	2,0%
Trasporto energia elettrica	10.470	10.101	369	3,7%
Corrispettivi da gestori di rete	866	1.012	(146)	-14,4%
Contributi da operatori istituzionali di mercato	1.625	1.711	(86)	-5,0%
Vendite gas	3.294	4.401	(1.107)	-25,2%
Trasporto gas	617	576	41	7,1%
Vendite di combustibili <sup>(1)</sup>	914	919	(5)	-0,5%
Contributi di allacciamento alle reti elettriche e del gas	785	714	71	9,9%
Ricavi per lavori e servizi su ordinazione	749	735	14	1,9%
Vendite certificati ambientali <sup>(1)</sup>	36	36	-	-
Vendite relative al business dei servizi a valore aggiunto	343	390	(47)	-12,1%
Altre vendite e prestazioni	1.295	1.305	(10)	-0,8%
<b>Totale ricavi IFRS 15</b>	<b>61.039</b>	<b>61.178</b>	<b>(139)</b>	<b>-0,2%</b>
Ricavi da leasing operativo	24	26	(2)	-7,7%
Vendite di commodity energetiche derivanti da contratti con consegna fisica (IFRS 9) <sup>(1)</sup>	10.775	13.843	(3.068)	-22,2%
Risultati da contratti derivati su vendite di commodity con consegna fisica <sup>(1)</sup>	5.519	(2.010)	7.529	-
Premi di riassicurazione	6	-	6	-
Altri ricavi diversi	3	-	3	-
<b>TOTALE RICAVI DELLE VENDITE E DELLE PRESTAZIONI</b>	<b>77.366</b>	<b>73.037</b>	<b>4.329</b>	<b>5,9%</b>

(1) I dati 2018 sono stati adeguati per tener conto delle interpretazioni dell'IFRS Committee (IFRIC), contenute nell'“Agenda Decision” di marzo 2019, che hanno comportato una diversa classificazione, senza alcun effetto sui margini rilevati, degli effetti relativi ai contratti di acquisto o vendita di commodity valutati al fair value a Conto economico (si rinvia a quanto illustrato nella nota 4.3 al presente Bilancio consolidato).

L'incremento dei ricavi di vendita di energia (767 milioni di euro) è ascrivibile prevalentemente all'ingresso a giugno 2018 di Enel Distribuição São Paulo nel perimetro di consolidamento.

I ricavi da “Trasporto di energia elettrica” ammontano nel 2019 a 10.470 milioni di euro, con un incremento di 369 milioni di euro. Tale incremento si riferisce prevalentemente all'acquisizione di Enel Distribuição São Paulo e a maggiori ricavi nella distribuzione in Italia soprattutto per la modifica regolatoria n. 654/15 dell'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (ARERA) (il cosiddetto “lag regolatorio”).

I ricavi per “Contributi da gestori di rete” sono pari a 866 milioni di euro, in riduzione di 146 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente soprattutto per i minori corrispettivi per

la remunerazione del parco impianti di generazione in Italia.

I ricavi per “Vendite di gas” nel 2019 sono pari a 3.294 milioni di euro (4.401 milioni di euro nel 2018), con un decremento di 1.107 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente. Tale decremento risente delle minori quantità e soprattutto dei minori prezzi medi applicati alle vendite in Spagna (1.136 milioni di euro) rispetto all'esercizio precedente.

Gli altri ricavi non IFRS 15 si incrementano di 4.468 milioni di euro per le vendite di commodity da contratti con consegna fisica e loro adeguamento al fair value anche per la parte non ancora esitata, a seguito delle riclassifiche generate dall'applicazione dell'“IFRIC Agenda Decision” di marzo 2019 in merito al trattamento contabile previsto per i contratti su commodity con consegna fisica rientranti nello scope dell'IFRS 9.

I ricavi da contratti con clienti (IFRS 15) relativi al 2019 ammontano complessivamente a 61.039 milioni di euro, e sono ripartiti tra “point in time” e “over time” così come esposto nella tabella seguente:

Milioni di euro		2019															
		Italia		Iberia		America Latina		Europa e Affari Euro- Mediterranei		Nord America		Africa, Asia e Oceania		Altro, elisioni e rettifiche		Totale	
		Over time	Point in time	Over time	Point in time	Over time	Point in time	Over time	Point in time	Over time	Point in time	Over time	Point in time	Over time	Point in time	Over time	Point in time
<b>Totale ricavi IFRS 15</b>		<b>22.635</b>	<b>522</b>	<b>17.860</b>	<b>785</b>	<b>15.573</b>	<b>503</b>	<b>1.383</b>	<b>934</b>	<b>646</b>	<b>27</b>	<b>76</b>	<b>81</b>	<b>7</b>	<b>7</b>	<b>58.180</b>	<b>2.859</b>

Nella seguente tabella è evidenziata la composizione dei ricavi delle vendite e delle prestazioni per area geografica:

Milioni di euro		2019		2018	
Italia <sup>(1)</sup>			26.420		27.385
<b>Europa</b>					
Iberia <sup>(1)</sup>			18.265		18.379
Francia			1.259		1.006
Svizzera			217		1.039
Germania			3.746		2.297
Austria			173		155
Slovenia			40		27
Slovacchia			1		-
Romania			1.311		1.214
Grecia			73		62
Bulgaria			8		9
Belgio			26		320
Repubblica Ceca			152		113
Ungheria			418		399
Russia			897		989
Olanda			6.553		2.139
Regno Unito			726		1.685
Altri Paesi europei			(23)		113
<b>America</b>					
Stati Uniti			501		466
Canada			18		23
Messico <sup>(1)</sup>			233		519
Brasile			7.752		6.518
Cile			3.263		3.169
Perù			1.261		1.275
Colombia			2.243		2.242
Argentina			1.323		1.265
Altri Paesi sudamericani			169		14
<b>Altri</b>					
Africa			92		82
Asia			249		133
<b>Totale</b>			<b>77.366</b>		<b>73.037</b>

(1) I dati 2018 sono stati adeguati per tener conto delle interpretazioni dell'IFRS Committee (IFRIC), contenute nell'“Agenda Decision” di marzo 2019, che hanno comportato una diversa classificazione, senza alcun effetto sui margini rilevati, degli effetti relativi ai contratti di acquisto o vendita di commodity valutati al fair value a conto economico (si rinvia a quanto illustrato nella nota 4.3 al presente bilancio consolidato).

## Obbligazioni di fare

La seguente tabella fornisce informazioni circa le obbligazioni di fare del Gruppo relativamente alle principali tipologie di ri-

cavo, riassumendo i giudizi professionali espressi e i connessi principi contabili di rilevazione dei ricavi.

