Building a better
working world

Enel S.p.A.

Bilancio consolidato al 31 dicembre 2017

Relazione della società di revisione indipendente ai sensi dell'art. 14 del D. Lgs. 27 gennaio 2010, n. 39 e dell'art. 10 del Regolamento (UE) n. 537/2014

EY S.p.A.
Via Po, 32
00198 Roma

Tel: +39 06 324751
Fax: +39 06 32475504
ey.com

Building a better working world

Relazione della società di revisione indipendente ai sensi dell'art. 14 del D. Lgs. 27 gennaio 2010, n. 39 e dell'art. 10 del Regolamento (UE) n. 537/2014

Agli Azionisti della
Enel S.p.A.

Relazione sulla revisione contabile del bilancio consolidato

Giudizio

Abbiamo svolto la revisione contabile del bilancio consolidato del Gruppo Enel (il Gruppo), costituito dallo stato patrimoniale al 31 dicembre 2017, dal conto economico, dal prospetto del conto economico complessivo rilevato nell'esercizio, dal prospetto delle variazioni del patrimonio netto, dal rendiconto finanziario per l'esercizio chiuso a tale data e dalle note di commento al bilancio consolidato che includono anche la sintesi dei più significativi principi contabili applicati.

A nostro giudizio, il bilancio consolidato fornisce una rappresentazione veritiera e corretta della situazione patrimoniale e finanziaria del Gruppo Enel al 31 dicembre 2017, del risultato economico e dei flussi di cassa per l'esercizio chiuso a tale data, in conformità agli International Financial Reporting Standards adottati dall'Unione Europea, nonché ai provvedimenti emanati in attuazione dell'art. 9 del D. Lgs. 28 febbraio 2005, n. 38.

Elementi alla base del giudizio

Abbiamo svolto la revisione contabile in conformità ai principi di revisione internazionali (ISA Italia). Le nostre responsabilità ai sensi di tali principi sono ulteriormente descritte nella sezione *Responsabilità della società di revisione per la revisione contabile del bilancio consolidato* della presente relazione. Siamo indipendenti rispetto alla Enel S.p.A. in conformità alle norme e ai principi in materia di etica e di indipendenza applicabili nell'ordinamento italiano alla revisione contabile del bilancio. Riteniamo di aver acquisito elementi probativi sufficienti ed appropriati su cui basare il nostro giudizio.

Aspetti chiave della revisione contabile

Gli aspetti chiave della revisione contabile sono quegli aspetti che, secondo il nostro giudizio professionale, sono stati maggiormente significativi nell'ambito della revisione contabile del bilancio consolidato dell'esercizio in esame. Tali aspetti sono stati da noi affrontati nell'ambito della revisione contabile e nella formazione del nostro giudizio sul bilancio consolidato nel suo complesso; pertanto su tali aspetti non esprimiamo un giudizio separato.

EY S.p.A.
Sede Legale: Via Po, 32 - 00198 Roma
Capitale Sociale deliberato Euro 3.250.000,00, sottoscritto e versato Euro 3.100.000,00 i.v.
Iscritta alla S.O. del Registro delle Imprese presso la C.C.I.A.A. di Roma
Codice fiscale e numero di iscrizione 00434000584 - numero R.E.A. 250904
P.IVA 00891231003
Iscritta al Registro Revisori Legali al n. 70945 Pubblicato sulla G.U. Suppl. 13 - IV Serie Speciale del 17/2/1998
Iscritta all'Albo Speciale delle società di revisione
Consob al progressivo n. 2 delibera n.10831 del 16/7/1997

A member firm of Ernst & Young Global Limited

Abbiamo identificato i seguenti aspetti chiave della revisione contabile:

Aspetti chiave	Risposte di revisione
Recuperabilità di attività non correnti Il bilancio consolidato al 31 dicembre 2017 include tra le attività non correnti Immobili, impianti e macchinari pari a Euro 74.937 milioni, Attività immateriali pari a Euro 16.724 milioni e Avviamento pari a Euro 13.746 milioni. Gli amministratori hanno effettuato i test di *impairment* sul valore contabile iscritto alla data di bilancio delle unità generatrici di flussi di cassa indipendenti (CGU) che includono avviamento, attività immateriali a vita utile indefinita o altre attività non correnti che presentavano indicatori di *impairment*. Il processo seguito dal management e le modalità di valutazione e determinazione del valore recuperabile di ciascuna CGU sono basati su assunzioni a volte complesse che per loro natura implicano il ricorso al giudizio degli amministratori. Tale giudizio è da riferirsi, prevalentemente, alle previsioni dei flussi di cassa futuri propri di ogni CGU così come desumibili dal Piano Industriale 2018-2022 nonché alla determinazione dei tassi di crescita di lungo periodo e dei tassi di attualizzazione applicati a tali previsioni. In relazione a quanto sopra, assumono particolare rilevanza le ipotesi formulate dagli amministratori circa il futuro andamento degli scenari economici, tra cui l'andamento della domanda elettrica e del gas e dei relativi prezzi attesi, la disponibilità delle risorse rinnovabili nonché alcune variabili quali inflazione, tassi di cambio e tassi di interesse. In considerazione del giudizio richiesto e della complessità delle assunzioni utilizzate nella stima del valore recuperabile delle attività non correnti, abbiamo ritenuto che tale tematica rappresentasse un aspetto chiave per la revisione. L'informativa di bilancio relativa alla recuperabilità delle attività non correnti è riportata alla nota 2. *"Principi contabili e criteri di valutazione - Recuperabilità di attività non correnti"*, alla nota 15. *"Immobili, impianti e macchinari"* e alla nota 20. *"Avviamento"*.	Le nostre procedure di revisione in risposta all'aspetto chiave hanno riguardato, tra l'altro: • l'analisi della procedura di *impairment* delle suddette attività non correnti e dei relativi controlli posti in essere dal Gruppo; • l'analisi dei criteri di identificazione delle CGU e della riconciliazione dei valori contabili ad esse attribuiti con il bilancio consolidato; • l'analisi delle principali assunzioni del Piano Industriale 2018-2022 e dei relativi flussi di cassa futuri, incluso il confronto con dati e previsioni di settore; • l'analisi della coerenza delle previsioni dei flussi di cassa futuri di ciascuna CGU con il Piano Industriale 2018-2022; • la valutazione circa la capacità del management di formulare previsioni accurate, mediante confronto tra i dati storici consuntivati e le precedenti previsioni. Nello svolgimento delle verifiche ci siamo avvalsi dell'ausilio di nostri esperti in tecniche di valutazione, al fine di verificare le metodologie utilizzate nel processo, l'accuratezza matematica del modello, la ragionevolezza dei tassi di crescita a lungo termine e del tasso di attualizzazione nonché l'esito delle analisi di sensitività effettuate dalla direzione. Infine, abbiamo verificato l'adeguatezza dell'informativa fornita nelle note di commento al bilancio in relazione all'aspetto chiave.

Aspetti chiave	Risposte di revisione
Ricavi per vendite di energia elettrica e gas non ancora fatturate	
I ricavi delle vendite di energia elettrica e gas ai clienti al dettaglio sono rilevati al momento della fornitura e comprendono, oltre a quanto fatturato in base a letture periodiche ovvero in base ai volumi comunicati dai distributori e dai trasportatori, una stima dell'energia elettrica e gas erogati nell'esercizio ma non ancora fatturati. I ricavi afferenti il periodo tra la data di ultima lettura e la fine dell'esercizio si basano su stime che considerano il consumo giornaliero del cliente, determinato principalmente in funzione del suo profilo storico, rettificato per riflettere le condizioni atmosferiche o altri fattori che possano influire sullo stesso. In considerazione della complessità delle assunzioni utilizzate per stimare i ricavi di energia elettrica e gas erogati non ancora fatturati, abbiamo ritenuto che tale tematica rappresentasse un aspetto chiave della revisione. L'informativa di bilancio relativa ai ricavi rilevati nell'esercizio per vendite di energia elettrica e gas non ancora fatturate è riportata alla nota 2. *"Principi contabili e criteri di valutazione - Uso di stime - Rilevazione dei ricavi"*.	Le nostre procedure di revisione in risposta all'aspetto chiave hanno riguardato, tra l'altro: • l'analisi del processo di rilevazione dei ricavi di energia elettrica e gas e dei controlli chiave, compresi quelli relativi ai presidi informatici, posti in essere dalle società del Gruppo interessate; • la verifica degli algoritmi e dei dati utilizzati nei sistemi informatici dalle società del Gruppo interessate, eseguita anche con il supporto dei nostri specialisti in Information Technology; • le procedure di validità su un campione dei dati utilizzati dalla direzione per determinare i ricavi maturati, incluso il riscontro, ove applicabile, delle informazioni sulle quantità immesse in rete e rese disponibili dai trasportatori e dai distributori; • il confronto della stima rilevata in bilancio con i dati successivamente consuntivati. Infine, abbiamo verificato l'adeguatezza dell'informativa fornita nelle note di commento al bilancio in relazione all'aspetto chiave.

Aspetti chiave	Risposte di revisione
Contenziosi	
Il Gruppo è parte in diversi procedimenti civili, amministrativi e fiscali collegati al normale svolgimento delle proprie attività, per i quali non è sempre oggettivamente possibile prevedere l'esito finale e che potrebbero generare passività di importo anche significativo. La valutazione dei rischi legati ai suddetti procedimenti è basata su elementi complessi che per loro natura implicano il ricorso al giudizio degli amministratori. Tale giudizio è da riferirsi, in particolare, alla valutazione delle incertezze connesse alla previsione degli esiti dei procedimenti e all'adeguatezza dell'informativa di bilancio; esso inoltre tiene conto degli elementi di valutazione acquisiti dalla funzione legale interna e dai consulenti legali esterni. In considerazione del giudizio richiesto, della significatività di tali contenziosi e della complessità del processo di valutazione, abbiamo ritenuto che tale tematica rappresentasse un aspetto chiave per la revisione. L'informativa di bilancio relativa ai contenziosi è contenuta alla nota 2. *"Principi contabili e criteri di valutazione - Uso di stime - Contenziosi"* e alla nota 49. *"Attività e passività potenziali"*.	Le nostre procedure di revisione in risposta all'aspetto chiave hanno riguardato, tra l'altro: • l'analisi del processo di identificazione dei contenziosi legali e fiscali e dei procedimenti amministrativi in corso e dei relativi controlli posti in essere; • l'analisi critica delle assunzioni utilizzate nella valutazione dei rischi legali e fiscali predisposta dalle funzioni legale e fiscale del Gruppo; • la discussione con le funzioni legale e fiscale circa lo stato dei contenziosi maggiormente significativi e l'esame della principale documentazione ritenuta rilevante, anche con l'ausilio di nostri esperti in materia legale e fiscale: • l'ottenimento delle conferme esterne da parte dei consulenti legali e fiscali che assistono le diverse società del Gruppo interessate nonché l'esame delle stesse al fine di verificare la coerenza delle informazioni ottenute con la valutazione del rischio effettuata dalla direzione e dalle funzioni legale e fiscale. Infine, abbiamo verificato l'adeguatezza dell'informativa fornita nelle note di commento al bilancio in relazione all'aspetto chiave.

Aspetti chiave	Risposte di revisione
Effetti della prima applicazione dell'IFRS 15 "Ricavi provenienti da contratti con i clienti" A partire dal 1 gennaio 2018, il Gruppo applica il principio contabile internazionale IFRS 15 "Ricavi provenienti da contratti con i clienti". Il nuovo principio introduce, tra l'altro, un nuovo quadro di riferimento per la rilevazione e la misurazione dei ricavi in coerenza con il processo di trasferimento ai clienti del controllo sui beni e servizi forniti e per un ammontare che rifletta il corrispettivo atteso in cambio degli stessi. Il principio introduce, inoltre, nuovi criteri con riferimento alle distinte obbligazioni contrattuali ed alla combinazione delle stesse ai fini della rilevazione dei ricavi. In sede di prima applicazione di tale principio, il Gruppo ha ritenuto di avvalersi della facoltà di rilevare retroattivamente l'effetto cumulativo derivante dalla sua adozione come rettifica del saldo di apertura del patrimonio netto al 1 gennaio 2018, avendo riguardo alle fattispecie esistenti a tale data; tale modalità di rilevazione non comporta la riesposizione dei dati finanziari dell'esercizio precedente. Il Gruppo ha individuato quali fattispecie più significative derivanti dall'applicazione di tale principio il differimento dei ricavi derivanti da taluni contratti di connessione alla rete elettrica e la capitalizzazione dei costi per l'acquisizione dei contratti con i clienti, limitatamente alle commissioni di vendita riconosciute agli agenti. Le fattispecie indicate in precedenza comporteranno un decremento complessivo del patrimonio netto di Gruppo, al 1 gennaio 2018, di Euro 3,7 miliardi, al netto dell'effetto fiscale. In considerazione della significatività degli impatti attesi derivanti dall'applicazione del nuovo principio e dell'importanza della relativa informativa, abbiamo ritenuto che tale tematica rappresentasse un aspetto chiave della revisione. L'informativa di bilancio relativa all'adozione del principio contabile IFRS 15 è contenuta alla nota 3. *"Principi contabili di recente emanazione - Principi contabili di futura applicazione"*.	Le nostre procedure di revisione in risposta all'aspetto chiave hanno riguardato, tra l'altro: • l'analisi del processo di diagnostica posto in essere dalla direzione al fine di individuare le differenze rispetto ai precedenti standard contabili di riferimento nonché i relativi controlli chiave; • l'analisi delle informazioni raccolte dalla direzione presso le componenti italiane ed estere attraverso appositi questionari aventi la finalità di inventariare le diverse tipologie contrattuali e le relative caratteristiche qualificanti rispetto alle disposizioni del principio IFRS 15; • l'analisi delle casistiche identificate dalla direzione ad esito dell'ottenimento dei questionari sopra menzionati e il confronto con le prassi contabili del settore (benchmark); • l'analisi delle principali tipologie di contratti e dei contratti con i clienti più rilevanti per il Gruppo; • la verifica, con il metodo del campione, della corrispondenza delle informazioni raccolte dal Gruppo in merito ai contratti con i clienti, inclusi i relativi valori; • l'analisi del processo adottato dal Gruppo per la misurazione dei ricavi secondo il principio IFRS 15 con riferimento alle casistiche impattate dal nuovo principio e dei relativi controlli chiave; • la valutazione dell'appropriatezza del metodo di transizione al nuovo principio alla data di prima applicazione; • la verifica della completezza delle informazioni ottenute dalle componenti e la verifica dei calcoli degli effetti derivanti dalla prima applicazione del nuovo principio. Infine, abbiamo verificato l'adeguatezza dell'informativa fornita nelle note di commento al bilancio in relazione all'aspetto chiave.

Responsabilità degli amministratori e del collegio sindacale per il bilancio consolidato

Gli amministratori sono responsabili per la redazione del bilancio consolidato che fornisca una rappresentazione veritiera e corretta in conformità agli International Financial Reporting Standards adottati dall'Unione Europea, nonché ai provvedimenti emanati in attuazione dell'art. 9 del D. Lgs. 28 febbraio 2005, n. 38 e, nei termini previsti dalla legge, per quella parte del controllo interno dagli stessi ritenuta necessaria per consentire la redazione di un bilancio che non contenga errori significativi dovuti a frodi o a comportamenti o eventi non intenzionali.

Gli amministratori sono responsabili per la valutazione della capacità del Gruppo di continuare ad operare come un'entità in funzionamento e, nella redazione del bilancio consolidato, per l'appropriatezza dell'utilizzo del presupposto della continuità aziendale, nonché per una adeguata informativa in materia. Gli amministratori utilizzano il presupposto della continuità aziendale nella redazione del bilancio consolidato a meno che abbiano valutato che sussistono le condizioni per la liquidazione della capogruppo Enel S.p.A. o per l'interruzione dell'attività o non abbiano alternative realistiche a tali scelte.

Il collegio sindacale ha la responsabilità della vigilanza, nei termini previsti dalla legge, sul processo di predisposizione dell'informativa finanziaria del Gruppo.

Responsabilità della società di revisione per la revisione contabile del bilancio consolidato

I nostri obiettivi sono l'acquisizione di una ragionevole sicurezza che il bilancio consolidato nel suo complesso non contenga errori significativi, dovuti a frodi o a comportamenti o eventi non intenzionali, e l'emissione di una relazione di revisione che includa il nostro giudizio. Per ragionevole sicurezza si intende un livello elevato di sicurezza che, tuttavia, non fornisce la garanzia che una revisione contabile svolta in conformità ai principi di revisione internazionali (ISA Italia) individui sempre un errore significativo, qualora esistente. Gli errori possono derivare da frodi o da comportamenti o eventi non intenzionali e sono considerati significativi qualora ci si possa ragionevolmente attendere che essi, singolarmente o nel loro insieme, siano in grado di influenzare le decisioni economiche degli utilizzatori prese sulla base del bilancio consolidato.

Nell'ambito della revisione contabile svolta in conformità ai principi di revisione internazionali (ISA Italia), abbiamo esercitato il giudizio professionale e abbiamo mantenuto lo scetticismo professionale per tutta la durata della revisione contabile. Inoltre:

- abbiamo identificato e valutato i rischi di errori significativi nel bilancio consolidato, dovuti a frodi o a comportamenti o eventi non intenzionali; abbiamo definito e svolto procedure di revisione in risposta a tali rischi; abbiamo acquisito elementi probativi sufficienti ed appropriati su cui basare il nostro giudizio. Il rischio di non individuare un errore significativo dovuto a frodi è più elevato rispetto al rischio di non individuare un errore significativo derivante da comportamenti od eventi non intenzionali, poiché la frode può implicare l'esistenza di collusioni, falsificazioni, omissioni intenzionali, rappresentazioni fuorvianti o forzature del controllo interno;
- abbiamo acquisito una comprensione del controllo interno rilevante ai fini della revisione contabile allo scopo di definire procedure di revisione appropriate nelle circostanze, e non per esprimere un giudizio sull'efficacia del controllo interno del Gruppo;
- abbiamo valutato l'appropriatezza dei principi contabili utilizzati nonché la ragionevolezza delle stime contabili effettuate dagli amministratori e della relativa informativa;
- siamo giunti ad una conclusione sull'appropriatezza dell'utilizzo da parte degli amministratori del presupposto della continuità aziendale e, in base agli elementi probativi acquisiti, sull'eventuale esistenza di una incertezza significativa riguardo a eventi o circostanze che possono far sorgere

dubbi significativi sulla capacità del Gruppo di continuare ad operare come un'entità in funzionamento. In presenza di un'incertezza significativa, siamo tenuti a richiamare l'attenzione nella relazione di revisione sulla relativa informativa di bilancio ovvero, qualora tale informativa sia inadeguata, a riflettere tale circostanza nella formulazione del nostro giudizio. Le nostre conclusioni sono basate sugli elementi probativi acquisiti fino alla data della presente relazione. Tuttavia, eventi o circostanze successivi possono comportare che il Gruppo cessi di operare come un'entità in funzionamento;

- abbiamo valutato la presentazione, la struttura e il contenuto del bilancio consolidato nel suo complesso, inclusa l'informativa, e se il bilancio consolidato rappresenti le operazioni e gli eventi sottostanti in modo da fornire una corretta rappresentazione;
- abbiamo acquisito elementi probativi sufficienti e appropriati sulle informazioni finanziarie delle imprese o delle differenti attività economiche svolte all'interno del Gruppo per esprimere un giudizio sul bilancio consolidato. Siamo responsabili della direzione, della supervisione e dello svolgimento dell'incarico di revisione contabile del Gruppo. Siamo gli unici responsabili del giudizio di revisione sul bilancio consolidato.