Tipo di prodotto/servizio	Natura e tempistica della soddisfazione dell'obbligazione di fare	Principi contabili
<b>Vendita/trasporto di energia elettrica/gas ai clienti finali</b>	<p>Un contratto di vendita di energia elettrica/gas stipulato con un cliente finale prevede un'unica obbligazione di fare (vendita e trasporto della commodity), in quanto il Gruppo ha valutato che il contratto non fornisce beni/servizi distinti e che la promessa è soddisfatta con il trasferimento del controllo della commodity al cliente nel momento in cui la stessa è erogata al punto di consegna. Al fine di determinare la natura della promessa contenuta in tali contratti, il Gruppo analizza con attenzione i fatti e le circostanze applicabili a ciascun contratto e commodity.</p> <p>In ogni caso, il Gruppo considera che l'obbligazione di fare prevista da un contratto di servizio continuativo, quale un contratto di fornitura o trasporto di energia elettrica/gas a clienti finali, sia tipicamente adempiuta nel corso del tempo (perché il cliente riceve e consuma simultaneamente i benefici della commodity man mano che quest'ultima gli è consegnata) quale parte di una serie di beni/servizi distinti (ossia, ciascuna unità di commodity) che sono sostanzialmente gli stessi e hanno la stessa modalità di trasferimento al cliente. In tali casi, per la rilevazione dei ricavi, il Gruppo applica un metodo di valutazione basato sugli output, così da rilevare ricavi per un importo pari a quello che ha il diritto di fatturare al cliente se tale importo corrisponde esattamente al valore, per il cliente, dell'obbligazione completata alla data di rilevazione.</p>	<p>I ricavi da trasporto e vendita di energia elettrica/gas ai clienti finali sono rilevati quando le commodity sono erogate al cliente e si riferiscono ai quantitativi forniti nell'esercizio, ancorché non fatturati, e sono determinati utilizzando opportune stime oltre che letture periodiche. Ove applicabile, tali ricavi si basano sulle tariffe e i relativi vincoli fissati per legge o dall'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente e da analoghi organismi esteri, in vigore nel periodo di riferimento.</p>

Tipo di prodotto/servizio	Natura e tempistica della soddisfazione dell'obbligazione di fare	Principi contabili
<b>Servizi di connessione alla rete</b>	<p>I contributi ricevuti da clienti per la connessione alla rete di distribuzione di energia elettrica o gas richiedono una valutazione specifica da parte del Gruppo che prenda in considerazione tutti i termini e le condizioni del contratto.</p> <p>Tale valutazione è finalizzata a valutare se il contratto include altri beni o servizi distinti, quali per esempio il diritto a ottenere l'accesso continuato all'infrastruttura per la fornitura della commodity o, in presenza di un contributo di connessione con "pagamento anticipato e non rimborsabile" corrisposto all'inizio del contratto o a una data vicina, un diritto significativo che dia origine a un'obbligazione di fare.</p> <p>In particolare, in alcuni Paesi in cui opera, il Gruppo valuta che la natura del corrispettivo ricevuto rappresenta una "spesa iniziale e non rimborsabile" il cui pagamento riconosce al cliente un diritto significativo. Al fine di determinare se il periodo sul quale rilevare tale diritto significativo debba essere esteso oltre la durata contrattuale iniziale, il Gruppo prende in considerazione il quadro legale e regolamentare locale, comunque applicabile al contratto e che interessa le parti. In tali casi, laddove esistano un'attribuzione implicita del diritto significativo al cliente e un'obbligazione che si trasferisce dal cliente iniziale a un nuovo cliente, il Gruppo rileva il contributo di connessione lungo un periodo di tempo che si estende oltre la relazione con il cliente iniziale, considerando la durata della concessione come il periodo durante il quale il cliente iniziale e qualsiasi altro cliente futuro possano beneficiare dell'accesso continuativo al servizio senza corrispondere ulteriori contributi di connessione aggiuntivi. Conseguentemente, il contributo è rilevato lungo il periodo in cui il pagamento crea per il Gruppo un'obbligazione di fare a prezzi inferiori rispetto a quelli disponibili ai futuri clienti (ovvero il periodo in cui si prevede che il cliente possa beneficiare dell'accesso continuativo al servizio senza dover corrispondere al rinnovo un ulteriore pagamento anticipato).</p>	<p>I ricavi per contributi di connessione alla rete di distribuzione di energia elettrica e del gas, sia monetari sia in natura, sono rilevati in base all'adempimento delle obbligazioni di fare previste dal contratto.</p> <p>L'identificazione di beni o servizi distinti richiede un'attenta analisi dei termini e condizioni dei contratti di connessione che possono variare da Paese a Paese, in base al contesto, alla normativa e alle regolamentazioni locali. Per finalizzare tale valutazione, il Gruppo considera non solo le caratteristiche dei beni/servizi stessi (ossia il bene o servizio è per sua natura tale da poter essere distinto), ma anche le promesse implicite per le quali il cliente ha una valida aspettativa poiché le considera parte integrante dell'accordo contrattuale, ossia i beni/servizi che il cliente si aspetta di ricevere e per i quali ha pagato (ovvero la promessa di trasferire al cliente il bene o servizio può essere distinta da altre promesse contenute nel contratto).</p> <p>Inoltre, il Gruppo agisce in qualità di "agent" in taluni contratti relativi a servizi di connessione alla rete dell'energia elettrica/gas e altre attività collegate, in funzione dell'assetto regolamentare o normativo locale; in questi casi, i ricavi sono rilevati su base netta, corrispondenti agli onorari o alle commissioni cui si aspetta di avere diritto.</p>
<b>Lavori su ordinazione</b>	<p>I lavori su ordinazione di norma comprendono un'obbligazione di fare che viene adempiuta nel corso del tempo; per tali contratti, il Gruppo generalmente considera adeguato l'uso di un metodo di valutazione dei progressi nell'adempimento dell'obbligazione di fare basato sugli input, a meno che un'analisi specifica del contratto suggerisca l'uso di un metodo diverso, che meglio rappresenti l'obbligazione di fare del Gruppo soddisfatta alla data di riferimento del bilancio.</p>	<p>Per i lavori su ordinazione che includono un'obbligazione di fare soddisfatta nel corso del tempo, il Gruppo rileva i ricavi nel corso del tempo misurando il progresso verso il completo adempimento di tale obbligazione.</p> <p>Si ritiene che il metodo del costo sostenuto (cost-to-cost method) sia generalmente considerato il migliore per misurare i progressi verso l'adempimento dell'obbligazione di fare del Gruppo alla data di riferimento del bilancio.</p> <p>L'ammontare dovuto dai committenti per lavori su ordinazione è presentato come un'attività derivante da contratti con i clienti; l'ammontare dovuto ai committenti per lavori su ordinazione è presentato come una passività derivante da contratti con i clienti.</p>