Abbiamo comunicato ai responsabili delle attività di governance, identificati ad un livello appropriato come richiesto dai principi di revisione internazionali (ISA Italia), tra gli altri aspetti, la portata e la tempistica pianificate per la revisione contabile e i risultati significativi emersi, incluse le eventuali carenze significative nel controllo interno identificate nel corso della revisione contabile.

Abbiamo fornito ai responsabili delle attività di governance anche una dichiarazione sul fatto che abbiamo rispettato le norme e i principi in materia di etica e di indipendenza applicabili nell'ordinamento italiano e abbiamo comunicato loro ogni situazione che possa ragionevolmente avere un effetto sulla nostra indipendenza e, ove applicabile, le relative misure di salvaguardia.

Tra gli aspetti comunicati ai responsabili delle attività di governance, abbiamo identificato quelli che sono stati più rilevanti nell'ambito della revisione contabile del bilancio dell'esercizio in esame, che hanno costituito quindi gli aspetti chiave della revisione. Abbiamo descritto tali aspetti nella relazione di revisione.

Altre informazioni comunicate ai sensi dell'art. 10 del Regolamento (UE) n. 537/2014

L'assemblea degli azionisti della Enel S.p.A. ci ha conferito in data 29 aprile 2011 l'incarico di revisione legale del bilancio d'esercizio e consolidato della Società per gli esercizi con chiusura dal 31 dicembre 2011 al 31 dicembre 2019.

Dichiariamo che non sono stati prestati servizi diversi dalla revisione contabile vietati ai sensi dell'art. 5, par. 1, del Regolamento (UE) n. 537/2014 e che siamo rimasti indipendenti rispetto alla Società nell'esecuzione della revisione legale.

Confermiamo che il giudizio sul bilancio consolidato espresso nella presente relazione è in linea con quanto indicato nella relazione aggiuntiva destinata al collegio sindacale, nella sua funzione di comitato per il controllo interno e la revisione contabile, predisposta ai sensi dell'art. 11 del citato Regolamento.

Building a better
working world

Relazione su altre disposizioni di legge e regolamentari

Giudizio ai sensi dell'art. 14, comma 2, lettera e) del D. Lgs. 27 gennaio 2010, n. 39 e dell'art. 123-bis, comma 4 del D. Lgs. 24 febbraio 1998, n. 58

Gli amministratori della Enel S.p.A. sono responsabili per la predisposizione della relazione sulla gestione e della relazione sul governo societario e gli assetti proprietari del Gruppo Enel al 31 dicembre 2017, incluse la loro coerenza con il relativo bilancio consolidato e la loro conformità alle norme di legge.

Abbiamo svolto le procedure indicate nel principio di revisione (SA Italia) n. 720B al fine di esprimere un giudizio sulla coerenza della relazione sulla gestione e di alcune specifiche informazioni contenute nella relazione sul governo societario e gli assetti proprietari indicate nell'art. 123-bis, comma 4 del D. Lgs. 24 febbraio 1998, n. 58, con il bilancio consolidato del Gruppo Enel al 31 dicembre 2017 e sulla conformità delle stesse alle norme di legge, nonché di rilasciare una dichiarazione su eventuali errori significativi.

A nostro giudizio, la relazione sulla gestione e le specifiche informazioni contenute nella relazione sul governo societario e gli assetti proprietari sopra richiamate sono coerenti con il bilancio consolidato del Gruppo Enel al 31 dicembre 2017 e sono redatte in conformità alle norme di legge.

Con riferimento alla dichiarazione di cui all'art. 14, comma 2, lettera e) del D. Lgs. 27 gennaio 2010, n. 39, rilasciata sulla base delle conoscenze e della comprensione dell'impresa e del relativo contesto acquisite nel corso dell'attività di revisione, non abbiamo nulla da riportare.

Dichiarazione ai sensi dell'art. 4 del Regolamento Consob di attuazione del D. Lgs. 30 dicembre 2016, n. 254

Gli amministratori della Enel S.p.A. sono responsabili per la predisposizione della dichiarazione consolidata di carattere non finanziario ai sensi del D. Lgs. 30 dicembre 2016, n. 254. Abbiamo verificato l'avvenuta approvazione da parte degli amministratori della dichiarazione consolidata di carattere non finanziario.

Ai sensi dell'art. 3, comma 10, del D. Lgs. 30 dicembre 2016, n. 254, tale dichiarazione è oggetto di separata attestazione di conformità da parte nostra.

Roma, 17 aprile 2018

EY S.p.A.

Massimo Antonelli
(Socio)

Estados Financieros Consolidados

Estado de Resultados Consolidados

Millones de euros	Notas				
		2017		2016	
			Con partes relacionadas		*Con partes relacionadas*
Ingresos					
Ingresos de ventas y servicios	7.a	72,664	*5,124*	68,604	*4,550*
Otros ingresos	7.b	1,975	*22*	1,988	*20*
	[Subtotal]	**74,639**		**70,592**	
Costos					
Compras de Electricidad, gas y combustible	8.a	36,039	*7,761*	32,039	*6,603*
Servicios y otros materiales	8.b	17,982	*2,664*	17,393	*2,577*
Personal	8.c	4,504		4,637	
Depreciación, amortización y pérdidas por deterioro	8.d	5,861		6,355	
Otros gastos operativos	8.e	2,886	*531*	2,783	*312*
Costos capitalizados	8.f	(1,847)		(1,669)	
	[Subtotal]	**65,425**		**61,538**	
Ingresos /(gastos) netos por contratos de materia prima medidos a valor razonable	9	**578**	*27*	**(133)**	*29*
Utilidad operativa		**9,792**		**8,921**	
Ingresos financieros de derivados	10	1,611		1,884	
Otros ingresos financieros	11	2,371	*18*	2,289	*21*
Gastos financieros de derivados	10	2,766		2,821	
Otros gastos financieros	11	3,908	*25*	4,339	*39*
Participación en resultados de inversiones de capital contabilizadas por el método de la participación	12	111		(154)	
Utilidad antes de impuestos		**7,211**		**5,780**	
Impuesto a la renta	13	1,882		1,993	
Utilidad neta de operaciones continuas		**5,329**		**3,787**	
Utilidad neta de operaciones descontinuadas		**-**		**-**	
Utilidad neta del ejercicio (accionistas de la sociedad dominante y participaciones no controladoras)		**5,329**		**3,787**	
Atribuible a los accionistas de la Sociedad Dominante		3,779		2,570	
Atribuible a participaciones no controladoras		1,550		1,217	
Ganancia /(pérdida) básica por acción atribuible a accionistas de la Sociedad Dominante (euros)	14	*0.37*		*0.26*	
Ganancia /(pérdida) diluida por acción atribuible a accionistas de la Sociedad Dominante (euros)	14	*0.37*		*0.26*	
Ganancia /(pérdida) básica por acción por operaciones continuas atribuible a accionistas de la Sociedad Dominante (euros)	14	*0.37*		*0.26*	
Ganancia /(pérdida)diluida por acción por operaciones continuas atribuible a accionistas de la Sociedad Dominante (euros)	14	*0.37*		*0.26*	

Estado de Resultados Integrales Consolidados

Millones de euros	Notas	2017	2016
Utilidad neta		**5,329**	**3,787**
Otros resultados integrales que se reclasificarán a resultados (neto de impuestos)			
Porción eficaz de cambio en el valor razonable de coberturas de flujos de efectivo		(72)	(34)
Participación en otros resultados integrales de inversiones de capital contabilizadas por el método de participación		10	(18)
Variación del valor razonable de los activos financieros disponibles para venta		(129)	(24)
Variación de reserva de conversión		(2,519)	1,952
Otros resultados integrales que no se reclasificarán a resultados (neto de impuestos)			
Revalorización de pasivos /(activos) por beneficios a los empleados neto		74	(239)
Utilidad/(pérdida) otros resultados integrales del periodo	32	**(2,636)**	**1,637**
Utilidad/(pérdida) integral total del periodo		**2,693**	**5,424**
Atribuible a:			
- Accionistas de la Sociedad Dominante		1,968	3,237
- Participaciones no controladoras		725	2,187

Balance General Consolidado

Millones de euros	Notas				
ACTIVOS		**Al 31 de Dic. 2017**		Al 31de Dic. 2016	
			Con partes relacionadas		*Con partes relacionadas*
Activos no corrientes					
Propiedad, planta y equipo	15	74,937		76,265	
Propiedad de inversión	18	77		124	
Activos intangibles	19	16,724		15,929	
Goodwill	20	13,746		13,556	
Activos por impuestos diferidos	21	6,354		6,665	
Inversiones de capital contabilizadas por el método de participación	22	1,598		1,558	
Derivados	23	702		1,609	
Otros Activos financieros no corrientes	24	4,002		3,892	
Otros Activos no corrientes	25	1,064		706	
	[Total]	**119,204**		**120,304**	
Activos corrientes					
Inventarios	26	2,722		2,564	
Cuentas por cobrar comerciales	27	14,529	*832*	13,506	*958*
Impuesto a la renta por cobrar		577		879	
Derivados	23	2,309	*11*	3,945	*18*
Otros Activos financieras Corrientes	28	4,614	*3*	3,053	*135*
Otros Activos corrientes	29	2,695	*162*	3,044	*109*
Efectivo y equivalentes de efectivo	30	7,021		8,290	
	[Total]	**34,467**		**35,281**	
Activos clasificados como mantenidos para venta	31	**1,970**		**11**	
TOTAL ACTIVOS		**155,641**		**155,596**	

Millones de euros	Notas				
PASIVOS Y PATRIMONIO NETO		**Al 31 de Dic. 2017**		Al 31de Dic. 2016	
			Con partes relacionadas		*Con partes relacionadas*
Patrimonio atribuible a los accionistas de la Sociedad Dominante					
Capital		10,167		10,167	
Otras reservas		3,348		5,152	
Resultados acumulados		21,280		19,484	
	[Total]	**34,795**		**34,803**	
Participaciones no controladoras		**17,366**		**17,772**	
Total patrimonio neto	32	**52,161**		**52,575**	
Pasivos no corrientes					
Préstamos a largo plazo	33	42,439	*893*	41,336	*1,072*
Beneficios a los empleados	34	2,407		2,585	
Provisiones no corrientes	35	4,821		4,981	
Pasivos por impuestos diferidos	21	8,348		8,768	
Derivados	23	2,998		2,532	
Otras pasivos no corrientes	36	2,003	*36*	1,856	*23*
	[Total]	**63,016**		**62,058**	
Pasivos corrientes					
Préstamos a corto plazo	33	1,894		5,372	
Porción corriente de préstamos	33	7,000	*89*	4,384	*89*
Provisiones corrientes	35	1,210		1,433	
Cuentas por pagar comerciales	37	12,671	*2,365*	12,688	*2,921*
Impuesto a la renta por pagar		284		359	
Derivados	23	2,260	*9*	3,322	*11*
Otros pasivos financieros corrientes	38	954		1,264	
Otros pasivos corrientes	40	12,462	*37*	12,141	*28*
	[Total]	**38,735**		**40,963**	
Pasivos mantenidos para la venta	31	**1,729**		**-**	
TOTAL PASIVOS		**103,480**		**103,021**	
TOTAL PASIVOS Y PATRIMONIO NETO		**155,641**		**155,596**	

Estado de Cambios en el Patrimonio neto Consolidado (nota 32)

	Capital social y reservas atribuibles a los accionistas de la Sociedad Dominante														
	Capital Social	Reserva de prima de emisión	Reserva legal	Otras reservas	Reserva por conversión de Estados financieras En monedas distinta del euro	Reserva por valorización de instrumentos financieros de cobertura de flujo de efectivo	Reserva por valorización de instrumentos financieros AFS	Reserva de inversiones de capital contabilizadas por el método de participación	Reserva por revalorización de pasivos/Activos) neto de planes de prestaciones definidas	Por enajenación de participaciones sin pérdida de control	Reservas por adquisiciones de participación no controladora	Resultados acumulados	**Patrimonio atribuible a los accionistas de la Sociedad Dominante**	**Participaciones no controladoras**	**Total Patrimonio neto**
Al 1ero de Enero de 2016	**9,403**	**5,292**	**1,881**	**2,262**	**(1,956)**	**(1,341)**	**130**	**(54)**	**(551)**	**(2,115)**	**(196)**	**19,621**	**32,376**	**19,375**	**51,751**
Distribución de dividendos e intermedio	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(2,542)	**(2,542)**	**(1,032)**	**(3,574)**
Distribucipon de resultados neto del año anterior Dividendos		-	153	-	-	-	-	-	-	-	-	(153)	**-**	**-**	**-**
Aumento de capital para la separación no proporcional de Enel Green Power	764	2,197	-	-	119	(31)	-	-	1	-	(974)	(12)	**2,064**	**(2,106)**	**(42)**
Transacciones en participaciones no controladoras	**(549)**	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(283)	-	-	**(283)**	**(26**
Cambio en alcance de consolidación	-	-	-	-	(136)	21		49	17	-	-	-	**(49)**	**(386)**	**(435)**
Resultado integral del periodo	-	-	-	-	968	(97)	(24)	(7)	(173)	-	-	*2,570*	**3,237**	**2,187**	**5,424**
Del cual:															
- Otros resultados integrales del periodo	-	-	-	-	*968*	*(97)*	*(24)*	*(7)*	*(173)*	-	-	-	***667***	***970***	***1,637***
- Utilidad neta del periodo	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	*2,570*	***2,570***	***1,217***	***3,787***
En diciembre 31, 2016	**10,167**	**7,489**	**2,034**	**2,262**	**(1,005)**	**(1,448)**	**106**	**(12)**	**(706)**	**(2,398)**	**(1,170)**	**19,484**	**34,803**	**17,772**	**52,575**
Distribución de dividendos	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(1,983)	**(1,983)**	**(1,052)**	**(3,035)**
Distribución de resultados netos del año anterior	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	**-**	**-**	**-**
Transacciones en participaciones no controladoras	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	7	-	**7**	**(6)**	**1**
Cambio en alcance de consolidación	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	**-**	**(73)**	**(73)**
Resultado integral del periodo	-	-	-	-	(1,609)	(140)	(129)	7	60	-	-	3,779	**1,968**	**725**	**2,693**
Del cual:															
- Otros resultados integrales del periodo	-	-	-	-	*(1,609)*	*(140)*	*(129)*	*7*	*60*	-	-	-	***(1,811)***	***(825)***	***(2,636)***
- Utilidad neta del periodo	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	*3,779*	***3,779***	***1,550***	***5,329***
Al 31 de diciembre de 2017	**10,167**	**7,489**	**2,034**	**2,262**	**(2,614)**	**(1,588)**	**(23)**	**(5)**	**(646)**	**(2,398)**	**(1,163)**	**21,280**	**34,795**	**17,366**	**52,161**

Estado de Flujos de Efectivo Consolidado

Millones de euros	Notas	2017	Con partes relacionadas	2016	Con partes relacionadas
Resultados antes de impuestos		**7,211**		**5,780**	
Ajustes por:					
Depreciación, amortización y pérdidas por deterioro	8.d	5,861		6,355	
(Ingresos)/gastos financieros	10-11	2,692		2,987	
Resultado neto de inversiones de capital contabilizadas por el método de participación	12	(111)		154	
Variación en activos corrientes netos:		(1,265)		662	
- Inventarios	26	(112)		413	
- Cuentas por cobrar comerciales	27	(1,530)	*126*	(959)	*(21)*
- Cuentas por pagar comerciales	37	65	*(556)*	1,149	*10*
- Otros pasivos y Activos		312	*106*	59	*(81)*
Provisiones		353		772	
Utilización de provisiones		(1,149)		(1,553)	
Interés y otros ingresos financieros cobrados	10-11	2,898	*21*	1,544	*21*
Interés y otros gastos financieros pagados	10-11	(4,747)	*(39)*	(4,343)	*(39)*
Gastos /(Ingresos) de medición de mercancías		59		(278)	
Impuestos a la renta pagados	13	(1,579)		(1,959)	
(Ganancias)/Pérdidas en eliminaciones		(98)		(274)	
Flujos de efectivo de actividades operativas (A)		**10,125**		**9,847**	
Inversiones en propiedad, planta y equipo	15	(7,226)		(7,927)	
Inversiones en Activos intangibles	19	(1,273)		(915)	
Inversiones en entidades (o unidades de negocio) menos dinero efectivo y equivalentes de dinero efectivo adquirido	5	(900)		(382)	
Eliminaciones de entidades (o unidades de negocio) menos efectivo y equivalentes de efectivo vendidos	5	216		1,032	
(Aumento)/Disminución en otras actividades de invertir		(111)		105	
Flujos de efectivo en actividades de inversion/ desinversión (B)		**(9,294)**		**(8,087)**	
Deuda financiera (nuevos préstamos a largo plazo)	33	12,284		2,339	
Deuda financiera (reembolsos y otros cambios netos)	33	(10,579)	*(179)*	(4,049)	*(89)*
Transacciones en participaciones no controladoras	32	(478)		(257)	
Los dividendos y los dividendos interinos pagados	32	(2,873)		(2,507)	
Flujos de efectivo de financiamiento (C)		**(1,646)**		**(4,474)**	
Impacto de fluctuaciones de tipo de cambio en efectivo y equivalentes de efectivo (D)		**(390)**		**250**	
Aumento/(Disminución) en efectivo y equivalentes de efectivo (A+B+C+D)		**(1,205)**		**(2,464)**	
Efectivo y equivalentes de efectivo en empezar del año (1)		8,326		10,790	
Efectivo y equivalentes de efectivo al final del año (2)		7,121		8,326	

(1) De los cuales "efectivo y equivalentes de efectivo iguales a €8,290 millones al 1 de enero de 2017 (€10,639 millones al 1 de enero de 2016) de valores a corto plazo iguales a €36 millones al 1 de enero de 2017 (€1 millones al 1 de enero de 2016) y efectivo y equivalentes de efectivo pertenecientes a "los activos mantenidos para la venta" igual a €150 millones al 1 de enero de 2016.