Gruppo Enel

Governance

Strategy &amp; Risk Management

Performance &amp; Metrics

Outlook

Bilancio consolidato

## 8.b Altri proventi - Euro 2.961 milioni

Milioni di euro

	2019	2018	2019-2018	
Contributi in conto esercizio	19	20	(1)	-5,0%
Contributi per certificati ambientali	475	664	(189)	-28,5%
Contributi in conto impianti (business elettrico e gas)	25	22	3	13,6%
Rimborsi vari	521	353	168	47,6%
Plusvalenze da alienazione di controllate, collegate, joint venture, joint operation e attività non correnti possedute per la vendita	325	287	38	13,2%
Plusvalenze da alienazione di attività materiali e immateriali	79	61	18	29,5%
Premi per continuità del servizio	32	44	(12)	-27,3%
Altri proventi	1.485	1.087	398	36,6%
<b>Totale</b>	<b>2.961</b>	<b>2.538</b>	<b>423</b>	<b>16,7%</b>

I “Contributi per certificati ambientali”, pari a 475 milioni di euro, si riducono di 189 milioni di euro rispetto all’esercizio precedente essenzialmente per la riduzione dei contributi su Titoli di Efficienza Energetica ottenuti dalla distribuzione in Italia.

I “Rimborsi vari” si incrementano di 168 milioni di euro prevalentemente in Enel Generación Chile per l’indennizzo ottenuto dal cliente Anglo American per il recesso anticipato dal contratto a lungo termine per la fornitura di energia elettrica di complessivi 160 milioni di euro, di cui 80 milioni di euro riferiti alla Linea di Business Generazione Termoelettrica e Trading e 80 milioni di euro alla Linea di Business Enel Green Power.

La voce relativa alle plusvalenze da alienazione di società ammonta a 325 milioni di euro nel 2019, si incrementa di 38 milioni di euro e accoglie prevalentemente:

- > la plusvalenza relativa alla cessione di Mercure Srl, società veicolo alla quale Enel Produzione aveva precedentemente conferito l’impianto a biomasse della Valle del Mercure (108 milioni di euro);
- > il negative goodwill (pari a 181 milioni di euro) derivante dall’allocazione definitiva del prezzo di acquisto (i) di alcune società cedute da Enel Green Power North America Renewable Energy Partners LLC (106 milioni di euro) e (ii) di Tradewind che da società collegata è passata a essere una società controllata al 100% (negative goodwill pari a 75 milioni di euro);
- > le plusvalenze pari a 42 milioni di euro derivanti dalle cessioni di Gratiot e Outlaw, due progetti rinnovabili sviluppati da Tradewind.

Nel 2018 tale voce accoglieva prevalentemente:

- > la plusvalenza per la cessione, con perdita di controllo, di otto società di progetto in Messico avvenuta a fine settembre 2018 nonché la rimisurazione al fair value per la parte di interessenza del Gruppo nelle società pari al 20% (190 milioni di euro);
- > la plusvalenza derivante dalla cessione di EF Solare Italia (65 milioni di euro);
- > la plusvalenza per la cessione di alcune società della Linea di Business Enel Green Power in Uruguay (18 milioni di euro).

La voce “Altri proventi” si incrementa di 398 milioni di euro nel 2019 sostanzialmente per:

- > i maggiori ricavi in Argentina a seguito dell’accordo di Ede-sur con le autorità locali che sana pendenze reciproche originate nel periodo 2006-2016 (233 milioni di euro);
- > l’adeguamento del corrispettivo per l’acquisizione di eMotorWerks, avvenuta nel 2017, a seguito dell’applicazione di alcune clausole contrattuali (98 milioni di euro);
- > il corrispettivo pari a 50 milioni di euro previsto dall’accordo che e-distribuzione ha raggiunto con F2i e 2i Rete Gas per la liquidazione anticipata e forfettaria del secondo indennizzo connesso alla vendita nel 2009 della partecipazione detenuta dalla stessa e-distribuzione in Enel Rete Gas.

Nel 2018, invece, tale voce includeva principalmente l’indennizzo di 128 milioni di euro relativo all’accordo di e-distribuzione per la cessione di Enel Rete Gas avvenuta nel 2009.

Nella tabella seguente è rappresentata una disaggregazione del totale “Ricavi” per area di attività in base all’approccio utilizzato dal management per monitorare le performance del Gruppo nei due esercizi a confronto.

Milioni di euro	2019							
	Generazione Termoelettrica e Trading	Enel Green Power	Infrastrutture e Reti	Mercati finali	Enel X	Servizi	Altro, elisioni e rettifiche	Totale
Ricavi delle vendite e delle prestazioni	31.744	7.173	20.599	32.042	1.011	1.946	(17.149)	77.366
Altri proventi	307	560	1.190	502	119	35	248	2.961
<b>Totale ricavi</b>	<b>32.051</b>	<b>7.733</b>	<b>21.789</b>	<b>32.544</b>	<b>1.130</b>	<b>1.981</b>	<b>(16.901)</b>	<b>80.327</b>
	2018 <sup>(1)</sup>							
Ricavi delle vendite e delle prestazioni	27.412	7.650	18.805	33.444	964	1.958	(17.196)	73.037
Altri proventi	195	406	1.163	327	42	(20)	425	2.538
<b>Totale ricavi</b>	<b>27.607</b>	<b>8.056</b>	<b>19.968</b>	<b>33.771</b>	<b>1.006</b>	<b>1.938</b>	<b>(16.771)</b>	<b>75.575</b>

(1) I dati 2018 sono stati adeguati per tener conto delle interpretazioni dell'IFRS Committee (IFRIC), contenute nell'“Agenda Decision” di marzo 2019, che hanno comportato una diversa classificazione, senza alcun effetto sui margini rilevati, degli effetti relativi ai contratti di acquisto o vendita di commodity valutati al fair value a Conto economico (si rinvia a quanto illustrato nella nota 4.3 al presente Bilancio consolidato).

Gruppo Enel

Governance

Strategy &amp; Risk Management

Performance &amp; Metrics

Outlook

Bilancio consolidato

## Costi

### 9.a Energia elettrica, gas e acquisto combustibili - Euro 33.755 milioni

Milioni di euro				
	2019	2018	2019-2018	
Energia elettrica <sup>(1)</sup>	20.449	19.802	647	3,3%
Gas <sup>(1)</sup>	10.706	14.262	(3.556)	-24,9%
Combustibile nucleare	125	118	7	5,9%
Altri combustibili	2.475	3.082	(607)	-19,7%
<b>Totale</b>	<b>33.755</b>	<b>37.264</b>	<b>(3.509)</b>	<b>-9,4%</b>

(1) I dati 2018 sono stati adeguati per tener conto delle interpretazioni dell'IFRS Committee (IFRIC), contenute nell'“Agenda Decision” di marzo 2019, che hanno comportato una diversa classificazione, senza alcun effetto sui margini rilevati, degli effetti relativi ai contratti di acquisto o vendita di commodity valutati al fair value a Conto economico (si rinvia a quanto illustrato nella nota 4.3 al presente Bilancio consolidato).

Gli acquisti di “Energia elettrica, gas e combustibili” nel 2019 si riducono di 3.509 milioni di euro prevalentemente per effetto delle riclassifiche attuate a seguito dell'applicazione dell'“IFRIC Agenda Decision” di marzo 2019 con riferimento alla contabilizzazione delle transazioni non finanziarie con consegna fisica nello scope dell'IFRS 9. Per maggiori dettagli

si rimanda al paragrafo 4.3 delle note al Bilancio consolidato. Tale riduzione, nella voce “Altri combustibili”, accoglie anche la svalutazione di 206 milioni di euro dei magazzini combustibili associati agli impianti a carbone oggetto di impairment in Italia e Spagna.

### 9.b Servizi e altri materiali - Euro 18.580 milioni

Milioni di euro				
	2019	2018	2019-2018	
Vettoriamenti passivi	9.879	9.754	125	1,3%
Manutenzioni e riparazioni	1.145	1.013	132	13,0%
Telefoniche e postali	181	180	1	0,6%
Servizi di comunicazione	142	129	13	10,1%
Servizi informatici	806	773	33	4,3%
Godimento beni di terzi	382	589	(207)	-35,1%
Altri servizi	3.935	4.057	(122)	-3,0%
Altri materiali <sup>(1)</sup>	2.110	1.911	199	10,4%
<b>Totale</b>	<b>18.580</b>	<b>18.406</b>	<b>174</b>	<b>0,9%</b>

(1) I dati 2018 sono stati adeguati per tener conto delle interpretazioni dell'IFRS Committee (IFRIC), contenute nell'“Agenda Decision” di marzo 2019, che hanno comportato una diversa classificazione, senza alcun effetto sui margini rilevati, degli effetti relativi ai contratti di acquisto o vendita di commodity valutati al fair value a Conto economico (si rinvia a quanto illustrato nella nota 4.3 al presente Bilancio consolidato).

I costi per servizi e altri materiali, pari a 18.580 milioni di euro nel 2019, registrano un incremento di 174 milioni di euro rispetto all'esercizio 2018. Tale incremento è da riferirsi prevalentemente alla voce “Altri materiali” che ricomprende la sva-

lutazione dei magazzini parti di ricambio associati alle centrali a carbone oggetto di impairment in Italia e Spagna per complessivi 102 milioni di euro.

### 9.c Costo del personale - Euro 4.634 milioni

Milioni di euro	2019	2018	2019-2018	
Salari e stipendi	3.240	3.157	83	2,6%
Oneri sociali	875	894	(19)	-2,1%
Trattamento di fine rapporto	103	103	-	-
Benefici successivi al rapporto di lavoro e altri benefici a lungo termine	108	113	(5)	-4,4%
Incentivi all'esodo	101	138	(37)	-26,8%
Altri costi	207	176	31	17,6%
<b>Totale</b>	<b>4.634</b>	<b>4.581</b>	<b>53</b>	<b>1,2%</b>

Il costo del personale dell'esercizio 2019, pari a 4.634 milioni di euro, registra un incremento di 53 milioni di euro.

L'organico del Gruppo diminuisce di 1.019 risorse, principalmente a seguito del saldo negativo tra le assunzioni e le cessazioni (1.094 risorse) dovuto alle politiche di incentivazione all'esodo, solo parzialmente compensato dalle variazioni di perimetro (+75 risorse), sostanzialmente riferite:

- > alla dismissione dell'impianto Mercure, parte di Enel Produzione in Italia;
- > all'acquisizione della società Tradewind negli Stati Uniti;
- > alla cessione dell'impianto di Reftinskaya GRES in Russia;
- > all'acquisizione delle società PayTipper Network Srl, FlagPay Srl e PayTipper in Italia.

L'incremento dei "Salari e stipendi", nonostante la diminuzione dell'organico totale, riflette sostanzialmente le maggiori

consistenze medie dell'esercizio 2019, dovute al consolidamento di Enel Distribuição São Paulo avvenuto solo a giugno del 2018.

Gli oneri per "Incentivi all'esodo" nel 2019 ammontano a 101 milioni di euro, in diminuzione di 37 milioni di euro, principalmente in America Latina e in Italia per le cessazioni dei rapporti di lavoro in applicazione delle disposizioni previste dall'art. 4 della legge n. 92/2012 (c.d. "Legge Fornero") applicate principalmente nel corso del 2018, solo parzialmente compensate dall'aumento dei costi in Spagna per il piano di incentivazione *Plan de Salida*.

Nel prospetto che segue sono evidenziate la consistenza media dei dipendenti per categoria di appartenenza, confrontata con quella dell'esercizio precedente, nonché la consistenza effettiva al 31 dicembre 2019.

	Consistenza media <sup>(1)</sup>			Consistenza <sup>(1)</sup>	
	2019	2018	2019-2018	al 31.12.2019	
Manager	1.375	1.343	32	1.357	
Middle manager	11.016	10.614	402	11.329	
White collar	35.066	33.906	1.160	36.280	
Blue collar	20.846	20.834	12	19.287	
<b>Totale</b>	<b>68.303</b>	<b>66.697</b>	<b>1.606</b>	<b>68.253</b>	

(1) Per le società consolidate con il metodo proporzionale la consistenza corrisponde alla quota di competenza Enel.