(2) De los cuales "efectivo y equivalentes de efectivo iguales a €7,021 millones al 31 de diciembre de 2017 (€8,290 millones al 31 de diciembre de 2016), valores de corto plazo iguales a €69 millones al 31 de diciembre de 2017 (€36 millones al 31 de diciembre de 2016) y efectivo y equivalentes de efectivo pertenecientes a "los activos mantenidos para la venta" igual a €31 millones al 31 de diciembre de2016.

Notas a los Estados Financieros

1. Forma y contenido de los estados financieros

Enel SpA tiene su domicilio social en Viale Regina Margherita 137, Roma, Italia, y desde 1999 cotiza en la Bolsa de Milán. Enel es una multinacional de la energía y es uno de los principales operadores integrados del mundo en las industrias de electricidad y gas, con un enfoque especial en Europa y América del Sur.

Los estados financieros consolidados por el período terminado el 31 de diciembre de 2017 comprenden los estados financieros de Enel SpA, sus subsidiarias y participaciones del Grupo en asociadas y negocios conjuntos, así como la participación del Grupo en activos, pasivos, costos e ingresos de operaciones conjuntas ("el grupo"). Se adjunta una lista de las subsidiarias, asociadas, operaciones conjuntas y negocios conjuntos incluidos en el alcance de la consolidación.

Los estados financieros consolidados fueron aprobados para su publicación por el Consejo el 22 de marzo de 2018. Estos estados financieros han sido auditados por EY SpA.

Bases de presentación

Los estados financieros consolidados del año finalizado el 31 de diciembre de 2017 han sido preparados de acuerdo con las normas internacionales de contabilidad (Normas Internacionales de Contabilidad - Normas Internacionales de Información Financiera (IAS) emitidas por el Consejo de Normas Internacionales de Contabilidad (IASB), las interpretaciones del El Comité de Interpretaciones IFRS (IFRSIC) y el Comité Permanente de Interpretaciones (SIC), reconocidos en la Unión Europea de conformidad con el Reglamento (CE) no. 1606/2002 y vigente al cierre del año. Todas estas normas e interpretaciones se denominan en lo sucesivo "NIIF-UE".

Los estados financieros también han sido preparados de conformidad con las medidas emitidas en aplicación del Artículo 9, párrafo 3, del Decreto Legislativo 38 de 28 de febrero de 2005.

Los estados financieros consolidados consisten en la cuenta de resultados consolidada, el estado del resultado integral consolidado, el balance consolidado, el estado de cambios en el patrimonio neto consolidado y el estado consolidado de flujos de efectivo y las notas relacionadas.

Los activos y pasivos informados en el balance consolidado se clasifican en "corriente / no corriente", con información separada de los activos mantenidos para la venta y los pasivos incluidos en los grupos de disposición mantenidos para la venta. Los activos corrientes, que incluyen efectivo y equivalentes de efectivo, son activos que se pretende realizar, vender o consumir durante el ciclo normal de operación del Grupo o en los 12 meses posteriores a la fecha del balance; los pasivos corrientes son pasivos que se espera que se liquiden durante el ciclo operativo normal del Grupo o dentro de los 12 meses posteriores al cierre del ejercicio financiero.

El estado de resultados consolidado se clasifica en función de la naturaleza de los costos, con un informe separado de la utilidad (pérdida) neta de las operaciones continuas y la utilidad (pérdida) neta de las operaciones discontinuadas atribuibles a los accionistas de la Matriz y a las participaciones no controladoras.

El método indirecto se usa para el estado de flujo de efectivo consolidado, con un informe separado de cualquier flujo de efectivo por actividades de operación, inversión y financiamiento asociadas con

operaciones discontinuadas.

En particular, aunque el Grupo no se aparta de las disposiciones de la NIC 7 en la clasificación de los artículos:

> los flujos de efectivo de las actividades operativas informan los flujos de efectivo de las operaciones principales, los intereses sobre los préstamos otorgados y obtenidos y los dividendos recibidos de negocios conjuntos o asociados;

> las actividades de inversión / desinversión comprenden inversiones en propiedades, planta y equipo y activos intangibles y enajenaciones de dichos activos, incluidos los efectos de combinaciones de negocios en los que el Grupo adquiere o pierde el control de empresas, así como otras inversiones menores;

> los flujos de efectivo de las actividades de financiamiento incluyen flujos de efectivo generados por transacciones de administración de pasivos, dividendos pagados a participaciones no controladoras por la Matriz u otras compañías consolidadas y los efectos de las transacciones en participaciones no controladoras que no cambian el estado de control de la compañías involucrado;

> Se utiliza una partida por separado para informar el impacto de los tipos de cambio en efectivo y equivalentes de efectivo, y su impacto en el resultado se elimina por completo para neutralizar el efecto en los flujos de efectivo de las actividades operativas.

Para obtener más información sobre los flujos de efectivo como se informa en el estado de flujos de efectivo, consulte la nota sobre "flujos de efectivo" en el informe sobre las operaciones.

El estado de resultados, el balance general y el estado de flujos de efectivo reportan transacciones con partes relacionadas, cuya definición se brinda en la siguiente sección a continuación.

Los estados financieros consolidados han sido preparados sobre la base de negocio en marcha utilizando el método del costo, con excepción de los elementos medidos al valor razonable de acuerdo con las NIIF, como se explica en las bases de medición aplicadas a cada elemento individual, y de activos no corrientes y grupos de disposición clasificados como mantenidos para la venta, que se miden al menor entre su valor en libros y su valor razonable menos los costos de venta.

Los estados financieros consolidados se presentan en euros, la moneda funcional de la Matriz Enel SpA. Todas las cifras se muestran en millones de euros a menos que se indique lo contrario.

Los estados financieros consolidados proporcionan información comparativa con respecto al período anterior.

2. Políticas contables y medición criterios

Uso de estimaciones y juicio de gestión

La preparación de los estados financieros consolidados bajo NIIF-UE requiere que la administración tome decisiones y realice estimaciones y suposiciones que puedan afectar el valor de los ingresos, costos, activos y pasivos y las revelaciones relacionadas con los elementos involucrados, así como los activos y pasivos contingentes en el saldo fecha de la hoja Las estimaciones y los juicios de la administración se basan en la experiencia previa y otros factores considerados razonables en las circunstancias. Se formulan cuando el valor en libros de los activos y pasivos no se determina fácilmente a partir de otras fuentes. Los resultados reales pueden diferir de estas estimaciones. Las estimaciones y supuestos se revisan periódicamente y los efectos de cualquier cambio se reflejan a través de ganancias o pérdidas si solo involucran ese período. Si la revisión involucra tanto el período actual como el futuro, el cambio se reconoce en el período en que se realiza la revisión y en los periodos futuros relacionados.

Con el fin de mejorar la comprensión de los estados financieros, las siguientes secciones examinan los

principales elementos afectados por el uso de estimaciones y los casos que reflejan juicios de gestión en un grado significativo, subrayando los principales supuestos utilizados por los gerentes en la medición de estos elementos de conformidad con el NIIF-UE. El elemento crítico de tales valoraciones es el uso de suposiciones y juicios profesionales sobre cuestiones que, por su propia naturaleza, son inciertas.
Los cambios en las condiciones subyacentes a los supuestos y juicios podrían tener un impacto sustancial en los resultados futuros.

Uso de estimaciones

Reconocimiento de Ingresos

Los ingresos por ventas a clientes se miden sobre la base del devengo y sobre la base del valor razonable de la contraprestación recibida o por cobrar.
Los ingresos por ventas de electricidad y gas a clientes minoristas se reconocen en el momento en que se suministra electricidad o gas e incluyen, además de los montos facturados sobre la base de lecturas periódicas del medidor o volúmenes notificados por los distribuidores y transportistas (correspondientes al año), una estimación del valor de la electricidad y el gas entregados durante el período pero aún no facturados, que es igual a la diferencia entre la cantidad de electricidad y gas entregada a la red de distribución y la facturada en el período, teniendo en cuenta las pérdidas de red. Los precios de venta cobrados a los usuarios finales se aplican a los volúmenes así determinados. Los ingresos entre la fecha de la última lectura del medidor y el final del año se basan en estimaciones del consumo diario de clientes individuales calculados sobre la base de su registro de consumo, ajustados para tener en cuenta las condiciones climáticas y otros factores que pueden afectar el consumo estimado .

Planes de pensión y otros beneficios post-empleo

Algunos de los empleados del Grupo participan en planes de pensiones que ofrecen beneficios basados en su historial salarial y años de servicio.
Ciertos empleados también son elegibles para otros esquemas de beneficios posteriores al empleo.
Llos gastos y pasivo de tal planes son calculado en el base de estimados llevado fuera por consultante actuarios, que utilizan una combinación de elementos estadísticos y actuariales en sus cálculos, incluidos datos estadísticos de años anteriores y pronósticos de futuro costos.
Otros componentes de la estimación que se consideran incluyen las tasas de mortalidad y abandono, así como los supuestos relativos a la evolución futura de las tasas de descuento, la tasa de aumentos salariales, la tasa de inflación y las tendencias en el costo de la atención médica.
Estas estimaciones pueden diferir significativamente de los desarrollos reales debido a cambios en las condiciones económicas y de mercado, aumentos o disminuciones en las tasas de retiro y la esperanza de vida de los participantes, así como también cambios en el costo efectivo de la atención médica.
Tales diferencias pueden tener un impacto sustancial en la cuantificación de los costos de las pensiones y otros gastos relacionados.

Recuperabilidad de los activos no corrientes

El valor en libros de los activos no corrientes se revisa periódicamente y siempre que las circunstancias o eventos sugieran que es necesaria una revisión. La plusvalía se revisa al menos anualmente. Dichas evaluaciones del monto recuperable de los activos se realizan de acuerdo con las disposiciones de la NIC

36, tal como se describe en mayor detalle en la nota 20 a continuación. El análisis de cada grupo de activos no corrientes es único y requiere que la administración utilice estimaciones y supuestos considerado prudente y razonable en las circunstancias dadas.
En particular, el importe recuperable de los activos no corrientes y la plusvalía se basa en estimaciones y suposiciones utilizadas para determinar la cantidad de flujo de efectivo y las tasas de descuento aplicadas.
Los flujos de efectivo esperados se preparan sobre la base de los planes de la compañía aprobados más recientemente y la información disponible en el momento de la estimación. En consecuencia, los supuestos utilizados para estimar los flujos de efectivo se basan en juicios de la administración con respecto, en particular, a desarrollos futuros en, por ejemplo:
> desarrollos previstos en la demanda de electricidad y gas;
> disponibilidad esperada de recursos renovables;
> la combinación de generación de plantas de generación tradicionales, teniendo en cuenta los precios previstos y la disponibilidad de productos básicos (gas, carbón, fueloil, etc.);
> precios de venta previstos de la electricidad y el gas;
> variables macroeconómicas como la inflación, los tipos de cambio y las tasas de descuento.

La tasa de descuento bruta de impuestos refleja las evaluaciones corrientes del mercado del costo del dinero en relación con el período de inversión y los riesgos específicos de descuento.

Sin embargo, posibles cambios en la estimación de los factores sobre los que se realiza el cálculo de dichos valores podrían generar diferentes valores recuperables. El análisis de cada grupo de activos no corrientes es único y requiere que la administración utilice estimaciones y supuestos considerados prudentes y razonables en las circunstancias específicas.

Valor depreciable de ciertos elementos de plantas hidroeléctricas italianas después de la promulgación de la Ley 134/2012 Ley 134 de 7 de agosto de 2012 que contiene "medidas urgentes para el crecimiento" (publicado en la *Gazzetta Ufficiale* del 11 de agosto de 2012, introdujo una profunda revisión de las normas que rige las concesiones hidroeléctricas. Entre sus diversas disposiciones, la ley establece que cinco años antes de la expiración de una importante concesión hidroeléctrica de desvío de agua y en casos de caducidad, renuncia o revocación, donde no haya interés público predominante por un uso diferente del agua, incompatible con su uso para la generación hidroeléctrica, la entidad pública competente organizará un concurso público para la adjudicación para la consideración de la concesión por un período que va de 20 a un máximo de 30 años.
Para asegurar la continuidad operativa, la ley también rige los métodos de transferencia de la propiedad de la unidad de negocios necesaria para operar la concesión, incluidas todas las relaciones legales relacionadas con la concesión, desde el concesionario saliente al nuevo concesionario, a cambio del pago de un precio que se determinará en las negociaciones entre el concesionario saliente y la agencia otorgante, teniendo en cuenta los siguientes elementos:
> para las obras de admisión y de gobierno, los conductos y los canales de descarga, que según la ley consolidada que rige las aguas y eléctrico plantas son a ser renunciado gratis de cargar (Artículo 25 de Royat Decreto 1775 de diciembre 11, 1933), el costo revaluado menos las subvenciones de capital del gobierno, también revalorizadas, recibidas por el concesionario para la construcción de dichas obras,

depreciadas por el uso y desgaste normal;

> para otras propiedades, planta y equipo, el valor de mercado, es decir, el valor de reposición, reducido por la depreciación estimada por desgaste ordinario y lágrima.

Si bien reconoce que las nuevas reglamentaciones introducen cambios importantes en cuanto a la transferencia de propiedad de la unidad comercial con respecto a la operación de la concesión hidroeléctrica, la aplicación práctica de estos principios enfrenta dificultades, dadas las incertidumbres que no permiten la formulación de un sistema confiable estimación del valor que puede recuperarse al final de las concesiones existentes (valor residual).

En consecuencia, la administración ha decidido que no podría producir una estimación razonable y confiable del valor residual.

El hecho de que la legislación requiera que el nuevo concesionario pague al titular de la concesión que partió incitó a la gerencia a revisar los esquemas de depreciación de activos clasificados como cedidos gratuitamente antes de la Ley 134/2012 (hasta el año que finalizó el 31 de diciembre) , 2011, dado que los activos debían ser liberados sin cargo, el período de depreciación fue igual a la fecha más cercana entre el término de la concesión y el final de la vida útil del activo individual), calculando la depreciación a más largo plazo de la concesión pero, si es más larga, durante la vida económica y técnica de los activos individuales. Si se dispone de información adicional para permitir el cálculo del valor residual, los valores en libros de los activos involucrados se ajustarán de forma prospectiva.

Determinación del valor razonable de los instrumentos financieros

El valor razonable de los instrumentos financieros se determina sobre la base de precios directamente observables en el mercado, cuando estén disponibles, o, para instrumentos financieros no cotizados, utilizando técnicas de valoración específicas (principalmente basadas en el valor presente) que maximicen el uso de insumos observables del mercado. En circunstancias excepcionales, si esto no fuera posible, la administración estima los insumos teniendo en cuenta las características de los instrumentos que se miden.

De acuerdo con la NIIF 13, el Grupo incluye una medición del riesgo de crédito, tanto de la contraparte (Ajuste de Valoración Crediticia o CVA) como su propia (Ajuste de Valoración de Débito o DVA), para ajustar el valor razonable de los instrumentos financieros para el correspondiente cantidad de riesgo de contraparte, utilizando el método discutido en la nota 45. Los cambios en los supuestos hechos en la estimación de la fecha de entrada podrían tener un impacto en el valor razonable reconocido para esos instrumentos.

Recuperación de activos por impuestos diferidos

Al 31 de diciembre de 2017, los estados financieros consolidados informan los activos por impuestos diferidos respecto de las pérdidas fiscales que se revertirán en los años posteriores y los componentes de ingresos cuya deducibilidad se difiere en un monto cuya recuperación es considerada por la gerencia como altamente probable.

La recuperabilidad de dichos activos está sujeta a la obtención de ganancias futuras suficientes para absorber dichas pérdidas tributarias y para usar los beneficios de los otros activos por impuestos diferidos. Se requiere un juicio de gestión significativo para determinar la cantidad de activos por impuestos diferidos que pueden reconocerse, en función de la oportunidad probable y el nivel de ganancias fiscales futuras junto con las futuras estrategias de planificación fiscal y las tasas impositivas aplicables en la

fecha de reversión. Sin embargo, cuando el Grupo tenga conocimiento de que no puede recuperar la totalidad o una parte de los activos impositivos reconocidos en años futuros, el ajuste consiguiente se tomará en el estado de resultados en el año en que surja esta circunstancia.

Litigio

El Grupo Enel está involucrado en diversas disputas civiles, administrativas e impositivas relacionadas con el ejercicio normal de sus actividades que podrían dar lugar a pasivos significativos. No siempre es objetivamente posible predecir el resultado de estas disputas. La evaluación de los riesgos asociados con este litigio se basa en factores complejos cuya misma naturaleza requiere recurrir a juicios de la administración, incluso teniendo en cuenta la contribución de los asesores externos que asisten al Grupo, sobre si clasificarlos como pasivos contingentes o pasivos.
Se han reconocido provisiones para cubrir todos los pasivos significativos en los casos en que el asesor jurídico considere que es probable un resultado adverso y se pueda hacer una estimación razonable del monto de la pérdida. La Nota 49 proporciona información sobre los pasivos contingentes más significativos del Grupo.

Juicios de gestión

Identificación de unidades generadoras de efectivo (UGE)

En aplicación de la NIC 36 "Deterioro de valor de los activos", la plusvalía reconocida en los estados financieros consolidados del Grupo como resultado de combinaciones de negocios se ha asignado a personas o grupos de CGU que se beneficiarán de la combinación. Una UGE es el grupo de activos más pequeño que genera entradas de efectivo en gran parte independientes.
Al identificar tales unidades generadoras de efectivo, la administración tuvo en cuenta la naturaleza específica de sus activos y el negocio en el que está involucrado (área geográfica, área comercial, marco regulatorio, etc.), verificando que los flujos de efectivo de un grupo dado de activos estaban estrechamente relacionados independiente y ampliamente autónomo de aquellos asociados con otros activos (o grupos de activos). Los activos de cada UGE también se identificaron sobre la base de la forma en que la administración administra y monitorea esos activos dentro del modelo de negocio adoptado. Para una discusión más extensa, consulte las notas 4 y 5 a continuación y la discusión en la sección "Desempeño por área comercial" en el informe sobre las operaciones.
Las unidades generadoras de efectivo identificadas por la administración a las cuales se ha asignado la plusvalía reconocida en estos estados financieros consolidados se indican en la sección de activos intangibles, a la que se invita al lector a remitir.
El número y alcance de las CGU se actualizan sistemáticamente para reflejar el impacto de las nuevas combinaciones de negocios y reorganizaciones llevadas a cabo por el Grupo, y para tomar en cuenta los factores externos que podrían afectar la capacidad de grupos de activos para generar flujos de efectivo independientes.