Gruppo Enel

Governance

Strategy &amp; Risk Management

Performance &amp; Metrics

Outlook

Bilancio consolidato

## 9.d Impairment/(Ripristini di valore) netti di crediti commerciali e di altri crediti - 1.144 Euro milioni

Milioni di euro

	2019	2018	2019-2018	
Impairment di crediti commerciali	1.239	1.367	(128)	-9,4%
Impairment di altri crediti	116	18	98	-
<b>Totale impairment di crediti commerciali e di altri crediti</b>	<b>1.355</b>	<b>1.385</b>	<b>(30)</b>	<b>-2,2%</b>
Ripristini di valore di crediti commerciali	(202)	(281)	79	-
Ripristini di valore di altri crediti	(9)	(8)	(1)	-
<b>Totale ripristini di crediti commerciali e di altri crediti</b>	<b>(211)</b>	<b>(289)</b>	<b>78</b>	<b>-</b>
<b>TOTALE IMPAIRMENT/(RIPRISTINI DI VALORE) NETTI DI CREDITI COMMERCIALI E DI ALTRI CREDITI</b>	<b>1.144</b>	<b>1.096</b>	<b>48</b>	<b>4,4%</b>

La voce, pari a 1.144 milioni di euro, include gli impairment e i ripristini di valore dei crediti commerciali e degli altri crediti. I minori impairment nelle società dei Mercati finali in Italia

sono più che compensati dai maggiori impairment derivanti dal consolidamento di Enel Distribuição São Paulo e dai minori ripristini di impairment di Endesa Energía.

## 9.e Ammortamenti e altri impairment - Euro 9.682 milioni

Milioni di euro

	2019	2018	2019-2018	
Immobili, impianti e macchinari	4.481	4.132	349	8,4%
Investimenti immobiliari	3	7	(4)	-57,1%
Attività immateriali	1.266	1.075	191	17,8%
Altri impairment	4.221	272	3.949	-
Altri ripristini di valore	(289)	(131)	(158)	-
<b>Totale</b>	<b>9.682</b>	<b>5.355</b>	<b>4.327</b>	<b>80,8%</b>

La voce "Ammortamenti e altri impairment" nel 2019 risente essenzialmente degli impairment effettuati su taluni impianti a carbone in Italia, Spagna, Cile e Russia per complessivi 4.010 milioni di euro, comprensivi dei relativi oneri di smantellamento.

Tali svalutazioni sono da attribuire sostanzialmente:

- > alla più ridotta competitività di tali impianti a elevate emissioni di CO<sub>2</sub> rispetto alle altre tecnologie, soprattutto in Spagna e in Italia, in base alle mutate caratteristiche dello scenario di riferimento in termini di prezzi delle commodity e di maggiori oneri di compliance per le emissioni di CO<sub>2</sub>, oltretutto all'ulteriore penalizzazione, segnatamente in Italia, dovuta all'introduzione di una nuova disciplina del sistema di remunerazione della disponibilità della capacità produttiva (Capacity Market) che restringe l'ambito d'applicazione per gli impianti a più elevate emissioni di CO<sub>2</sub>;
- > agli accordi presi con il Governo cileno per dismettere anticipatamente i due impianti a carbone di Tarapacá e Bocami-

na I (rispettivamente entro il 31 maggio 2020 ed entro il 31 dicembre 2023), nell'ambito del processo di decarbonizzazione avviato nel Paese (356 milioni di euro);

- > all'adeguamento di valore al fair value (per 127 milioni di euro) della centrale di Reftinskaya per effetto della classificazione della stessa tra le attività possedute per la vendita a valle dell'accordo vincolante di cessione approvato dalle parti nel corso del giugno 2019.

La variazione inoltre include la quota di ammortamento dei diritti d'uso su beni altrui che, con decorrenza 1° gennaio 2019, sono rilevati come attività materiali in leasing e ammortizzati lungo la durata dei contratti, a seguito dell'applicazione del principio IFRS 16 (203 milioni di euro).

Tali impatti sono stati in parte compensati dal ripristino di impairment sugli impianti a gas in Italia per 265 milioni di euro a esito degli impairment test.

Nel 2018 tale voce includeva, in particolare, la svalutazione di alcuni asset relativi alle biomasse e al solare in Italia (94

milioni di euro), gli asset di Nuove Energie (24 milioni di euro) e gli impianti delle centrali di Augusta e Bastardo (23 milioni di euro) e della centrale di Alcúdia in Spagna (82 milioni di euro).

Tali effetti erano stati in parte compensati dal ripristino di impairment della CGU Hellas (117 milioni di euro).

## 9.f Altri costi operativi - Euro 7.276 milioni

Milioni di euro	2019	2018	2019-2018	
Oneri di sistema - Quote di emissioni inquinanti	430	443	(13)	-2,9%
Oneri per Titoli di Efficienza Energetica	416	607	(191)	-31,5%
Oneri per acquisto di certificati verdi	62	41	21	51,2%
Minusvalenze da alienazione di attività materiali e immateriali	76	61	15	24,6%
Imposte e tasse	1.035	1.126	(91)	-8,1%
Risultati da contratti derivati su acquisti di commodity con consegna fisica (1)	4.583	(1.120)	5.703	-
Altri	674	(509)	1.183	-
<b>Totale</b>	<b>7.276</b>	<b>1.769</b>	<b>5.507</b>	<b>-</b>

(1) I dati 2018 sono stati adeguati per tener conto delle interpretazioni dell'IFRS Committee (IFRIC), contenute nell'“Agenda Decision” di marzo 2019, che hanno comportato una diversa classificazione, senza alcun effetto sui margini rilevati, degli effetti relativi ai contratti di acquisto o vendita di commodity valutati al fair value a Conto economico (si rinvia a quanto illustrato nella nota 4.3 al presente Bilancio consolidato).

Gli altri costi operativi si incrementano di 5.507 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente per gli effetti delle riclassifiche dovute all'applicazione dell'“IFRIC Agenda Decision” di marzo 2019 con riferimento alla contabilizzazione delle transazioni non finanziarie con consegna fisica nello scope dell'IFRS 9. Per maggiori dettagli si rimanda al paragrafo 4.3 delle note al Bilancio consolidato.

Tale variazione è in parte compensata dai minori oneri di compliance ambientale in Italia e dalla riduzione dei tributi in Spagna per la sospensione, in base al regio decreto n. 15/2018 del 5 ottobre 2018, dell'applicazione delle imposte sulla produzione di energia elettrica da fonti termiche convenzionali e sul consumo di idrocarburi impiegati nella produzione.

## 9.g Costi per lavori interni capitalizzati - Euro (2.355) milioni

Milioni di euro	2019	2018	2019-2018	
Personale	(899)	(836)	(63)	-7,5%
Materiali	(980)	(852)	(128)	-15,0%
Altri	(476)	(576)	100	-17,4%
<b>Totale</b>	<b>(2.355)</b>	<b>(2.264)</b>	<b>(91)</b>	<b>-4,0%</b>

Gli oneri capitalizzati si incrementano di 91 milioni di euro principalmente per effetto dello sviluppo e della realizzazione di

maggiori investimenti nella Linea di Business Infrastrutture e Reti in Colombia, Perù e Italia.