Determinación de la existencia de control

Conforme a las disposiciones de la NIIF 10, el control se logra cuando el Grupo está expuesto, o tiene derechos, a los rendimientos variables de su participación en la participada y tiene la capacidad de afectar esos rendimientos a través de su poder sobre la participada. El poder se define como la

capacidad actual para dirigir las actividades relevantes de la participada en base a los derechos sustantivos existentes.
La existencia del control no depende únicamente de la propiedad de una participación accionaria mayoritaria, sino que surge de los derechos sustantivos que cada inversor posee sobre la participada. En consecuencia, la gerencia debe usar su juicio para evaluar si situaciones específicas determinan derechos sustantivos que otorguen al Grupo el poder de dirigir las actividades relevantes de la participada para afectar sus rendimientos.
Con el fin de evaluar el control, la administración analiza todos los hechos y circunstancias, incluidos los acuerdos con otros inversores, derechos derivados de otros acuerdos contractuales y posibles derechos de voto (opciones de compra, warrants, opciones de venta otorgadas a accionistas no controladores, etc.). Estos otros hechos y circunstancias podrían ser especialmente importantes en dicha evaluación cuando el Grupo tenga menos de la mayoría de los derechos de voto, o derechos similares, en la participada.
Luego de dicho análisis de la existencia de control, que ya se había realizado en años anteriores bajo las disposiciones de la NIC 27 aplicable en ese momento, el Grupo consolidó determinadas compañías (Emgesa y Codensa) línea por línea, aunque lo hizo no posee más de la mitad de los derechos de voto. Ese enfoque se mantuvo en la evaluación llevada a cabo en aplicación de la NIIF 10 sobre la base de los requisitos discutidos anteriormente, tal como se detalla en el anexo "Subsidiarias, asociadas y otras inversiones significativas de capital del Grupo Enel al 31 de diciembre de 2017".
El Grupo vuelve a evaluar si controla o no a una participada si los hechos y circunstancias indican que hay cambios en uno o más de los elementos considerados al verificar la existencia del control.
Finalmente, la evaluación de la existencia de control no encontró ninguna situación de control de facto.

Determinación de la existencia de control conjunto y del tipo de disposición conjunta

Según las disposiciones de la NIIF 11, un acuerdo conjunto es un acuerdo en el que dos o más partes tienen control conjunto. El control conjunto existe cuando las decisiones sobre las actividades relevantes requieren el consentimiento unánime de al menos dos partes de un acuerdo conjunto.

Un acuerdo conjunto se puede configurar como una empresa conjunta o una operación conjunta. Las empresas conjuntas son acuerdos conjuntos mediante los cuales las partes que tienen control conjunto tienen derechos sobre los activos netos del acuerdo. Por el contrario, las operaciones conjuntas son acuerdos conjuntos mediante los cuales las partes que tienen control conjunto tienen derechos sobre los activos y obligaciones por los pasivos relacionados con el acuerdo.

Para determinar la existencia del control conjunto y el tipo de acuerdo conjunto, la gerencia debe aplicar el juicio y evaluar sus derechos y obligaciones derivados del acuerdo. Para este propósito, la gerencia considera la estructura y la forma legal del acuerdo, los términos acordados por las partes en el acuerdo contractual y, cuando corresponda, otros hechos y circunstancias.
Tras dicho análisis, el Grupo ha considerado su interés en la Asociación Nuclear Ascó-Vandellós II como una operación conjunta.
El Grupo vuelve a evaluar si tiene o no control conjunto si los hechos y las circunstancias indican que se han producido cambios en uno o más de los elementos considerados al verificar la existencia del control conjunto y el tipo de acuerdo conjunto.

Determinación de la existencia de influencia significativa sobre un asociado

Las empresas asociadas son aquellas en las que el Grupo ejerce una influencia significativa, es decir, el poder de participar en las decisiones de política financiera y operativa de la participada, pero no ejercen control o control conjunto sobre dichas políticas. En general, se presume que el Grupo tiene una influencia significativa cuando tiene un interés de propiedad del 20% o más.

Para determinar la existencia de influencia significativa, la gerencia debe aplicar el juicio y considerar todos los hechos y circunstancias.

El Grupo vuelve a evaluar si tiene o no una influencia significativa si los hechos y las circunstancias indican que hay cambios en uno o más de los elementos considerados al verificar la existencia de influencia significativa.

Aplicación de la CINIIF 12 "Arreglos de concesión de servicios" a concesiones

La CINIIF 12 "Arreglos de concesión de servicios" se aplica a los acuerdos de concesión de servicios "públicos a privados", que pueden definirse como contratos en virtud de los cuales el otorgante transfiere a un concesionario el derecho a prestar servicios públicos que dan acceso a las principales instalaciones públicas un período de tiempo específico a cambio de administrar la infraestructura utilizada para entregar esos servicios públicos.

Más específicamente, la CINIIF 12 se aplica a los acuerdos de concesión de servicios públicos a privados si el otorgante:

> controla o regula qué servicios debe proporcionar el operador con la infraestructura, a quién debe proporcionarlos y a qué precio; y

> controla, a través de la propiedad o de otro modo, cualquier interés residual significativo en la infraestructura al final del plazo del acuerdo.

Al evaluar la aplicabilidad de estas disposiciones para el Grupo, la administración analizó cuidadosamente las concesiones existentes. Sobre la base de ese análisis, las disposiciones de la IFRIC 12 son aplicables a parte de la infraestructura de varias empresas en la región de América del Sur que operan en Brasil (esencialmente Enel Distribución Rio y Enel Distribución Ceará SA).

Partes relacionadas

Las partes relacionadas son principalmente partes que tienen la misma entidad controladora que Enel SpA, empresas que directa o indirectamente a través de uno o más intermediarios controlan, están controladas o están sujetas al control conjunto de Enel SpA y en las que este último tiene una participación que lo habilita ejercer una influencia significativa. Las partes relacionadas también incluyen entidades que operan planes de beneficios post-empleo para los empleados de Enel SpA o sus asociados (específicamente, los fondos de pensiones FOPEN y FONDENEL), así como los miembros de las juntas de auditores y sus familiares directos, y la clave personal directivo, y su familia inmediata, de Enel SpA y sus subsidiarias. El personal clave de la gerencia comprende al personal de administración que tiene el poder y la responsabilidad directa o indirecta de la planificación, gestión y control de las actividades de la empresa. Incluyen directores.

Subsidiarias

El Grupo controla una entidad cuando está expuesta / tiene derecho a rendimientos variables derivados de su participación y tiene la capacidad, a través del ejercicio de su poder sobre la participada, de afectar sus

rendimientos. El poder se define como cuando el inversor tiene derechos existentes que le otorgan la capacidad actual de dirigir las actividades relevantes.
Las cifras de las subsidiarias se consolidan línea por línea a partir de la fecha en que se adquiere el control hasta que cesa dicho control.

Procedimientos de consolidación

Los estados financieros de las subsidiarias utilizadas para preparar los estados financieros consolidados se prepararon al 31 de diciembre de 2016 de acuerdo con las políticas contables adoptadas por la Matriz.
Si una subsidiaria utiliza diferentes políticas contables de las adoptadas en la preparación de los estados financieros consolidados para transacciones y hechos similares en circunstancias similares, se realizan ajustes apropiados para garantizar la conformidad con las políticas contables del Grupo.
Los activos, pasivos, ingresos y gastos de una subsidiaria adquirida o dispuesta durante el año se incluyen o excluyen de los estados financieros consolidados, respectivamente, desde la fecha en que el Grupo obtiene el control o hasta la fecha en que el Grupo deja de controlar la filial.
La ganancia o pérdida y los otros componentes de otro resultado integral se atribuyen a los propietarios de la Sociedad Dominante y las participaciones no controladoras, incluso si esto resulta en una pérdida para las participaciones no controladoras.
Todos los activos y pasivos intercompañía, patrimonio, ingresos, gastos y flujos de efectivo relacionados con las transacciones entre entidades del Grupo se eliminan en su totalidad.
Los cambios en la participación en subsidiarias que no resultan en pérdida de control se contabilizan como transacciones de patrimonio, ajustando los valores en libros de las participaciones controladora y no controlado para reflejar los cambios en sus intereses en la subsidiaria. Cualquier diferencia entre el valor razonable de la contraprestación pagada o recibida y la fracción correspondiente del patrimonio adquirido o vendido se reconoce en consolidado equidad.
Cuando el Grupo deja de tener control sobre una subsidiaria, cualquier interés retenido en la entidad se vuelve a medir a su valor razonable, reconocido a través de utilidad o pérdida, en la fecha en que se pierde el control. Además, los importes previamente reconocidos en otros resultados integrales con respecto a la antigua subsidiaria se contabilizan como si el Grupo hubiera dispuesto directamente de los activos o pasivos relacionados.

Inversiones en acuerdos conjuntos y asociados

Un negocio conjunto es una entidad sobre la cual el Grupo ejerce control conjunto y tiene derechos sobre los activos netos del acuerdo. El control conjunto es compartir el control de un acuerdo, por el cual las decisiones sobre las actividades relevantes requieren el consentimiento unánime de las partes que comparten el control.
Un asociado es una entidad sobre la cual el Grupo tiene influencia significativa. Influencia significativa es el poder de participar en las decisiones de política financiera y operativa de la participada sin tener control o control conjunto sobre la participada. Las inversiones del Grupo en sus negocios conjuntos y asociadas se contabilizan utilizando el método de la participación.
Bajo el método de participación, estas inversiones se reconocen inicialmente al costo y cualquier fondo de comercio que surja de la diferencia entre el costo de la inversión y la participación del Grupo en el valor razonable neto de los activos y pasivos identificables de la participada en la fecha de adquisición se incluye

cantidad de la inversión. La plusvalía no se prueba individualmente por deterioro.
Después de la fecha de adquisición, su importe en libros se ajusta para reconocer los cambios en la participación del Grupo en las ganancias o pérdidas de la asociada o empresa conjunta. El OCI de dichas sociedades participadas se presenta como partidas específicas del OCI del Grupo. Las distribuciones recibidas de la empresa conjunta y asociadas reducen el valor en libros de las inversiones.
Las ganancias y pérdidas resultantes de las transacciones entre el Grupo y las asociadas o negocios conjuntos se eliminan en la medida de la participación en la asociada o negocio conjunto.
Los estados financieros de las asociadas o negocios conjuntos se preparan para el mismo período de presentación de informes que el Grupo. Cuando es necesario, se realizan ajustes para alinear las políticas contables con las del Grupo.
Después de la aplicación del método de participación, el Grupo determina si es necesario reconocer una pérdida por deterioro de su inversión en una asociada o empresa conjunta. Si existe tal evidencia, el Grupo calcula la cantidad de deterioro como la diferencia entre el monto recuperable de la asociada o negocio conjunto y su valor en libros.
En el caso de la empresa en participación Slovak Power Holding BV, las pérdidas por deterioro se evalúan determinando el valor recuperable utilizando la fórmula de precio especificada en el acuerdo para vender la participación del 66% en Slovenské elektrárne de Enel Produzione a EP Slovakia, que se basa en varios parámetros, incluida la evolución de la posición financiera neta de SE, la evolución de los precios de la energía en el mercado eslovaco, la eficiencia operativa de SE medida en función de los puntos de referencia definidos en el contrato y el valor de empresa de las unidades 3 y 4 de Mochovce. Este valor es comparado con el valor en libros de la inversión, que se mide sobre la base de los resultados de esa fórmula a la fecha de cierre de la transacción del 28 de julio de 2017.
Si la inversión deja de ser una asociada o una empresa conjunta, el Grupo reconoce cualquier inversión retenida a su valor razonable, a través de ganancias o pérdidas. Cualquier cantidad previamente reconocida en otro resultado integral con respecto a la anterior asociada o negocio conjunto se contabiliza como si el Grupo hubiera dispuesto directamente de los activos o pasivos relacionados.
Si se reduce la participación del Grupo en una asociada o una empresa conjunta, pero el Grupo continúa ejerciendo una influencia significativa o control conjunto, el Grupo continúa aplicando el método de participación y la participación de la ganancia o pérdida que previamente se había reconocido en el otro resultado integral relacionado con esa reducción se contabiliza como si el Grupo hubiese dispuesto directamente de los activos o pasivos relacionados.
Cuando una porción de una inversión en una asociada o negocio conjunto cumple con los criterios para clasificarse como mantenida para la venta, cualquier porción retenida de una inversión en la asociada o negocio conjunto que no ha sido clasificada como mantenida para la venta se contabiliza usando el patrimonio método hasta la disposición de la porción clasificada como mantenida para la venta.
Las operaciones conjuntas son acuerdos conjuntos mediante los cuales las partes que tienen control conjunto tienen derechos sobre los activos y obligaciones sobre los pasivos relacionados con el acuerdo. Para cada operación conjunta, el Grupo reconoció los activos, los pasivos, los costos y los ingresos sobre la base de las disposiciones del acuerdo en lugar de las participaciones en participación mantenidas.

Traducción de artículos en moneda extranjera

Las transacciones en monedas distintas de la moneda funcional se reconocen en estos estados financieros al tipo de cambio vigente en la fecha de la transacción. Los activos y pasivos monetarios

denominados en una moneda extranjera distinta a la moneda funcional se ajustan posteriormente usando la tasa de cambio del balance general. Los activos y pasivos no monetarios expresados al costo en moneda extranjera se convierten utilizando el tipo de cambio vigente en la fecha del reconocimiento inicial de la transacción. Los activos y pasivos no monetarios en moneda extranjera expresados al valor razonable se convierten utilizando la tasa de cambio vigente en la fecha en que se determinó el valor. Cualquier diferencia en el tipo de cambio se reconoce a través de ganancias o pérdidas.

Traducción de estados financieros denominados en moneda extranjera

A los efectos de los estados financieros consolidados, todos los beneficios / pérdidas, activos y pasivos se expresan en euros, que es la moneda funcional de la Sociedad dominante, Enel SpA.
Para preparar los estados financieros consolidados, los estados financieros de las sociedades consolidadas en monedas funcionales distintas de la moneda de presentación utilizada en los estados financieros consolidados se convierten a euros aplicando el tipo de cambio de cierre del período a los activos y pasivos, incluida la plusvalía y los ajustes de consolidación, y el tipo de cambio promedio para el período, que se aproxima a los tipos de cambio vigentes a la fecha de las transacciones respectivas, a los elementos del estado de resultados.
Cualquier ganancia o pérdida resultante del tipo de cambio se reconoce como un componente separado del patrimonio en una reserva especial. Las ganancias y pérdidas se reconocen proporcionalmente en el estado de resultados en la disposición (parcial o total) de la subsidiaria.

Combinación de negocios

Las combinaciones de negocios iniciadas antes del 1 de enero de 2010 y completadas dentro de ese año financiero se reconocen sobre la base de la NIIF 3 (2004).
Dichas combinaciones de negocios se reconocieron utilizando el método de compra, donde el costo de compra es igual al valor razonable a la fecha del intercambio de los activos adquiridos y los pasivos incurridos o asumidos, más los costos directamente atribuibles a la adquisición. Este costo fue asignado reconociendo los activos, pasivos y pasivos contingentes identificables de la compañía adquirida a sus valores razonables. Cualquier diferencia positiva entre el costo de la adquisición y el valor razonable de los activos netos adquiridos pertenecientes a los accionistas de la Matriz se reconoció como fondo de comercio. Cualquier diferencia negativa fue reconocida en utilidad o pérdida. El valor de las participaciones no controladoras se determinó en proporción al interés que tienen los accionistas minoritarios en los activos netos. En el caso de las combinaciones de negocios logradas por etapas, en la fecha de adquisición se reconoció cualquier ajuste al valor razonable de los activos netos adquiridos previamente en equidad; el monto de la plusvalía se determinó para cada transacción por separado en función de los valores razonables de los activos netos de la entidad adquirida a la fecha de cada transacción de intercambio.

Las combinaciones de negocios llevadas a cabo a partir del 1 de enero de 2010 se reconocen sobre la base de la NIIF 3 (2008), que se denomina NIIF 3 (Revisada) a continuación.
Más específicamente, las combinaciones de negocios se reconocen usando el método de adquisición, donde el costo de compra (la contraprestación transferida) es igual al valor razonable en la fecha de compra de los activos adquiridos y los pasivos incurridos o asumidos, así como cualquier instrumento de patrimonio emitido por el comprador. La contraprestación transferida incluye el valor razonable de

cualquier activo o pasivo resultante de un acuerdo de contraprestación contingente.
Los costos directamente atribuibles a la adquisición se reconocen a través de ganancias o pérdidas.
La contraprestación transferida se asigna reconociendo los activos, pasivos y pasivos contingentes identificables de la compañía adquirida a sus valores razonables en la fecha de adquisición. Cualquier diferencia positiva entre el precio pagado, medido a valor razonable en la fecha de adquisición, más el valor de cualquier participación no controladora, y el valor neto de los activos y pasivos identificables de la adquirida medidos al valor razonable se reconoce como fondo de comercio. Cualquier diferencia negativa se reconoce en ganancias o pérdida.
El valor de los intereses minoritarios se determina ya sea en proporción al interés que tienen los accionistas minoritarios en los activos netos identificables de la entidad adquirida oa su valor razonable en la fecha de adquisición.
En el caso de combinaciones de negocios logradas por etapas, en la fecha de adquisición del control, la participación accionaria previamente mantenida en la adquirida se vuelve a medir al valor razonable y cualquier diferencia positiva o negativa se reconoce en utilidad o pérdida. Cualquier contraprestación contingente se reconoce a valor razonable en la fecha de adquisición. Los cambios posteriores al valor razonable de la contraprestación contingente clasificada como un activo o un pasivo, o como un instrumento financiero dentro del alcance de la NIC 39, se reconocen en el resultado del periodo. Si la consideración contingente no está dentro del alcance de la NIC 39, se mide de acuerdo con la NIIF-UE apropiada. La contraprestación contingente que se clasifica como patrimonio no se vuelve a medir, y su liquidación posterior se contabiliza dentro del patrimonio.
Si los valores razonables de los activos, pasivos y pasivos contingentes solo se pueden calcular de forma provisional, la combinación de negocios se reconoce utilizando dichos valores provisionales. Cualquier ajuste resultante de la finalización del proceso de medición se reconoce dentro de los 12 meses a partir de la fecha de adquisición, reexpresando las cifras comparativas.

Medición del valor razonable

Para todas las mediciones de valor razonable y revelaciones de valor razonable, que sean requeridas o permitidas por las normas contables internacionales, el Grupo aplica la NIIF 13.
El valor razonable se define como el precio que se recibiría por vender un activo o se pagaría para transferir un pasivo, en una transacción ordenada, entre participantes del mercado, en la fecha de medición (es decir, un precio de salida).
La medición del valor razonable asume que la transacción para vender un activo o transferir un pasivo tiene lugar en el mercado principal, es decir, el mercado con el mayor volumen y nivel de actividad para el activo o pasivo. En ausencia de un mercado principal, se supone que la transacción tiene lugar en el mercado más ventajoso al que tiene acceso el Grupo.
Es decir, el mercado que maximiza la cantidad que se recibiría para vender el activo o que minimiza el monto que se pagaría para transferir el pasivo.
El valor razonable de un activo o un pasivo se mide utilizando los supuestos que los participantes del mercado utilizarían al fijar el precio del activo o pasivo, suponiendo que los participantes del mercado actúen en su mejor interés económico. Los participantes en el mercado son vendedores y compradores independientes y conocedores que pueden iniciar una transacción para el activo o el pasivo y que están motivados pero no obligados u obligados a hacerlo.
Al medir el valor razonable, el Grupo tiene en cuenta las características del activo o pasivo, en particular:

> para un activo no financiero, una medición del valor razonable toma en cuenta la capacidad de un participante del mercado de generar beneficios económicos utilizando el activo en su mejor y mejor uso o vendiéndolo a otro participante del mercado que usaría el activo en su nivel más alto y mejor uso;

> para pasivos e instrumentos de patrimonio propios, el valor razonable refleja el efecto del riesgo de incumplimiento, es decir, el riesgo de que la entidad no cumplirá una obligación;

> en el caso de grupos de activos financieros y pasivos financieros con posiciones de compensación en riesgo de mercado o riesgo de crédito, administrados sobre la base de la exposición neta de una entidad a dichos riesgos, se permite medir el valor razonable sobre una base neta.

Al medir el valor razonable de activos y pasivos, el Grupo utiliza técnicas de valuación que son apropiadas en las circunstancias y para las cuales hay suficientes datos disponibles, maximizando el uso de entradas observables relevantes y minimizando el uso de entradas no observables.

Propiedad, planta y equipo

Las propiedades, planta y equipo se contabilizan al costo, neto de depreciación acumulada y pérdidas acumuladas por deterioro, si corresponde. Dicho costo incluye los gastos directamente atribuibles a llevar el activo a la ubicación y condición necesarias para su uso previsto.

El costo también se incrementa por el valor presente de la estimación de los costos de desmantelamiento y la restauración del sitio donde se encuentra el activo donde existe una obligación legal o implícita de hacerlo. El pasivo correspondiente se reconoce en las provisiones por riesgos y cargos. El tratamiento contable de los cambios en la estimación de estos costos, el paso del tiempo y la tasa de descuento se discute en "Provisiones para riesgos y cargos".

La propiedad, planta y equipo transferidos de los clientes para conectarlos a la red de distribución de electricidad y / o para proporcionarles un acceso continuo a un suministro de electricidad se reconoce inicialmente a su valor razonable en el momento de la transferencia.

Los costos de endeudamiento que son directamente atribuibles a la adquisición, construcción o producción de un activo calificado, es decir, un activo que toma un período sustancial de tiempo para prepararse para su uso o venta prevista, se capitalizan como parte del costo de los activos mismos. Los costos de endeudamiento asociados con la compra / construcción de activos que no cumplen con dicho requisito se cargan a gastos en el período en que se incurren.

Ciertos activos que fueron revaluados en la fecha de transición NIIF-UE o en períodos anteriores se reconocen a su valor razonable, que se considera su costo atribuido en la fecha de revalorización.

Cuando los elementos individuales de los principales componentes de propiedades, planta y equipo tienen diferentes vidas útiles, los componentes se reconocen y deprecian por separado.

Los costos posteriores se reconocen como un aumento en el valor en libros del activo cuando es probable que los beneficios económicos futuros asociados con el costo incurrido para reemplazar una parte del activo fluyan al Grupo y el costo del elemento se puede medir confiablemente. Todos los demás costos se reconocen en resultados cuando se incurre en ellos.

El costo de reemplazar parte o la totalidad de un activo se reconoce como un aumento en el valor en libros del activo y se deprecia a lo largo de su vida útil; el valor neto en libros de la unidad reemplazada

se da de baja en el resultado del periodo. La propiedad, planta y equipo, neta de su valor residual, se deprecia linealmente a lo largo de su vida útil estimada, que se revisa anualmente y, si corresponde, se ajusta de forma prospectiva. La depreciación comienza cuando el activo está disponible para su uso.

La vida útil estimada de los principales elementos de propiedades, planta y equipo es la siguiente:

Edificios civiles	20-70 años
Los edificios y los trabajos civiles incorporados en plantas	20-85 años
Centrales hidroeléctricas:	
- compuesta	20-75 años
˜ Maquinaria mecánica y eléctrica	24-40 años
˜ Otros trabajos hidráulicos fijos	25-100 años
Centrales térmicas:	
˜ Calderas y componentes auxiliares	19-46 años
˜ Componentes de turbina gasista	10-40 años
˜ Maquinaria mecánica y eléctrica	10-45 años
˜ Otros trabajos hidráulicos fijos	10-66 años
Centrales nucleares	60 años
Plantas de poder geotérmico:	
˜ Torres de enfriamiento	10-20 años
˜ Turbinas y generadores	20-30 años
˜ Partes de turbina en contacto con fluido	10-25 años
˜ Maquinaria mecánica y eléctrica	20-22 años
Plantas eólicas:	
- Torres	20-25 años
˜ Turbinas y generadores	20-25 años
˜ Maquinaria mecánica y eléctrica	15-25 años
Plantas de energía solar:	
˜ Maquinaria mecánica y eléctrica	15-40 años
Iluminación pública y artística:	
˜ Instalaciones de iluminación público	18-25 años
˜ Instalaciones de iluminación artística	20-25 años
Líneas de Transmisión	20-50 años
Estaciones de transformador	10-60 años
Planta de distribución:	
˜ Líneas de alto-voltaje	30-50 años
˜ Estaciones de transformador primario	10-60 años
˜ Línea de bajo- y medio- voltaje	23-50 años
Metros:	

˜ Metros electromecánicos	2-27 años
˜ Equipo de medida de equilibrio de electricidad	2-35 años
˜ Metros electrónicos	10-20 años

La vida útil de las mejoras de propiedades arrendadas se determina sobre la base del plazo del arrendamiento o, si es más breve, sobre la duración de los beneficios producidos por las mejoras mismas.
El terreno no se deprecia ya que tiene una vida útil indeterminada.
Los activos reconocidos en propiedades, planta y equipo se dan de baja en cuentas en el momento de su disposición o cuando no se espera un beneficio económico futuro por su uso o disposición. Cualquier ganancia o pérdida, reconocida a través de utilidad o pérdida, se calcula como la diferencia entre la contraprestación neta recibida en la disposición, cuando está presente, y el valor en libros neto de los activos dados de baja.

Activos a ser cedidos sin cargo

Las plantas del Grupo incluyen activos que se entregarán de forma gratuita al final de las concesiones. Estos consideran principalmente las principales obras de desvío de agua y las tierras públicas utilizadas para la operación de las centrales térmicas. Para Italia, las concesiones terminan entre 2020 y 2040. Dentro del marco regulatorio italiano vigente hasta 2011, si las concesiones no se renuevan, en esas fechas todas las obras de admisión y gobierno, compuertas, canales de salida y otros activos en tierras públicas debían entregarse sin cargo al Estado en buenas condiciones de funcionamiento . En consecuencia, la depreciación de los activos a ser cedidos se calculó en el período más corto entre el plazo de la concesión y la vida útil remanente de los activos.
A raíz de los cambios legislativos introducidos con la Ley 134 del 7 de agosto de 2012, los activos previamente clasificados como activos "a ser cedidos gratuitamente" relacionados con las concesiones hidroeléctricas de desvío de agua ahora se consideran de la misma manera que otras categorías de " propiedad, planta y equipo "y por lo tanto se deprecian durante la vida económica y técnica del activo (cuando esto excede el plazo de la concesión), como se discutió en la sección anterior sobre el" Valor depreciable de ciertos elementos de plantas hidroeléctricas italianas posteriores a promulgación de la Ley 134/2012 ", que se le invita a consultar para más detalles.

De acuerdo con las leyes españolas 29/1985 y 46/1999, las centrales hidroeléctricas en territorio español operan bajo concesiones administrativas, al final de las cuales las plantas serán devueltas al gobierno en buenas condiciones de funcionamiento. Los términos de las concesiones se extienden hasta 2067. Varias empresas generadoras que operan en Argentina, Brasil y México poseen concesiones administrativas con condiciones similares a las aplicadas bajo el sistema de concesión español. Estas concesiones vencerán en el período comprendido entre 2017 y 2088.

Infraestructura utilizada en el acuerdo de concesión de servicios

En cuanto a la distribución de electricidad, el Grupo es un concesionario en Italia por este servicio. La concesión, otorgada por el Ministerio de Desarrollo Económico, se emitió sin cargo y finaliza el 31 de diciembre de 2030. Si la concesión no se renueva al vencimiento, el otorgante debe pagar una indemnización. El monto de la indemnización se determinará por acuerdo de las partes utilizando métodos

de valoración apropiados, basados tanto en el valor del balance general de los activos mismos como en su rentabilidad.
Al determinar la indemnización, dicha rentabilidad estará representada por el valor presente de los flujos de efectivo futuros. La infraestructura que atiende a las concesiones es propiedad y está disponible para el concesionario. Se reconoce en "Propiedades, planta y equipo" y se deprecia a lo largo de la vida útil de los activos.
Enel también opera bajo concesiones administrativas para la distribución de electricidad en otros países (incluidos España y Rumania). Estas concesiones dan derecho a construir y operar redes de distribución por un período indefinido de tiempo.

Infraestructura dentro del alcance de la CINIIF 12 - " *Arreglos de concesión de servicios* "

En un acuerdo de concesión de servicios "público-privado" dentro del alcance de la CINIIF 12 *"Arreglos de concesión de servicios",* el operador actúa como proveedor de servicios y, de conformidad con los términos especificados en el contrato, construye / actualiza la infraestructura utilizada para proporcionar un servicio público y opera y mantiene esa infraestructura durante el período de la concesión.
El Grupo, como operador, no reconoce la infraestructura dentro del alcance de la CINIIF 12 como propiedades, planta y equipo y contabiliza los ingresos y los costos relacionados con los servicios de construcción / mejora, como se explica en la sección "Contratos de construcción". En particular, el Grupo mide la contraprestación recibida o por cobrar por la construcción / mejora de la infraestructura a su valor razonable y, según las características del acuerdo de concesión del servicio, reconoce:

> un activo financiero, si el operador tiene un derecho contractual incondicional de recibir efectivo u otro activo financiero del otorgante (o de un tercero bajo la dirección del otorgante) y el otorgante tienen poca discreción para evitar el pago. En este caso, el otorgante garantiza contractualmente pagar al operador montos especificados o determinables o el déficit entre las cantidades recibidas de los usuarios del servicio público y montos especificados o determinables (definidos por el contrato), y dichos pagos no dependen del uso de la infraestructura; y / o

> un activo intangible, si el operador recibe el derecho (una licencia) de cobrar a los usuarios del servicio público prestado.

En tal caso, el operador no tiene un derecho incondicional a recibir efectivo porque los montos dependen de la medida en que el público use el servicio.
Si el Grupo (como operador) tiene un derecho contractual a recibir un activo intangible (el derecho a cobrar a los usuarios del servicio público), los costos por préstamos se capitalizan utilizando los criterios especificados en la sección "Propiedades, planta y equipo".
Durante la fase operativa de los acuerdos de concesión, el Grupo contabiliza los pagos del servicio operativo de acuerdo con los criterios especificados en la sección "Ingresos".

Arrendamientos

El Grupo posee propiedades, planta y equipo y activos intangibles para sus diversas actividades bajo contratos de arrendamiento. Estos contratos se analizan en función de las circunstancias e indicadores establecidos en la NIC 17 para determinar si constituyen arrendamientos operativos o financieros.
Un arrendamiento financiero se define como un arrendamiento que transfiere sustancialmente todos los riesgos y ventajas inherentes a la propiedad del activo relacionado al arrendatario. Todos los arrendamientos que no cumplen con la definición de arrendamiento financiero se clasifican como

arrendamientos operativos. En el reconocimiento inicial, los activos mantenidos bajo arrendamientos financieros se reconocen como propiedades, planta y equipo, y el pasivo relacionado se reconoce en préstamos a largo plazo. En la fecha de inicio, los arrendamientos financieros se reconocen al menor entre el valor razonable del activo arrendado y el valor actual de los pagos mínimos adeudados, incluido el pago requerido para ejercer cualquier opción de compra.
Los activos se deprecian en función de su vida útil. Si no es razonablemente cierto que el Grupo adquirirá los activos al final del arrendamiento, se deprecian en el menor plazo entre el plazo del arrendamiento y la vida útil de los activos. El pago realizado bajo arrendamiento operativo se reconoce como un costo en línea recta durante el plazo del arrendamiento.
Aunque no están formalmente designados como contratos de arrendamiento, ciertos tipos de contratos pueden considerarse como tales si el cumplimiento del acuerdo depende del uso de un activo específico (o activos) y si el acuerdo transmite un derecho de uso de dichos activos.

Inversión propiedad

La propiedad de inversión consiste en bienes inmuebles del Grupo mantenidos para obtener alquileres y / o para la revalorización del capital en lugar de para su uso en la producción o el suministro de bienes y servicios.
Las propiedades de inversión se miden al costo de adquisición menos cualquier depreciación acumulada y cualquier pérdida acumulada por deterioro.
La propiedad de inversión, excluyendo el terreno, se deprecia linealmente a lo largo de la vida útil de los activos. Las pérdidas por deterioro se determinan sobre la base de los criterios discutidos a continuación.
El desglose del valor razonable de las propiedades de inversión se detalla en la nota 45 "Activos medidos a valor razonable". La propiedad de inversión se da de baja en el momento de su disposición o cuando no se espera un beneficio económico futuro por su uso o disposición. Cualquier ganancia o pérdida, reconocida a través de utilidad o pérdida, se calcula como la diferencia entre la contraprestación neta recibida en la disposición, cuando está presente, y el valor neto en libros de los activos dados de baja.

Activos intangibles

Los activos intangibles son activos identificables sin sustancia física controlada por la entidad y capaces de generar beneficios económicos futuros. Se miden al costo de adquisición o de desarrollo interno cuando es probable que el uso de dichos activos genere beneficios económicos futuros y el costo relacionado se pueda determinar de manera confiable. El costo incluye cualquier gasto directamente atribuible necesario para que los activos estén listos para su uso previsto. Los costos de desarrollo interno se reconocen como un activo intangible cuando tanto el Grupo está razonablemente seguro de la viabilidad técnica de completar el activo intangible y que el activo generará beneficios económicos futuros y tiene la intención y capacidad de completar el activo y usarlo o venderlo.

Los costos de investigación se reconocen como gastos.
Los activos intangibles con una vida útil finita se informan netos de la amortización acumulada y cualquier pérdida por deterioro.

La amortización se calcula linealmente sobre la vida útil estimada de la partida, que se vuelve a evaluar al menos una vez al año; cualquier cambio en las políticas de amortización se refleja de forma

prospectiva. La amortización comienza cuando el activo está listo para su uso. En consecuencia, los activos intangibles que aún no están disponibles para su uso no se amortizan, pero se evalúan por deterioro al menos una vez al año.

Los activos intangibles del Grupo tienen una vida útil definida, con la excepción de una serie de concesiones y fondos de comercio. Los activos intangibles con vidas útiles indefinidas no se amortizan, pero se evalúan por deterioro anualmente.

La evaluación de la vida indefinida se revisa anualmente para determinar si la vida indefinida sigue siendo compatible. De lo contrario, el cambio en la vida útil de indefinido a finito se contabiliza como un cambio en la estimación contable. Los activos intangibles se dan de baja en cuentas en el momento de su disposición o cuando no se espera un beneficio económico futuro por su uso o disposición. Cualquier ganancia o pérdida, reconocida a través de utilidad o pérdida, se calcula como la diferencia entre la contraprestación neta recibida en la disposición, cuando está presente, y el valor neto en libros de los activos dados de baja.

La vida útil estimada de los principales activos intangibles, distinguiendo entre los activos generados internamente y los adquiridos, es la siguiente:

Costos de desarrollo:	
˜ Internamente generado	3-5 años
˜ Adquirido	3-5 años
Derechos de propiedad intelectual y patentes industriales:	
˜ Internamente generado	5 años
˜ Adquirido	3-25 años
Concesiones, licencias, marcas y derechos similares:	
˜ Internamente generado	-
˜ Adquirido	2-60 años
Otro:	
˜ Internamente generado	2-5 años
˜ Adquirido	3-40 años

Goodwill

La plusvalía surge de la adquisición de subsidiarias y representa el exceso de la contraprestación transferida, medida al valor razonable en la fecha de adquisición, y el valor de cualquier participación no controladora sobre el valor razonable neto de los activos y pasivos identificables de la entidad adquirida. Después del reconocimiento inicial, la plusvalía no se amortiza, pero se prueba su recuperabilidad al menos una vez al año utilizando los criterios discutidos en la sección "Deterioro de activos no financieros".

A los efectos de las pruebas de deterioro, la plusvalía se asigna, desde la fecha de adquisición, a cada una de las unidades generadoras de efectivo identificadas.

El crédito mercantil relacionado con inversiones de capital en asociadas y negocios conjuntos se incluye en su valor en libros.

Deterioro de activos no financieros

En cada fecha de presentación, los activos no financieros se revisan para determinar si hay evidencia de deterioro. Si dicha evidencia existe, se estima el monto recuperable de cualquier activo involucrado. El monto recuperable es el mayor entre el valor razonable de un activo menos los costos de disposición y su valor en uso.

Para determinar el importe recuperable de las propiedades, planta y equipo, propiedades de inversión, activos intangibles y fondos de comercio, el Grupo generalmente adopta el criterio del valor en uso.

El valor en uso es representado por el valor presente de los flujos de efectivo generado por el activo en cuestión. Valor en uso es determinado por descuento estimado futuro efectivo flujos utilizando un antes de impuestos descuento tarifa ese refleja el evaluación actual del mercado sobre el valor temporal del dinero y los riesgos específicos de la activo.

Los flujos de efectivo futuros utilizados para determinar el valor en uso se basan en el plan de negocios más reciente, aprobado por la administración, que contiene pronósticos de volúmenes, ingresos, costos operativos e inversiones.

Estas proyecciones cubren los próximos cinco años. En consecuencia, los flujos de efectivo relacionados con períodos posteriores se determinan sobre la base de una tasa de crecimiento a largo plazo que no supera la tasa de crecimiento promedio a largo plazo para un sector y país en particular.

El importe recuperable de los activos que no generan flujos de efectivo independientes se determina en función de la unidad generadora de efectivo a la que pertenece el activo.

Si el importe en libros de un activo o de una unidad generadora de efectivo a la que se asigna es superior a su importe recuperable, se reconoce una pérdida por deterioro en el resultado en "Depreciación, amortización y pérdidas por deterioro". Las pérdidas por deterioro de las unidades generadoras de efectivo se cargan, en primer lugar, contra el importe en libros de cualquier crédito mercantil atribuido a él y luego contra los otros activos, en proporción a su importe en libros.