## 10. Proventi/(Oneri) netti da gestione rischio commodity - Euro (733) milioni

Milioni di euro

	2019	2018	2019-2018	
<b>Proventi:</b>				
- proventi da derivati di cash flow hedge	200	93	107	-
- proventi da derivati di fair value rilevati a Conto economico <sup>(1)</sup>	1.311	3.910	(2.599)	-66,5%
<b>Totale proventi</b>	<b>1.511</b>	<b>4.003</b>	<b>(2.492)</b>	<b>-62,3%</b>
<b>Oneri:</b>				
- oneri da derivati di cash flow hedge	(23)	(68)	45	-66,2%
- oneri da derivati di fair value rilevati a Conto economico <sup>(1)</sup>	(2.221)	(3.403)	1.182	-34,7%
<b>Totale oneri</b>	<b>(2.244)</b>	<b>(3.471)</b>	<b>1.227</b>	<b>-35,4%</b>
<b>PROVENTI/(ONERI) NETTI DA GESTIONE RISCHIO COMMODITY</b>	<b>(733)</b>	<b>532</b>	<b>(1.265)</b>	<b>-</b>

(1) I dati 2018 sono stati adeguati per tener conto delle interpretazioni dell'IFRS Committee (IFRIC), contenute nell'“Agenda Decision” di marzo 2019, che hanno comportato una diversa classificazione, senza alcun effetto sui margini rilevati, degli effetti relativi ai contratti di acquisto o vendita di commodity valutati al fair value a conto economico (si rinvia a quanto illustrato nella nota 4.3 al presente bilancio consolidato).

Gli oneri netti derivanti dalla gestione del rischio commodity ammontano a 733 milioni di euro nel 2019 (proventi netti per 532 milioni di euro nel 2018), così composti:

> proventi netti derivanti dalla gestione dei derivati di cash flow hedge per 177 milioni di euro (proventi netti per 25 milioni di euro nel 2018);

> oneri netti sui derivati al fair value con impatto a Conto economico per 910 milioni di euro (proventi netti 507 milioni di euro nel 2018).

Per maggiori dettagli sui derivati, si prega di far riferimento alla nota 46 “Derivati ed hedge accounting”.

## 11. Proventi/(Oneri) finanziari netti da contratti derivati - Euro 342 milioni

Milioni di euro

	2019	2018	2019-2018	
<b>Proventi:</b>				
- proventi da derivati designati come strumenti di copertura	1.120	1.142	(22)	-1,9%
- proventi da derivati al fair value rilevato a Conto economico	364	851	(487)	-57,2%
<b>Totale proventi</b>	<b>1.484</b>	<b>1.993</b>	<b>(509)</b>	<b>-25,5%</b>
<b>Oneri:</b>				
- oneri da derivati designati come strumenti di copertura	(538)	(408)	(130)	31,9%
- oneri da derivati al fair value rilevato a Conto economico	(604)	(1.124)	520	-46,3%
<b>Totale oneri</b>	<b>(1.142)</b>	<b>(1.532)</b>	<b>390</b>	<b>25,5%</b>
<b>PROVENTI/(ONERI) FINANZIARI DA CONTRATTI DERIVATI</b>	<b>342</b>	<b>461</b>	<b>(119)</b>	<b>-25,8%</b>

I proventi netti da contratti derivati su tassi e cambi presentano un saldo di 342 milioni di euro nel 2019 (mentre nel 2018 si rilevavano proventi netti per 461 milioni di euro), così composto:

> proventi netti derivanti dalla gestione dei derivati designati come strumenti di copertura per 582 milioni di euro (proventi netti per 734 milioni di euro nel 2018) che si riferiscono soprattutto a relazioni di copertura di cash flow hedge;

> oneri netti sui derivati al fair value con impatto a Conto economico per 240 milioni di euro (oneri netti 273 milioni di euro nel 2018).

I risultati netti, rilevati nel 2019, su derivati sia di copertura sia di trading, si riferiscono prevalentemente alla copertura del rischio di cambio. Per maggiori dettagli sui derivati, si prega di far riferimento alla nota 46 “Derivati ed hedge accounting”.

## 12. Altri proventi/(oneri) finanziari netti - Euro (2.786) milioni

### Altri proventi finanziari

Milioni di euro	2019	2018	2019-2018	
<b>Interessi da attività finanziarie (correnti e non correnti):</b>				
- interessi attivi al tasso effettivo su titoli e crediti non correnti	126	93	33	35,5%
- interessi attivi al tasso effettivo su investimenti finanziari a breve	162	163	(1)	-0,6%
<b>Totale interessi attivi al tasso effettivo</b>	<b>288</b>	<b>256</b>	<b>32</b>	<b>12,5%</b>
<b>Proventi finanziari su titoli non correnti designati al fair value through profit or loss</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>
<b>Differenze positive di cambio</b>	<b>915</b>	<b>910</b>	<b>5</b>	<b>0,5%</b>
<b>Proventi da partecipazioni</b>	<b>4</b>	<b>12</b>	<b>(8)</b>	<b>-66,7%</b>
<b>Altri proventi</b>	<b>1.262</b>	<b>1.190</b>	<b>72</b>	<b>6,1%</b>
<b>TOTALE PROVENTI FINANZIARI</b>	<b>2.469</b>	<b>2.368</b>	<b>101</b>	<b>4,3%</b>

I proventi finanziari, pari a 2.469 milioni di euro, registrano un incremento di 101 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente, riferibile prevalentemente all'aumento degli "Altri proventi" per l'applicazione dello IAS 29, relativo alla rendicontazione in economie iperinflazionate, nelle società argentine (+179 milioni di euro). Si rimanda per maggiori dettagli alla

nota 4.2 del Bilancio consolidato al 31 dicembre 2019.

Tale effetto è in parte compensato dall'adeguamento al fair value, avvenuto nel 2018, del credito finanziario di Enel Produzione a seguito della cessione del 50% di Slovak Power Holding (pari a 134 milioni di euro).