Si los motivos de una pérdida por deterioro previamente reconocida ya no se obtienen, el valor en libros del activo se restablece a través de utilidad o pérdida, en "Depreciación, amortización y pérdidas por deterioro", en un monto que no excederá el valor neto en libros del activo habría tenido si la pérdida por deterioro no se hubiera reconocido y la depreciación o amortización se hubiera realizado. El valor original de la plusvalía no se restablece, incluso si en los años posteriores ya no se obtienen los motivos del deterioro.

El importe recuperable de la plusvalía y los activos intangibles con una vida útil indefinida y los activos intangibles que aún no están disponibles para su uso se someten a pruebas de recuperabilidad anualmente o con mayor frecuencia si hay evidencia que sugiera que los activos pueden estar deteriorados.

Si determinados activos específicos identificados como propiedad del Grupo se ven afectados por condiciones económicas u operativas adversas que socavan su capacidad de contribuir a la generación de flujos de efectivo, pueden aislarse del resto de los activos de la UGE, someterse a un análisis separado de su recuperabilidad y perjudicado cuando sea necesario.

Inventarios

Los inventarios se miden al costo o al valor neto realizable más bajo, con excepción de los inventarios que participan en las actividades de negociación, que se miden al valor razonable con reconocimiento a través de ganancias o pérdidas. El costo se determina sobre la base del costo promedio ponderado, que incluye

los cargos auxiliares relacionados. El valor neto realizable estimado es el precio de venta normal estimado neto de los costos estimados de venta o, cuando corresponda, el costo de reposición.
Para la porción de los inventarios que se tienen para liquidar las ventas que ya se han realizado, el valor neto realizable se determina sobre la base del monto establecido en el contrato de venta.
Los inventarios incluyen certificados ambientales (certificados verdes, certificados de eficiencia energética y derechos de emisiones de CO_2) que no se utilizaron para el cumplimiento en el período del informe. Con respecto a los derechos de emisión de CO_2, los inventarios se asignan entre la cartera de negociación y la cartera de cumplimiento, es decir, los utilizados para cumplir con los requisitos de emisiones de gases de efecto invernadero. Dentro de este último, las asignaciones de emisiones de CO_2 se asignan a las subcarteras en función del año de cumplimiento al que se les ha asignado.
Los inventarios también incluyen existencias de combustible nuclear, cuyo uso se determina sobre la base de la electricidad generada. Los materiales y otros bienes fungibles (incluidos los productos energéticos) que se mantienen para su uso en la producción no se anotan si se espera que el producto final en el que se incorporarán se venda a un precio suficiente para permitir la recuperación del costo incurrido.

Contratos de construcción

Cuando el resultado de un contrato de construcción puede estimarse confiablemente y es probable que el contrato sea rentable, los ingresos del contrato y los costos del contrato se reconocen por referencia a la etapa de finalización de la actividad del contrato al final del período sobre el que se informa. Según este criterio, los ingresos, los gastos y los beneficios se atribuyen en proporción al trabajo realizado.
Cuando es probable que los costos totales del contrato excedan los ingresos totales del contrato, la pérdida esperada en el contrato de construcción se reconoce como gasto inmediatamente, independientemente de la etapa de finalización del contrato.
Cuando el resultado de un contrato de construcción no se puede estimar confiablemente, los ingresos del contrato se reconocen solo en la medida de los costos del contrato incurridos que puedan ser recuperables.

La etapa de finalización del contrato en curso se determina, utilizando el método del costo a costo, como una relación entre los costos incurridos por el trabajo realizado hasta la fecha del informe y los costos totales estimados del contrato. Además de la cantidad inicial de los ingresos ordinarios acordados en el contrato, los ingresos del contrato incluyen cualquier pago con respecto a variaciones, siniestro e incentivo, en la medida en que sea probable que generen ingresos y puedan medirse con fiabilidad.
El monto adeudado de los clientes por el trabajo por contrato se presenta como un activo; el monto adeudado a los clientes por el trabajo por contrato se presenta como un pasivo.

Instrumentos financieros

Un instrumento financiero es cualquier contrato que da lugar a un activo financiero de una entidad y un pasivo financiero o instrumento de patrimonio de otra entidad. Los instrumentos financieros se reconocen y miden de acuerdo con la NIC 32 y la NIC 39. Un activo o pasivo financiero se reconoce en los estados financieros consolidados cuando, y solo cuando, el Grupo se convierte en parte de las disposiciones contractuales del instrumento (la fecha de negociación).
Los instrumentos financieros se clasifican de la siguiente manera según la NIC 39:

> activos y pasivos financieros a valor razonable con cambios en resultados;
> activos financieros mantenidos hasta el vencimiento;
> préstamos y cuentas por cobrar;
> activos financieros disponibles para la venta,
> pasivos financieros medidos al costo amortizado.

Activos y pasivos financieros a valor razonable con cambios en resultados

Esta categoría incluye: valores, inversiones de capital en entidades distintas de subsidiarias, asociadas y negocios conjuntos y fondos de inversión mantenidos para negociar o designados como a valor razonable con cambios en resultados en el momento del reconocimiento inicial. Los instrumentos financieros a valor razonable con cambios en resultados son activos y pasivos financieros:

> clasificados como mantenidos para negociar porque se adquirieron o se incurrieron principalmente con el propósito de vender o recomprar a corto plazo;

> designado como tal en el reconocimiento inicial, según la opción permitida por la NIC 39 (la opción de valor razonable).

Dichos activos y pasivos financieros se reconocen inicialmente al valor razonable con las ganancias y pérdidas posteriores por cambios en su valor razonable reconocidos a través de ganancias o pérdidas.

Activos financieros mantenidos hasta el vencimiento

Esta categoría comprende activos financieros no derivados con pagos fijos o determinables y vencimiento fijo, cotizados en un mercado activo y que no representan inversiones de capital, para los cuales el Grupo tiene la intención positiva y la capacidad de mantener hasta el vencimiento. Se reconocen inicialmente al valor razonable, incluidos los costos de transacción, y posteriormente se miden al costo amortizado utilizando el método de interés efectivo.

Préstamos y cuentas por cobrar

Esta categoría incluye principalmente cuentas por cobrar comerciales y otras cuentas por cobrar financieras. Los préstamos y cuentas por cobrar son activos financieros no derivados con pagos fijos o determinables, que no se cotizan en un mercado activo, distintos de aquellos que el Grupo tiene la intención de vender de forma inmediata o en el corto plazo (que se clasifican como mantenidos para negociar) y aquellos que el Grupo, en el reconocimiento inicial, designa como a valor razonable con cambios en resultados o disponible para la venta. Dichos activos se reconocen inicialmente a su valor razonable, se ajustan por cualquier costo de transacción y posteriormente se miden al costo amortizado usando el método de interés efectivo, sin descuento a menos que sea material.

Activos financieros disponibles para la venta

Esta categoría incluye principalmente valores de deuda cotizados no clasificados como mantenidos hasta su vencimiento e inversiones de capital en otras entidades (a menos que se clasifiquen como "designados a valor razonable con cambios en resultados"). Los activos financieros disponibles para la venta son activos financieros no derivados que se designan como disponibles para la venta o no se clasifican como préstamos y cuentas por cobrar, activos financieros mantenidos hasta el vencimiento o activos financieros a valor razonable con cambios en resultados.

Estos instrumentos financieros se miden al valor razonable con cambios en el valor razonable reconocidos en otro resultado integral.
En el momento de la venta, o cuando un activo financiero disponible para la venta se convierte en una inversión en una subsidiaria como resultado de compras sucesivas, las ganancias y pérdidas acumuladas previamente reconocidas en el patrimonio se revierten a la cuenta de resultados.
Cuando el valor razonable no puede determinarse de manera confiable, estos activos se reconocen al costo ajustado por cualquier pérdida por deterioro.

Deterioro de activos financieros

En cada fecha de presentación, todos los activos financieros clasificados como préstamos y cuentas por cobrar (incluyendo cuentas por cobrar comerciales), mantenidos hasta el vencimiento o disponibles para la venta, se evalúan para determinar si existe evidencia objetiva de que un activo o un grupo de activos financieros están deteriorados.
Una pérdida por deterioro se reconoce si y solo si dicha evidencia existe como resultado de uno o más eventos que ocurrieron después del reconocimiento inicial y que tienen un impacto en los flujos de efectivo futuros del activo y que pueden estimarse de manera confiable.
La evidencia objetiva de una pérdida por deterioro incluye datos observables sobre, por ejemplo:

> dificultad financiera significativa del emisor o deudor;
> un incumplimiento de contrato, como incumplimiento o morosidad en los pagos de intereses o principal;
> evidencia de que el prestatario entrará en bancarrota u otra forma de reorganización financiera;
> una disminución medible en los flujos de efectivo futuros estimados.

No se reconocen las pérdidas que se espera que surjan como resultado de eventos futuros.
Para los activos financieros clasificados como préstamos y cuentas por cobrar o mantenidos hasta el vencimiento, una vez que se ha identificado una pérdida por deterioro, su monto se mide como la diferencia entre el valor en libros del activo y el valor actual de los flujos de efectivo futuros esperados, descontados al tasa de interés. Esta cantidad se reconoce en utilidad o pérdida.
El valor en libros de las cuentas por cobrar comerciales se reduce mediante el uso de una cuenta de reserva.
Si el monto de una pérdida por deterioro en el pasado disminuye y la disminución se puede relacionar objetivamente con un evento que ocurre después de que se reconoció el deterioro, el deterioro se revierte a través de ganancias o pérdidas.
Se consideran factores adicionales en caso de deterioro de las inversiones de capital disponibles para la venta, tales como cambios adversos significativos en el entorno tecnológico, de mercado, económico o legal.
Una disminución significativa o prolongada en el valor razonable constituye una evidencia objetiva de deterioro y, por lo tanto, la pérdida del valor razonable previamente reconocida en otro resultado integral se reclasifica del patrimonio al resultado.
El monto de la pérdida acumulada es la diferencia entre el costo de adquisición y el valor razonable actual, menos cualquier pérdida por deterioro previamente reconocida en utilidad o pérdida. Una pérdida por deterioro de una inversión de capital disponible para la venta no se puede revertir.
Si hay evidencia objetiva de deterioro para los instrumentos de patrimonio no cotizados medidos al costo porque el valor razonable no puede medirse con fiabilidad, el importe de la pérdida por deterioro se mide como la diferencia entre el importe en libros y el valor presente de los flujos de efectivo futuros estimados,

descontados al tasa de interés actual para un activo financiero similar.
La reversión del deterioro no está permitida en estos casos tampoco.
El importe de la pérdida por deterioro de un instrumento de deuda clasificado como disponible para la venta, que se reclasificará del patrimonio, es la pérdida acumulada del valor razonable reconocida en otro resultado integral. Dicha pérdida por deterioro se revierte a través de utilidad o pérdida si el valor razonable del instrumento de deuda aumenta objetivamente como resultado de un evento que ocurrió después de que se reconoció la pérdida por deterioro.

Efectivo y equivalentes de efectivo

Esta categoría incluye los depósitos que están disponibles a pedido oa muy corto plazo, así como las inversiones financieras a corto plazo altamente líquidas que son fácilmente convertibles en una cantidad conocida de efectivo y que están sujetas a un riesgo insignificante de cambios en el valor.
Además, a los efectos del estado consolidado de flujos de efectivo, el efectivo y los equivalentes de efectivo no incluyen sobregiros bancarios al cierre del período.

Pasivos financieros a costo amortizado

Esta categoría incluye principalmente préstamos, cuentas comerciales por pagar, obligaciones de arrendamiento financiero e instrumentos de deuda.
Los pasivos financieros distintos de los derivados se reconocen cuando el Grupo se convierte en una parte de las cláusulas contractuales del instrumento y se miden inicialmente al valor razonable ajustado para los costos de transacción directamente atribuibles. Los pasivos financieros se miden posteriormente al costo amortizado utilizando el método de la tasa de interés efectiva.

Instrumentos financieros derivados

Un derivado es un instrumento financiero u otro contrato:

> cuyo valor cambia en respuesta a los cambios en una variable subyacente, como un tipo de interés, precio de producto o de valor, tipo de cambio, índice de precio o índice, calificación crediticia u otra variable;

> que no requiere una inversión neta inicial, o una inversión neta inicial menor que la que se requeriría para un contrato con una respuesta similar a los cambios en los factores del mercado;

> eso se resuelve en una fecha futura.

Los instrumentos derivados se clasifican como activos o pasivos financieros dependiendo de si su valor razonable es positivo o negativo y se clasifican como "mantenidos para negociar" y se miden a valor razonable con cambios en resultados, excepto aquellos designados como instrumentos de cobertura efectivos.
Para obtener más detalles sobre la contabilidad de coberturas, consulte la nota 44 "Derivados y contabilidad de coberturas". Todos los derivados mantenidos para negociar se clasifican como activos o pasivos corrientes.
Los derivados no mantenidos para fines de negociación pero medidos al valor razonable con cambios en resultados porque no califican para la contabilidad de coberturas y los derivados designados como instrumentos de cobertura efectivos se clasifican como corrientes o no corrientes sobre la base de su fecha de vencimiento y la intención del Grupo de mantener el instrumento financiero hasta su vencimiento o no.

Derivados implícitos

Un derivado implícito es un derivado incluido en un contrato "combinado" (el denominado "instrumento híbrido") que contiene otro contrato no derivado (el llamado contrato principal) y da lugar a una parte o la totalidad del efectivo del contrato combinado.

Los principales contratos del Grupo que pueden contener derivados implícitos son contratos para comprar o vender elementos no financieros con cláusulas u opciones que afectan el precio, el volumen o el vencimiento del contrato.

Dichos contratos, que no representan instrumentos financieros que se medirán a valor razonable, se analizan para identificar cualquier derivado implícito, que se separarán y medirán a valor razonable. Este análisis se realiza cuando el Grupo se convierte en parte del contrato o cuando el contrato se renegocia de una manera que cambia significativamente los flujos de efectivo asociados originales. Los derivados incorporados se separan del contrato principal y se contabilizan como derivados cuando:

> el contrato principal no es un instrumento financiero medido a valor razonable con cambios en resultados;

> los riesgos económicos y las características del derivado implícito no están estrechamente relacionados con los del contrato anfitrión;

> un contrato separado con los mismos términos que el derivado incorporado cumpliría con la definición de derivada. Los derivados implícitos que están separados del contrato anfitrión se reconocen en los estados financieros consolidados a valor razonable con cambios reconocidos a través de resultados (excepto cuando el derivado implícito es parte de una relación de cobertura designada)

Contratos para comprar o vender artículos no financieros

En general, los contratos para comprar o vender elementos no financieros que se celebran y se conservan para su recepción o entrega, de acuerdo con los requisitos normales de compra, venta o uso esperados del Grupo, no entran dentro del alcance de la NIC 39 y luego se reconocen de acuerdo con el tratamiento contable de tales transacciones (la "exención por uso propio").

Dichos contratos se reconocen como derivados y, como consecuencia, a valor razonable con cambios en resultados solo si:

> se pueden liquidar neto en efectivo; y

> no se celebran de acuerdo con los requisitos de compra, venta o uso esperados del Grupo.

Un contrato para comprar o vender artículos no financieros se clasifica como una "compra o venta normal" si se celebra:

> para el propósito de la entrega física;

> de acuerdo con los requisitos de compra, venta o uso esperados del Grupo.

El Grupo analiza todos los contratos para comprar o vender activos no financieros, con un enfoque específico en compras y ventas futuras de electricidad y productos energéticos, a fin de determinar si deben clasificarse y tratarse de acuerdo con la NIC 39 o si han sido ingresado para "uso propio".

Baja de activos y pasivos financieros

Los activos financieros se dan de baja en cuentas siempre que se cumpla una de las siguientes condiciones :

> el derecho contractual para recibir los flujos de efectivo asociados con el activo expira;

> el Grupo ha transferido sustancialmente todos los riesgos y recompensas asociados con el activo, transfiriendo sus derechos para recibir los flujos de efectivo del activo o asumiendo una obligación contractual de pagar dichos flujos de efectivo a uno o más beneficiarios bajo un contrato que cumple con los requisitos establecidos por IAS 39 (la "prueba de paso");

> el Grupo no ha transferido ni retenido sustancialmente todos los riesgos y recompensas asociados con el activo, pero tiene control transferido sobre el activo.

Los pasivos financieros se dan de baja en cuentas cuando se extinguen, es decir, cuando la obligación contractual se ha cancelado, cancelado o vencido.

Compensación de activos y pasivos financieros

El Grupo compensa los activos y pasivos financieros cuando:

> existe un derecho legalmente exigible de compensar los montos reconocidos; y

> tiene la intención de llegar a un acuerdo sobre una base neta, o realizar el activo y liquidar el pasivo simultáneamente.

Beneficios para empleados

Los pasivos relacionados con los beneficios pagados después de cesar en relación con planes de beneficios definidos u otros beneficios a largo plazo acumulados durante el período de empleo se determinan por separado para cada plan, utilizando suposiciones actuariales para estimar el monto de los beneficios futuros que los empleados hayan acumulado en la fecha del balance (el método de crédito unitario proyectado). Más específicamente, el valor presente de la obligación por beneficios definidos se calcula utilizando una tasa de descuento determinada sobre la base de los rendimientos del mercado al final del período sobre el que se informa sobre bonos corporativos de alta calidad. Si no existe un mercado profundo para los bonos corporativos de alta calidad en la moneda en que se denomina el bono, el rendimiento correspondiente de los valores del gobierno es usado.

El pasivo se reconoce en valores devengados durante el período de consolidación de los derechos relacionados. Estas evaluaciones son realizadas por actuarios independientes.

Si el valor de los activos del plan excede el valor actual de la obligación relacionada con los beneficios definidos, el superávit (hasta el límite de cualquier límite) se reconoce como un activo.

En cuanto a los pasivos (activos) de los planes de beneficios definidos, las ganancias y pérdidas actuariales acumuladas de la medición actuarial de los pasivos, el rendimiento de los activos del plan (neto de los ingresos por intereses asociados) y el efecto del techo del activo (neto de los ingresos por intereses asociados) se reconocen en otro resultado integral cuando se producen. Para otros beneficios a largo plazo, las ganancias y pérdidas actuariales relacionadas se reconocen a través de ganancias o pérdidas.

En caso de que se realice un cambio en un plan de beneficio definido existente o la introducción de un nuevo plan, cualquier costo de servicio pasado se reconoce inmediatamente en resultados.

Los empleados también están inscritos en planes de contribución definida según los cuales el Grupo paga contribuciones fijas a una entidad separada (un fondo) y no tiene ninguna obligación legal o implícita de pagar contribuciones adicionales si el fondo no posee suficientes activos para pagar todos los beneficios del empleado relacionados con el empleado servicio en los períodos corrientes y anteriores. Dichos planes generalmente están destinados a complementar los beneficios de pensión debido a los empleados post-empleo. Los costos relacionados se reconocen en la cuenta de resultados sobre la base de la cantidad de contribuciones pagadas en el período.

Beneficios de terminación

Los pasivos por beneficios adeudados a los empleados por la terminación anticipada de la relación laboral, como resultado de una decisión del Grupo o la decisión de un empleado de aceptar el despido

voluntario a cambio de estos beneficios, se reconocen en la fecha más temprana de las siguientes:
> cuando el Grupo ya no puede retirar su oferta de beneficios; y
> cuando el Grupo reconoce un costo por una reestructuración que está dentro del alcance de la NIC 37 e implica el pago de beneficios por terminación.

Los pasivos se miden en función de la naturaleza de los beneficios del empleado. Más específicamente, cuando los beneficios representan una mejora de otros beneficios posteriores al empleo, el pasivo asociado se mide de acuerdo con las normas que rigen ese tipo de beneficio. De lo contrario, si se espera que los beneficios por terminación debido a los empleados se liquiden completamente antes de 12 meses después del final del período de presentación de informes anuales, la entidad mide el pasivo de acuerdo con los requisitos para beneficios a corto plazo para empleados; si no se espera que se liquiden por completo antes de los 12 meses posteriores al período de informe anual, la entidad mide el pasivo de acuerdo con los requisitos para otros beneficios a los empleados a largo plazo.

Provisiones para riesgos y cargos

Las provisiones se reconocen cuando existe una obligación legal o implícita como resultado de un evento pasado al final del período sobre el que se informa, cuya liquidación se espera que genere una salida de recursos cuyo importe puede estimarse de manera confiable. Cuando el impacto es importante, las acumulaciones se determinan descontando los flujos de efectivo futuros esperados utilizando una tasa de descuento antes de impuestos que refleje la evaluación actual del mercado del valor del dinero en el tiempo y, si corresponde, los riesgos específicos del pasivo. Si se descuenta la provisión, el ajuste periódico del valor presente para el factor tiempo se reconoce como gasto financiero.

Cuando el Grupo espera que parte o la totalidad del gasto requerido para extinguir un pasivo sea reembolsado por un tercero, el reembolso se reconoce como un activo separado si dicho reembolso es virtualmente cierto.

Cuando el pasivo se relaciona con el desmantelamiento de la planta y / o la restauración del sitio, el reconocimiento inicial de la provisión se realiza contra el activo relacionado y el gasto se reconoce en el resultado del periodo a través de la depreciación del activo involucrado.

Cuando la responsabilidad se refiere al tratamiento y almacenamiento de desechos nucleares y otros materiales radiactivos, la provisión se reconoce contra los costos operativos relacionados.

En el caso de los contratos en los que los costos inevitables de cumplir con las obligaciones del contrato exceden los beneficios económicos que se espera recibir en virtud de este (contratos onerosos), el Grupo reconoce una provisión como el costo menor entre cumplir la obligación que excede el los beneficios económicos que se espera recibir bajo el contrato y cualquier compensación o penalidad que surja de su incumplimiento.

Los cambios en las estimaciones de devengamiento a la provisión se reconocen en el estado de resultados en el período en que ocurren los cambios, con excepción de los relativos a los costos de desmantelamiento, desmantelamiento y / o restauración resultantes de cambios en el cronograma y costos necesarios para extinguir la obligación o de un cambio en la tasa de descuento. Estos cambios aumentan o disminuyen el valor de los activos relacionados y se llevan a la cuenta de resultados a través de la depreciación. Cuando aumentan el valor de los activos, también se determina si el nuevo valor en libros de los activos es totalmente recuperable. Si este no es el caso, se reconoce una pérdida igual al monto irrecuperable en el estado de resultados.

Las disminuciones en las estimaciones se reconocen hasta el importe en libros de los activos. Cualquier

exceso se reconoce inmediatamente en el estado de resultados.

Para obtener más información sobre los criterios de estimación adoptados para determinar los pasivos por desmantelamiento y restauración del sitio, especialmente los asociados con centrales nucleares o el almacenamiento de combustible residual y otros materiales radiactivos, consulte la sección sobre el uso de estimaciones.

Becas del Gobierno

Las subvenciones del gobierno, incluidas las no monetarias a valor razonable, se reconocen cuando existe una seguridad razonable de que serán recibidas y de que el Grupo cumplirá todas las condiciones asociadas a ellas según lo establecido por el gobierno, las agencias gubernamentales y organismos similares ya sean locales, nacional o internacional.

Cuando los préstamos son otorgados por gobiernos a una tasa de interés por debajo del mercado, el beneficio se considera una subvención del gobierno. El préstamo se reconoce y mide inicialmente al valor razonable y la subvención del gobierno se mide como la diferencia entre el importe en libros inicial del préstamo y los fondos recibidos. El préstamo se mide posteriormente de acuerdo con los requisitos para pasivo.

Las subvenciones del gobierno se reconocen en resultados de manera sistemática durante los períodos en que el Grupo reconoce como gastos los costos que las subvenciones están destinadas a compensar.

Cuando el Grupo recibe subvenciones del gobierno en la forma de una transferencia de un activo no monetario para uso del Grupo, contabiliza tanto la concesión como el activo al valor razonable del activo no monetario recibido a la fecha del transferir.

Las subvenciones relacionadas con activos de larga duración, incluidas las donaciones no monetarias a valor razonable, es decir, las recibidas para comprar, construir o adquirir de otro modo activos no corrientes (por ejemplo, un elemento de propiedades, planta y equipo o un activo intangible), se reconoce diferido en otros pasivos y se acredita a la cuenta de pérdidas y ganancias linealmente a lo largo de la vida útil del activo.

Certificados ambientales

Algunas compañías del Grupo se ven afectadas por las reglamentaciones nacionales que rigen los certificados ecológicos y los certificados de eficiencia energética (los denominados certificados blancos), así como por el "Sistema de comercio de emisiones" europeo.

Los certificados verdes, que ahora solo existen fuera de Italia, se devengan en proporción a la electricidad generada por plantas de energía renovable y los certificados de eficiencia energética acumulados en proporción al ahorro de energía que han sido certificados por la autoridad competente se tratan como subvenciones de funcionamiento del gobierno no monetarias y se reconocen a valor razonable, en otros ingresos e ingresos, con reconocimiento de un activo bajo otros activos no financieros, si los certificados aún no se acreditan a la cuenta de propiedad, o en existencias, si los certificados ya se han acreditado a esa cuenta . En el momento en que los certificados se acreditan a la cuenta de propiedad, se reclasifican de otros activos a inventarios.

Los ingresos por la venta de dichos certificados se reconocen como ingresos por ventas y servicios, con

la correspondiente disminución en los inventarios.
A los efectos de la contabilización de los cargos derivados de los requisitos reglamentarios relativos a los certificados verdes, los certificados de eficiencia energética y los derechos de emisión de CO_2 , el Grupo utiliza el "enfoque de responsabilidad neta".
Bajo esta política contable, los certificados ambientales recibidos sin cargo y los que se producen de manera independiente como resultado de las operaciones del Grupo que se utilizarán para fines de cumplimiento se reconocen a valor nominal (cero). Además, los cargos incurridos por obtener (en el mercado o en alguna otra transacción para su consideración) los certificados faltantes para cumplir los requisitos de cumplimiento para el período de presentación se reconocen a través de resultados en base devengado bajo otros gastos de operación, ya que representan el "sistema cargos "consecuentes al cumplimiento de un requisito reglamentario.

Activos no corrientes (o grupos para disposición) clasificados como mantenidos para la venta y operaciones discontinuadas Los activos no corrientes (o grupos para disposición) se clasifican como mantenidos para la venta si su valor en libros se recuperará principalmente a través de una transacción de venta, en lugar de a través del uso continuo .
Este criterio de clasificación es aplicable solo cuando los activos no corrientes (o grupos de disposición) están disponibles en su condición actual para su venta inmediata y la venta es altamente probable.
Si el Grupo se compromete con un plan de venta que implica la pérdida de control de una subsidiaria y se cumplen los requisitos establecidos en la NIIF 5, todos los activos y pasivos de dicha subsidiaria se clasifican como mantenidos para la venta cuando la clasificación se cumplen los criterios, independientemente de si el Grupo retendrá una participación no controladora en su antigua subsidiaria después de la venta.
El Grupo aplica estos criterios de clasificación según lo previsto en la NIIF 5 a una inversión, o una parte de una inversión, en una asociada o una empresa conjunta. Cualquier parte retenida de una inversión en una asociada o una empresa conjunta que no ha sido clasificada como mantenida para la venta se contabiliza utilizando el método de la participación hasta que tenga lugar la disposición de la porción que se clasifica como mantenida para la venta.
Los activos no corrientes (o grupos para disposición) y los pasivos de los grupos enajenables clasificados como mantenidos para la venta se presentan por separado de otros activos y pasivos en el balance general.
Los importes presentados para los activos no corrientes o para los activos y pasivos de los grupos de disposición clasificados como mantenidos para la venta no se reclasifican ni vuelven a presentar por los períodos anteriores presentados.
Inmediatamente antes de la clasificación inicial de activos no corrientes (o grupos enajenables) como mantenidos para la venta, los valores en libros de dichos activos (o grupos para disposición) se miden de acuerdo con las NIIF / NIC aplicables a los activos o pasivos específicos. Los activos no corrientes (o grupos para disposición) clasificados como mantenidos para la venta se miden al menor entre su valor en libros y el valor razonable menos los costos de venta. Las pérdidas por deterioro para cualquier amortización inicial o posterior de los activos (o grupos de disposición) al valor razonable menos los costos de venta y las ganancias por sus reversiones se incluyen en los resultados de las operaciones continuas.
Los activos no corrientes no se deprecian (o amortizan) mientras se clasifican como mantenidos para la

venta o mientras son parte de un grupo de disposición clasificado como mantenido para la venta.
Si los criterios de clasificación ya no se cumplen, el Grupo deja de clasificar los activos no corrientes (o grupo para disposición) como mantenidos para la venta. En ese caso, se miden en el menor de:

> el valor en libros antes de que el activo (o grupo para disposición) fuera clasificado como mantenido para la venta, ajustado por cualquier depreciación, amortización o revalorización que hubiera sido reconocida si el activo (o grupo para disposición) no hubiese sido clasificado como mantenido para la venta; y

> el importe recuperable, que es igual a la mayor entre su valor razonable neto de los costos de disposición y su valor en uso, calculado a la fecha de la decisión posterior de no vender.

Cualquier ajuste al valor en libros de un activo no corriente que deja de clasificarse como mantenido para la venta se incluye en la ganancia o pérdida de las operaciones continuas.
Una operación discontinuada es un componente del Grupo que ha sido eliminado o clasificado como mantenido para la venta, y:

> representa una línea principal separada de negocios o área geográfica de operaciones;

> es parte de un plan único coordinado para disponer de una línea principal separada de negocios o área geográfica de operaciones; o

> es una subsidiaria adquirida exclusivamente con miras a la reventa.

El Grupo presenta, en un rubro separado de la cuenta de resultados, un único monto que comprende el total de:

> la ganancia o pérdida después de impuestos de las operaciones discontinuadas; y

> la ganancia o pérdida después de impuestos reconocida en la medición a valor razonable menos los costos de venta o en la disposición de los activos o grupos de disposición que constituyen la operación descontinuada.

El monto correspondiente se vuelve a presentar en el estado de resultados para los períodos anteriores presentados en los estados financieros, de modo que las revelaciones se relacionan con todas las operaciones que se discontinúan al final del período de presentación de informes actual. Si el Grupo deja de clasificar un componente como mantenido para la venta, los resultados del componente presentado previamente en las operaciones discontinuadas se reclasifican y se incluyen en los ingresos por operaciones continuas para todos los períodos presentados.

Ingresos

Los ingresos se reconocen en la medida en que es probable que los beneficios económicos fluyan al Grupo y el monto pueda ser medido confiablemente. Los ingresos solo incluyen las entradas brutas de beneficios económicos recibidos y por cobrar por el Grupo por su propia cuenta. Por lo tanto, en una relación de agencia, el monto recaudado en nombre del principal se excluye de los ingresos.
Los ingresos se miden al valor razonable de la contraprestación recibida o por cobrar, teniendo en cuenta el importe de los descuentos comerciales y bonificaciones por volumen permitidos por el Grupo.

Cuando los bienes o servicios se intercambian o canjean por bienes o servicios que son de naturaleza y valor similar, el intercambio no se considera como una transacción que genera ingresos.
En los acuerdos bajo los cuales el Grupo realizará múltiples actividades generadoras de ingresos (una disposición de elementos múltiples), los criterios de reconocimiento se aplican a los componentes

identificables de la transacción para reflejar el contenido de la transacción o para dos o más transacciones juntas cuando están vinculados de tal forma que el efecto comercial no puede ser entendido sin referencia a la serie de transacciones como un todo.
Más específicamente, se utilizan los siguientes criterios dependiendo del tipo de transacción:

> los ingresos por la venta de bienes se reconocen cuando los riesgos y beneficios significativos de la propiedad de los bienes se transfieren al comprador y su monto puede determinarse de manera confiable;

> los ingresos por la venta de electricidad y gas se reconocen cuando estos productos se suministran al cliente y se consideran las cantidades proporcionadas durante el período, incluso si aún no se han facturado. Se determina usando estimaciones y lecturas periódicas del medidor. Donde corresponda, estos ingresos se basan en las tasas y restricciones relacionadas establecidas por la ley o la Autoridad Reguladora de Energía, Redes y Medio Ambiente y autoridades extranjeras análogas durante el período aplicable;

> los ingresos del transporte de electricidad y gas se reconocen cuando los servicios se prestan a clientes de distribución, incluso si aún no se han facturado. Ese ingreso se determina sobre la base de los montos que realmente han transitado a lo largo de la red de distribución, una vez deducidas las pérdidas estimadas. Cuando así lo dispongan las reglamentaciones locales específicas, dichos ingresos se ajustan para tener en cuenta las restricciones y tasas obligatorias establecidas por la Autoridad Reguladora de Energía, Redes y Medio Ambiente en Italia o las organizaciones nacionales equivalentes en otros países. En particular, al establecer restricciones y tasas obligatorias, cada autoridad cubre los costos incurridos por las inversiones en la red, la remuneración asociada basada en una tasa de rendimiento del capital apropiada y el momento en que esos montos se incorporan en las tasas;

> los ingresos provenientes de la prestación de servicios se reconocen por referencia a la etapa de finalización de los servicios al final de los períodos de presentación de informes en los que se prestan los servicios. La etapa de finalización de la transacción se determina sobre la base de una evaluación del servicio prestado como un porcentaje de los servicios totales que se prestarán o como costos incurridos como una proporción de los costos totales estimados de la transacción. Cuando no es posible determinar de manera confiable el valor de los ingresos, se reconoce solo en la medida de los gastos reconocidos que son recuperables;

> los ingresos asociados con los contratos de construcción se reconocen como se especifica en la sección "Contratos de construcción";

> los ingresos por comisiones monetarias y en especie por la conexión a la red de distribución de electricidad se reconocen en su totalidad al finalizar las actividades de conexión si se identifica el servicio suministrado. Si se identifica más de un servicio identificable por separado, el valor razonable de la contraprestación total recibida o por cobrar se asigna a cada servicio y se reconoce el ingreso relacionado con el servicio realizado en el período; en particular, si se identifican los servicios en curso (servicios de distribución de electricidad), los ingresos relacionados generalmente están determinados por los términos del acuerdo con el cliente o, cuando dicho acuerdo no especifica un período, durante un período no mayor que el útil vida del activo transferido;

> los ingresos por rentas y arrendamientos operativos se devengan linealmente de acuerdo con el contenido del contrato correspondiente.

Ingresos y gastos financieros derivados

Los ingresos y gastos financieros derivados incluyen:

> ingresos y gastos de derivados medidos a valor razonable a través de ganancias o pérdidas sobre tasa de interés y riesgos cambiarios;

> ingresos y gastos derivados de cobertura de valor razonable sobre el riesgo de tasa de interés;

> ingresos y gastos de los derivados de cobertura de flujos de efectivo sobre los riesgos de tasa de interés y cambio.

Otros ingresos y gastos financieros

Para todos los activos y pasivos financieros medidos a costo amortizado y activos financieros que devengan intereses clasificados como disponibles para la venta, los ingresos y gastos por intereses se registran utilizando el método de la tasa de interés efectiva. El interés efectivo la tasa es la tasa que descuenta exactamente los pagos en efectivo o recibos futuros estimados a lo largo de la vida esperada del instrumento financiero o un período más corto, cuando corresponda, al valor en libros neto del activo o pasivo financiero. Los ingresos por intereses se reconocen en la medida en que sea probable que los beneficios económicos fluyan al Grupo y el monto pueda ser medido confiablemente.

Otros ingresos y gastos financieros también incluyen cambios en el valor razonable de los instrumentos financieros distintos de los derivados

Impuestos sobre la renta

Impuesto a la renta actual

Los impuestos a las ganancias corrientes del período, que se reconocen como "impuesto a la renta por pagar" neto de pagos a cuenta, o como "créditos tributarios" cuando hay un saldo acreedor, se determinan utilizando una estimación de la renta gravable y de conformidad con las regulaciones aplicables .

En particular, tales cuentas por pagar y por cobrar se determinan utilizando las tasas impositivas y las leyes impositivas que se promulgan o se promulgan de manera sustantiva al final del período sobre el que se informa.

Los impuestos a las ganancias corrientes se reconocen en utilidad o pérdida con la excepción del impuesto a la renta corriente relacionado con partidas reconocidas fuera de utilidad o pérdida que se reconocen en el patrimonio.

Artículos de impuestos diferidos

Los pasivos y activos por impuestos diferidos se calculan sobre las diferencias temporarias entre los importes en libros de los activos y pasivos en los estados financieros y sus valores correspondientes reconocidos a efectos fiscales sobre la base de las tasas vigentes en la fecha en que la diferencia temporal se revertirá. determinado sobre la base de las tasas de impuestos que se promulgan o se promulgan de manera sustantiva al final del período sobre el que se informa.

Los pasivos por impuestos diferidos se reconocen para todas las diferencias temporarias imponibles, excepto cuando el pasivo por impuesto diferido surge del reconocimiento inicial de la plusvalía o con respecto a las diferencias temporarias imponibles asociadas con inversiones en subsidiarias, asociadas e intereses en acuerdos conjuntos, cuando el Grupo puede controlar la el momento de la reversión de las diferencias temporales y es probable que las diferencias temporales no se reviertan en el futuro previsible.