### Altri oneri finanziari

Milioni di euro	2019	2018	2019-2018	
<b>Interessi su debiti finanziari (correnti e non correnti):</b>				
- interessi passivi su debiti verso banche	386	408	(22)	-5,4%
- interessi passivi su prestiti obbligazionari	2.030	1.953	77	3,9%
- interessi passivi su altri finanziamenti non bancari	183	127	56	44,1%
<b>Totale interessi passivi</b>	<b>2.599</b>	<b>2.488</b>	<b>111</b>	<b>4,5%</b>
<b>Differenze negative di cambio</b>	<b>1.229</b>	<b>1.378</b>	<b>(149)</b>	<b>-10,8%</b>
<b>Attualizzazione TFR e altri benefici ai dipendenti</b>	<b>135</b>	<b>107</b>	<b>28</b>	<b>26,2%</b>
<b>Attualizzazione altri fondi</b>	<b>186</b>	<b>169</b>	<b>17</b>	<b>10,1%</b>
<b>Oneri da partecipazioni</b>	<b>2</b>	<b>1</b>	<b>1</b>	<b>-</b>
<b>Altri oneri</b>	<b>1.104</b>	<b>734</b>	<b>370</b>	<b>50,4%</b>
<b>TOTALE ONERI FINANZIARI</b>	<b>5.255</b>	<b>4.877</b>	<b>378</b>	<b>7,8%</b>

Gli "altri oneri finanziari", pari a 5.255 milioni di euro, evidenziano un incremento complessivo di 378 milioni di euro rispetto al 2018. Tale variazione risente in particolare dei seguenti effetti:

- > l'aumento degli altri oneri per 370 milioni di euro è dovuto prevalentemente ai seguenti fenomeni:
  - maggiori oneri finanziari per 252 milioni di euro, a se-

guito dell'applicazione dello IAS 29, relativo alla rendicontazione in economie iperinflazionate, nelle società argentine. Si rimanda per maggiori dettagli alla nota 4.2 del Bilancio consolidato al 31 dicembre 2019;

- la rilevazione nel 2018 del ripristino dell'impairment relativo al credito finanziario per la cessione del 50% di Slovak Power Holding (186 milioni di euro);

- riduzione degli oneri finanziari in relazione a un incremento degli oneri capitalizzati per 83 milioni di euro;
- > l'incremento degli interessi passivi su passività finanziarie per 111 milioni di euro. Tale variazione è dovuta all'incremento degli interessi passivi su prestiti obbligazionari (77 milioni di euro) e degli oneri finanziari per l'applicazione dell'IFRS 16 (54 milioni di euro);
- > il decremento delle differenze negative di cambio per 149 milioni di euro che risentono soprattutto dell'andamento dei tassi di cambio associati all'indebitamento finanziario netto espresso in valuta diversa dall'euro.

### 13. Quota dei proventi/(oneri) derivanti da partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto - Euro (122) milioni

Milioni di euro

	2019	2018	2019-2018	
Proventi da partecipazioni in società collegate	120	521	(401)	-77,0%
Oneri da partecipazioni in società collegate	(242)	(172)	(70)	-40,7%
<b>Totale</b>	<b>(122)</b>	<b>349</b>	<b>(471)</b>	<b>-</b>

La quota di proventi netti derivanti da partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto si decrementa, rispetto all'anno precedente, di 471 milioni di euro. Tale variazione, oltre che risentire dei risultati *pro quota* di pertinenza del Gruppo delle società valutate con l'equity method, è da riferire prevalentemente all'adeguamento al fair value, effettuato nel

2018, della partecipazione del 50% in Slovak Power Holding (362 milioni di euro) che negli esercizi precedenti era stata a più riprese svalutata. Tale riduzione risente inoltre degli effetti derivanti dal riacquisto del controllo di 13 società da EGPNA REP che ha comportato la variazione di perimetro e la rilevazione della minusvalenza nella stessa EGPNA REP.

### 14. Imposte - Euro 836 milioni

Milioni di euro

	2019	2018	2019-2018	
Imposte correnti	2.137	2.014	123	6,1%
Rettifiche per imposte sul reddito relative a esercizi precedenti	(132)	(150)	18	-12,0%
<b>Totale imposte correnti</b>	<b>2.005</b>	<b>1.864</b>	<b>141</b>	<b>7,6%</b>
Imposte differite	(567)	92	(659)	-
Imposte anticipate	(602)	(105)	(497)	-
<b>TOTALE</b>	<b>836</b>	<b>1.851</b>	<b>(1.015)</b>	<b>-54,8%</b>

Il minore ammontare delle imposte del 2019 rispetto all'esercizio precedente è ascrivibile, essenzialmente, al minor risultato conseguito.

In termini percentuali il carico fiscale si è decrementato, in particolare per:

- > il rilascio di 494 milioni di euro di imposte differite di Enel Distribuição São Paulo a seguito della fusione con Enel Brasil Investimentos Sudeste SA (Enel Sudeste);
- > il raggiungimento dell'accordo con l'amministrazione finanziaria in merito al regime opzione "Patent Box" che ha consentito una tassazione agevolata per i redditi derivanti dall'utilizzo di proprietà intellettuali (53 milioni di euro);
- > le minori imposte (per 35 milioni di euro) rilevate in Argentina dalle società di generazione Enel Generación Costanera e Central Dock Sud, a seguito dell'esercizio dell'opzione per il regime agevolato del revalúo impositivo. Tale regime – a fronte del pagamento di un'imposta sostitutiva – consente di rivalutare fiscalmente determinate attività materiali con conseguente iscrizione di imposte differite attive a fronte della maggiore deducibilità fiscale degli ammortamenti in futuro;
- > il riversamento di imposte differite passive in EGPNA, quale effetto accessorio dell'operazione di acquisto di alcune società da EGPNA REP;

> la deducibilità fiscale dell'avviamento derivante dalla fusione di GasAtacama in Enel Generación Chile.

Tali effetti sono stati in parte compensati da quanto rilevato nell'esercizio precedente e di seguito riepilogato:

> maggiori imposte anticipate sulle perdite pregresse da parte di Enel Distribuição Goiás per effetto delle misure di miglioramento dell'efficienza poste in essere dal Gruppo successivamente all'acquisto (274 milioni di euro);

> minori imposte in Italia per l'iscrizione di imposte anticipate (85 milioni di euro) per perdite pregresse di 3Sun a seguito

della fusione in Enel Green Power SpA;

> riduzione delle imposte differite passive (61 milioni di euro) a seguito della riforma fiscale in Colombia che ha comportato la riduzione delle aliquote fiscali in forma progressiva dal 33% al 30%.

Per la movimentazione delle imposte anticipate e differite si rimanda alla nota 22.

Di seguito la riconciliazione tra aliquota fiscale teorica ed effettiva.

Milioni di euro

	2019		2018	
Risultato <i>ante</i> imposte	4.312		8.201	
Imposte teoriche	1.035	24,0%	1.968	24,0%
Delta effetto fiscale su perdite di valore, plusvalenze e negative goodwill	93		(180)	
Reversal di imposte differite in Brasile	(494)		-	
Iscrizione di imposte anticipate su perdite pregresse in Brasile	-		(274)	
Iscrizione di imposte anticipate su perdite pregresse in Italia	-		(86)	
Delta effetto fiscale su plusvalenza Kino e altre partite in Messico	-		100	
Effetto fiscalità differita per variazioni di aliquota	(33)		(61)	
Patent Box in Italia	(50)		-	
Rivalutazione fiscale di talune attività in Argentina	(35)		-	
IRAP	235		237	
Altre differenze, effetto delle diverse aliquote estere rispetto a quella teorica italiana e partite minori	85		147	
<b>Totale</b>	<b>836</b>		<b>1.851</b>	

## 15. Risultato e risultato diluito per azione

Entrambi gli indici sono calcolati sulla consistenza media delle azioni ordinarie dell'esercizio pari a 10.166.331.854 azioni, ret-

tificata delle azioni proprie pari a 1.549.152 del valore nominale di 1 euro (0 al 31 dicembre 2018).

	2019	2018	2019-2018	
Risultato delle continuing operations di pertinenza del Gruppo (milioni di euro)	2.174	4.789	(2.615)	-54,6%
Risultato delle discontinued operations di pertinenza del Gruppo (milioni di euro)	-	-	-	-
Risultato netto dell'esercizio di pertinenza del Gruppo (milioni di euro)	2.174	4.789	(2.615)	-54,6%
Numero medio di azioni ordinarie	10.166.331.854	10.166.679.946	(348.092)	-
Effetto diluitivo per stock option	-	-	-	-
Risultato e risultato diluito per azione (euro)	0,21	0,47	(0,26)	-55,3%
Risultato e risultato diluito delle continuing operations per azione (euro)	0,21	0,47	(0,26)	-55,3%
Risultato e risultato diluito delle discontinued operations per azione (euro)	-	-	-	-

## 16. Immobili, impianti e macchinari - Euro 79.809 milioni

Il dettaglio e la movimentazione delle attività materiali relative all'esercizio 2019 sono di seguito riportati.

Milioni di euro	Terreni	Fabbricati	Impianti e macchinari	Attrezzature industriali e commerciali	Altri beni	Beni in leasing	Migliorie su immobili di terzi	Immobilizzazioni in corso e acconti	Totale
Costo storico al netto degli impairment cumulati	655	9.919	158.257	503	1.401	1.077	411	6.092	178.315
Fondo ammortamento	-	5.303	94.314	345	1.095	363	264	-	101.684
<b>Consistenza al 31.12.2018</b>	<b>655</b>	<b>4.616</b>	<b>63.943</b>	<b>158</b>	<b>306</b>	<b>714</b>	<b>147</b>	<b>6.092</b>	<b>76.631</b>
Investimenti	3	43	1.742	33	61	7	3	6.340	8.232
IFRS 16 al 1° gennaio 2019	-	-	-	-	-	1.370	-	-	1.370
Passaggi in esercizio	18	313	3.451	1	39	-	15	(3.837)	-
Differenze di cambio	(5)	31	(322)	-	(3)	9	-	(144)	(434)
Variazioni perimetro di consolidamento	9	105	834	-	2	51	2	(18)	985
Dismissioni	(6)	(13)	(66)	(2)	(3)	(64)	(1)	-	(155)
Ammortamenti	-	(189)	(3.885)	(26)	(91)	(260)	(30)	-	(4.481)
Impairment	(31)	(286)	(3.230)	(1)	(3)	-	-	(394)	(3.945)
Ripristini di valore	-	115	167	-	-	-	-	-	282
Altri movimenti	20	151	1.140	(2)	14	174	-	240	1.737
Riclassifica da/ad "Attività classificate come possedute per la vendita"	-	(90)	(310)	-	-	-	-	(13)	(413)
<b>Totale variazioni</b>	<b>8</b>	<b>180</b>	<b>(479)</b>	<b>3</b>	<b>16</b>	<b>1.287</b>	<b>(11)</b>	<b>2.174</b>	<b>3.178</b>
Costo storico al netto degli impairment cumulati	663	10.265	160.068	527	1.471	2.614	427	8.266	184.301
Fondo ammortamento	-	5.469	96.604	366	1.149	613	291	-	104.492
<b>Consistenza al 31.12.2019</b>	<b>663</b>	<b>4.796</b>	<b>63.464</b>	<b>161</b>	<b>322</b>	<b>2.001</b>	<b>136</b>	<b>8.266</b>	<b>79.809</b>

Gli "Impianti e macchinari" includono beni gratuitamente de-vo- l- v- i- b- i- l- i per un valore netto di libro di 8.976 milioni di euro (8.747 milioni di euro al 31 dicembre 2018), sostanzialmente riferibili a impianti di produzione di energia elettrica in Iberia e America Latina per 4.267 milioni di euro (4.390 milioni di euro al 31 dicembre 2018) e alla rete di distribuzione di energia elettrica in America Latina per 3.911 milioni di euro (3.806 milioni di euro al 31 dicembre 2018).

Per i "Beni in leasing" si rinvia alla successiva nota 18.

Nel seguito vengono sintetizzati gli investimenti effettuati nel corso del 2019 per tipologia. Tali investimenti, complessivamente pari a 8.924 milioni di euro, registrano un incremento rispetto al 2018 di 2.394 milioni di euro, particolarmente concentrato negli impianti di generazione solare.

Milioni di euro

	2019	2018
<b>Impianti di produzione:</b>		
- termoelettrici	602	400
- idroelettrici	382	504
- geotermoelettrici	145	114
- nucleare	130	156
- con fonti energetiche alternative	3.695	2.170
<b>Totale impianti di produzione</b>	<b>4.954</b>	<b>3.344</b>
Reti di distribuzione di energia elettrica <sup>(1)</sup>	3.874	3.090
Terreni e fabbricati, altri beni e attrezzature	96	96
<b>TOTALE</b>	<b>8.924</b>	<b>6.530</b>

(1) I valori del 2019 includono 692 milioni di euro riferiti a investimenti in infrastrutture comprese nell'IFRIC 12 (271 milioni di euro nel 2018).

Gli investimenti in impianti di generazione ammontano a 4.954 milioni di euro, con un incremento di 1.610 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente, sostanzialmente a seguito di maggiori in-

vestimenti in impianti di generazione da fonti energetiche alternative. Gli investimenti in impianti di produzione si riferiscono principalmente a impianti eolici in Nord America, Spagna, Brasile, Sudafrica