Los activos por impuestos diferidos se reconocen para todas las diferencias temporarias deducibles, el traspaso de créditos tributarios no utilizados y cualquier pérdida tributaria no utilizada, cuando la

recuperación es probable, es decir, cuando una entidad espera tener suficientes ingresos gravables futuros para recuperar el activo.
La recuperabilidad de los activos por impuestos diferidos se revisa al final de cada período.
Los activos por impuestos diferidos no reconocidos son reevaluados en cada fecha de presentación y se reconocen en la medida en que sea probable que las ganancias fiscales futuras permitan recuperar el activo por impuestos diferidos.
Los impuestos diferidos se reconocen en resultados, con excepción de aquellos con respecto a partidas reconocidas fuera de resultados que se reconocen en el patrimonio.
Los activos por impuestos diferidos y los pasivos por impuestos diferidos se compensan con los pasivos por impuestos corrientes relacionados con los impuestos a las ganancias recaudados por la misma autoridad tributaria que surgen en el momento de la reversión si existe un derecho legalmente exigible de compensación.

Dividendos

Los dividendos se reconocen cuando se establece el derecho incondicional a recibir el pago.
Los dividendos y dividendos provisionales pagaderos a los accionistas de la Compañía se reconocen como cambios en el patrimonio en el período en que son aprobados por la Asamblea de Accionistas y el Consejo de Administración, respectivamente.

3. Normas de Contabilidad recientemente emitidas

Nuevas normas de contabilidad aplicadas en 2017

El Grupo adoptó las modificaciones a las normas existentes con efecto a partir del 1 de enero de 2017:
> "Modificaciones a la NIC 7: *Iniciativa de divulgación"* emitida en enero de 2016. Las modificaciones se aplican a pasivos y activos derivados de actividades de financiación, que se definen como pasivos y activos para los cuales los flujos de efectivo se clasificaron, o se clasificarán, en la declaración de flujos de efectivo como "flujos de efectivo de actividades de financiamiento". Las modificaciones requieren la revelación de cambios en tales pasivos / activos, distinguiendo entre los cambios en el flujo de efectivo y las variaciones no monetarias (es decir, variaciones derivadas del efecto de los cambios en los tipos de cambio y los cambios en los valores razonables).
La aplicación de modificaciones no implicó cambios sustanciales en las revelaciones provistas en estos estados financieros consolidados.
> "Modificaciones a la NIC 12 - *Reconocimiento de activos por impuestos diferidos por pérdidas no realizadas* ", emitida en enero de 2016. Las modificaciones aclaran el reconocimiento de los activos por impuestos diferidos con respecto a los instrumentos de deuda medidos a valor razonable. Más específicamente, las modificaciones aclaran los requisitos para reconocer los activos por impuestos diferidos por pérdidas no realizadas a fin de eliminar las diferencias en el tratamiento contable. La aplicación de modificaciones no tuvo impacto en estos estados financieros consolidados.

> *"* Mejoras anuales al ciclo de las NIIF 2014-2016", emitido en diciembre de 2016, limitado a las modificaciones a la "NIIF 12"

- *Divulgación de intereses en otras entidades* ". Las modificaciones aclaran que las disposiciones que rigen la divulgación según la NIIF 12, con la excepción de la información financiera resumida,

también se aplican a las participaciones en entidades clasificadas como mantenidas para la venta. Antes de las modificaciones, no estaba claro si las disposiciones de la NIIF 12 eran aplicables a dichos intereses. La aplicación de modificaciones no tuvo impacto en estos estados financieros consolidados

Estándares contables surten efecto en una fecha futura

Las siguientes nuevas normas, modificaciones e interpretaciones entran en vigencia después del 31 de diciembre de 2017:

> "NIIF 9 - *Instrumentos financieros* ", la versión final se emitió el 24 de julio de 2014, reemplazando la "NIC 39 - *Instrumentos financieros: reconocimiento y medición* " existente y reemplaza todas las versiones anteriores de la nueva norma. La norma entrará en vigencia a partir del 1 de enero de 2018 y se permitirá su aplicación anticipada.

La versión final de la NIIF 9 incorpora los resultados de las tres fases del proyecto para reemplazar la NIC 39 sobre clasificación y medición, deterioro y contabilidad de coberturas.

Con respecto a la clasificación de instrumentos financieros, la NIIF 9 proporciona un enfoque único para todos los tipos de activos financieros, incluidos los que contienen derivados implícitos, en virtud de los cuales los activos financieros se clasifican en su totalidad, sin la aplicación de métodos de subdivisión complejos.

Para determinar cómo se deben clasificar y medir los activos financieros, se debe considerar el modelo comercial utilizado para administrar sus activos financieros y las características de los flujos de efectivo contractuales. En este sentido, un modelo de negocios es la manera en que una entidad administra sus activos financieros para generar flujos de efectivo, es decir, recolectar flujos de efectivo contractuales, vender los activos financieros o ambos.

Los activos financieros se miden al costo amortizado si se mantienen en un modelo comercial cuyo objetivo es cobrar los flujos de efectivo contractuales y se miden a valor razonable a través de otro resultado integral (FVTOCI) si se mantienen con el objetivo de recopilar flujos de efectivo contractuales y vendiendo los activos. Esta categoría permite el reconocimiento de intereses calculados utilizando el método del costo amortizado a través de resultados y el valor razonable del activo financiero a través de OCI.

Los activos financieros a valor razonable con cambios en resultados (FVTPL) son ahora una categoría residual que comprende instrumentos financieros que no se mantienen en uno de los dos modelos comerciales indicados anteriormente, incluidos los mantenidos para negociación y los gestionados sobre la base de su valor razonable.

Con respecto a la clasificación y medición de los pasivos financieros, la NIIF 9 mantiene el tratamiento contable previsto en la NIC 39, realizando modificaciones limitadas, para lo cual la mayoría de dichos pasivos se miden al costo amortizado. Todavía se permite designar un pasivo financiero a valor razonable con cambios en resultados si se cumplen ciertos requisitos.

La norma introduce nuevas provisiones para pasivos financieros designados como valor razonable a través de resultados, bajo los cuales, en ciertas circunstancias, la porción de cambios en el valor razonable debido al riesgo de crédito propio se reconocerá a través de OCI en lugar de ganancia o pérdida. Esta parte del estándar se puede aplicar temprano, sin tener que aplicar todo el estándar.

Dado que durante la crisis financiera el enfoque de deterioro basado en "pérdidas crediticias incurridas" había mostrado claras limitaciones relacionadas con el aplazamiento del reconocimiento de pérdidas

crediticias hasta la ocurrencia de un evento desencadenante, la norma propone un nuevo modelo que brinda a los usuarios de estados financieros más información sobre "pérdidas crediticias esperadas".

En el base de disponible información, el adopción de NIIF 9 como de enero 1, 2018, será Produce un inmaterial Disminuir el patrimonio del Grupo, neto del efecto impositivo, principalmente debido a la adopción de la pérdida esperada modelo.

> "NIIF 15 - *Ingresos por contratos con clientes* ", emitida en mayo de 2014, que incluye " *Modificaciones a la NIIF 15: fecha efectiva de la NIIF 15* ", emitida en septiembre de 2015. La nueva norma sustituirá a "NIC 11 - *Contratos de construcción* ", "NIC" 18 - *Ingresos* "," IFRIC 13 - *Programas de fidelización de clientes* "," IFRIC 15 - *Acuerdos para la construcción de bienes inmuebles* ", IFRIC 18 - *Transferencias de activos de clientes* " y "SIC 31 - *Ingresos - Transacciones de trueque que involucran servicios publicitarios* " y se aplicará a todos los contratos con clientes, con una serie de excepciones (por ejemplo, contratos de arrendamiento y seguro, instrumentos financieros, etc.). La nueva norma establece un marco general para el reconocimiento y medición de ingresos basado en el siguiente principio fundamental: el reconocimiento de los ingresos de una manera que refleje fielmente la transferencia de bienes y servicios a los clientes en una cantidad que refleje la consideración a la que la entidad espera tener derecho a cambio de esos bienes o servicios. El principio fundamental se aplicará sobre la base de cinco fases clave (pasos): la entidad debe identificar el contrato con el cliente (paso 1); debe identificar las obligaciones de desempeño en el contrato, reconociendo bienes o servicios separables como obligaciones separadas (paso 2); la entidad debe determinar el precio de la transacción, que está representado por el consideración ese eso espera a obtener (paso 3); el entidad debe entonces asignar el transacción precio a las obligaciones individuales identificadas en el contrato sobre la base del precio individual de cada bien o servicio separable (paso 4); los ingresos se reconocen cuando (o si) cada obligación de desempeño individual se satisface mediante la transferencia del bien o servicio al cliente, es decir, cuando el cliente obtiene el control del bien o servicio (paso 5). La NIIF 15 también establece una serie de notas que garantizan la divulgación completa sobre la naturaleza, el monto, el momento y el grado de incertidumbre de los ingresos y los flujos de efectivo asociados con los contratos con clientes.
La norma entrará en vigencia retroactivamente para los períodos que comiencen a partir del 1 de enero de 2018, con la opción de reconocer el efecto en el patrimonio neto al 1 de enero de 2018.
En 2017, se completó un proyecto iniciado en 2016 para identificar el posible impacto de la norma en los estados financieros consolidados del Grupo. Más específicamente, los aspectos más significativos para los estados financieros consolidados que se verán afectados por las nuevas disposiciones de la NIIF 15 se refieren a: (i) los ingresos con respecto a ciertos contratos de conexión a la red, que previamente se reconocieron en resultados en el momento de la conexión, pero según la NIIF 15 se diferirá en función de la naturaleza de la obligación derivada del contrato con el cliente; y ii) la capitalización de los costos de adquisición de contratos, limitada a la comisión de ventas pagada a los agentes.
Con respecto a la presentación, la aplicación de la NIIF 15 también implicará un número limitado de reclasificaciones en la cuenta de resultados.
Con motivo de la aplicación por primera vez del nuevo estándar, el Grupo Enel elegirá reconocer el efecto del nuevo cálculo retrospectivo de los valores en el patrimonio al 1 de enero de 2018, para las circunstancias existentes en esa fecha, sin replantear las cifras de los años anteriores presentado con fines comparativos. En particular, sobre la base de la información disponible, considerando las

circunstancias indicadas anteriormente, la adopción de la nueva NIIF 15 a partir del 1 de enero de 2018 disminuirá el patrimonio del Grupo, neto del efecto impositivo asociado, en € 3.7 mil millones.

Esta disminución refleja principalmente la redeterminación de las tarifas de los contratos para conectar a los clientes a la red, parcialmente compensada por un aumento relacionado con la capitalización de los costos de adquisición de contratos netos de la amortización asociada.

> *"Aclaración a la NIIF 15 - Ingresos procedentes de contratos con clientes* ", emitida en abril de 2016, introduce enmiendas a la norma para aclarar un número de expedientes prácticos y temas abordados por el Grupo Conjunto de Recursos para la Transición establecido por el IASB y el FASB. El objetivo de estas modificaciones es aclarar una serie de disposiciones de la NIIF 15 sin modificar los principios básicos de la norma. Las enmiendas, que entrarán en vigencia para los períodos que comiencen en o después enero 1, 2018, no haga afectar el potencial estimado impactos de el adopción de NIIF 15.

> La "NIIF 16 - *Arrendamientos* ", emitida en enero de 2016, reemplaza la norma anterior que rige los arrendamientos, la NIC 17 y las interpretaciones asociadas. Establece los criterios para el reconocimiento, la medición y la presentación de los arrendamientos tanto para el arrendador como para el arrendatario y las revelaciones asociadas. Si bien la NIIF 16 no modifica la definición de contrato de arrendamiento establecido en la NIC 17, el cambio principal está representado por la introducción del concepto de control dentro de esa definición. Más específicamente, para determinar si un contrato representa un arrendamiento, la NIIF 16 requiere el arrendatario para determinar si tiene el derecho de controlar el uso de un activo determinado durante un período de tiempo específico. La NIIF 16 elimina la distinción entre arrendamientos operativos y financieros, tal como lo requiere la NIC 17, que introduce un único método para reconocer todos los arrendamientos. Bajo el nuevo enfoque, el arrendatario debe reconocer:

a) en el balance, los activos y pasivos con respecto a todos los arrendamientos con un plazo de más de 12 meses, a menos que el activo subyacente sea de bajo valor; y
b) en el estado de resultados, la depreciación de los activos involucrados en el contrato de arrendamiento por separado del interés relacionado con los pasivos asociados.

Para los arrendadores, la NIIF 16 esencialmente conserva los requisitos de reconocimiento previstos en la NIC 17. En consecuencia, el arrendador continuará clasificando y reconociendo los arrendamientos como arrendamientos operativos o financieros. La norma se aplicará para los períodos que comiencen en o después del 1 de enero de 2019. El Grupo está evaluando el impacto potencial de la aplicación futura de la norma.

> La "NIIF 17 - *Contratos de seguro* ", emitida en mayo de 2017, define esencialmente los principios para el reconocimiento, medición, presentación y revelación de los contratos de seguro y reaseguro emitidos por la empresa, así como los contratos de reaseguro que mantiene la compañía. La NIIF 17 reemplaza a la NIIF 4, que no estableció un único método para reconocer los contratos de seguro, con el resultado de que esos contratos podrían reconocerse de manera diferente en diferentes jurisdicciones y, potencialmente, dentro de la misma compañía.

El nuevo estándar:

- requiere el revelación de actualizado información en el obligaciones, riesgos y actuación de contratos de seguro;
- aumenta la transparencia de la información financiera provista por las compañías de seguros, dando a los usuarios de estados financieros una mayor confianza en su comprensión de la industria de seguros; y

- introduce un método de contabilidad consistente para todos los contratos de seguro basados en una sola valoración modelo.

La norma entrará en vigencia, sujeta a aprobación, para los períodos que comiencen a partir del 1 de enero de 2021. El Grupo está evaluando el impacto potencial de la aplicación futura de la nueva norma.

> "Modificaciones a la NIIF 2: *Pago basado en liebres* ", emitido en junio de 2016. Las modificaciones:

- aclarar que el valor razonable de una transacción basada en acciones liquidadas en efectivo en la fecha de medición (es decir, en la fecha de concesión, al cierre de cada período contable y en la fecha de liquidación) se calculará teniendo en cuenta las condiciones del mercado (por ejemplo, precio objetivo de las acciones) y las condiciones de no adquisición de derechos, ignorando las condiciones del servicio y las condiciones de rendimiento distintas del mercado condiciones;
- aclarar que los pagos basados en acciones con liquidación neta por retención de impuestos deben clasificarse en su totalidad como transacciones liquidadas con capital (si ellos haría ser asi que clasificado en el ausencia de el red asentamiento característica);
- establecer disposiciones para el tratamiento contable de los cambios en los términos y condiciones que resulten en un cambio en la clasificación de la transacción de liquidadas en efectivo a liquidadas con acciones.

Las modificaciones entrarán en vigencia para los períodos que comiencen a partir del 1 de enero de 2018. El Grupo no espera que la aplicación futura de las modificaciones tenga un impacto.

> "Modificaciones a la NIIF 4: *Aplicación de la NIIF 9 Instrumentos financieros con la NIIF 4 Contratos de seguro* ", emitida en septiembre de 2016. Las modificaciones:

- permitir a las aseguradoras cuyas actividades están predominantemente relacionadas con el seguro posponer la aplicación de la NIIF 9 hasta el año 2021 ("exención temporal"); y
- permite a las aseguradoras, hasta la emisión futura de la nueva norma contable para contratos de seguro, reconocer la volatilidad que debe ser causada por la aplicación de la NIIF 9 en otro resultado integral en lugar de a través de utilidad o pérdida (el " enfoque de superposición ").

Las modificaciones entrarán en vigencia para los períodos que comiencen en o después del 1 de enero de 2018. El Grupo Enel ha decidido no ejercer la opción de la exención temporal para la aplicación de la NIIF 9 al sector de seguros.

> "Modificaciones a la NIIF 9: *Características de prepago con compensación negativa* ", emitida en octubre de 2017. Las modificaciones introducen una excepción de alcance limitado a las disposiciones de la NIIF 9 para ciertos activos financieros que de otra manera tendrían flujos de efectivo contracorrientes representados únicamente por pagos de capital y intereses, pero no cumplen con esa condición solo porque el contrato contiene una opción de prepago. Más específicamente, las enmiendas establecen que los activos financieros con una cláusula contractual permiten (o requieren) que el emisor pague por anticipado un instrumento de deuda o que permite (o requiere) que el tenedor devuelva un instrumento de deuda al emisor antes de que el vencimiento pueda medirse al costo amortizado o al valor razonable a través de otro resultado integral, sujeto a la evaluación del modelo comercial bajo el cual se mantienen los activos, si el siguiente las condiciones están satisfechas:

- la entidad adquiere u origina el activo financiero con una prima o descuento a la cantidad contractual equivalente;
- el monto del prepago representa sustancialmente el monto contractual y el interés

contractual acumulado (no pagado), que puede incluir una compensación adicional razonable por la terminación anticipada del contrato; y

- cuando el entidad inicialmente reconoce el financiero activo, el justa valor del pago por adelantado característica es insignificante.

En 2017, el IASB discutió la cuestión de la modificación o canje de un pasivo financiero que no da como resultado la baja en cuentas del pasivo. La discusión resultó en la adición de una sección a los Fundamentos de las Conclusiones de la "NIIF 9 - *Otra cuestión: modificación o canje de un pasivo financiero que no da como resultado la baja en cuentas"*.

El IASB concluyó que los requerimientos según la NIIF 9 para ajustar el costo amortizado de un pasivo financiero cuando una modificación (o cambio) no da como resultado la baja en cuentas del pasivo financiero son consistentes con los requerimientos para ajustar un activo financiero cuando una modificación no resultar en la baja en cuentas del activo financiero.

Las modificaciones entrarán en vigencia, sujetas a aprobación, para los períodos que comiencen en o después del 1 de enero de 2019. Se permite su aplicación anticipada.

> "Modificaciones a la NIC 28 - *Intereses a largo plazo en asociadas y negocios conjuntos",* emitida en octubre de 2017. Las modificaciones aclaran que una entidad aplicará las disposiciones de "NIIF 9 - *Instrumentos financieros* " a intereses a largo plazo en asociadas y juntas empresas para las que no se utiliza el método de la participación. Las modificaciones entrarán en vigencia, sujetas a aprobación, para los períodos que comiencen a partir del 1 de enero de 2019. El Grupo está evaluando el impacto potencial de la aplicación futura de la norma modificada.

> "Modificaciones a la NIC 40: *Transferencias de propiedades de inversión* ", emitida en diciembre de 2016. Las modificaciones aclaran que las transferencias de propiedad hacia o desde propiedades de inversión solo se permitirán cuando haya un cambio en el uso respaldado por la evidencia de dicho cambio. Un cambio en las intenciones de la administración en sí mismo no proporciona evidencia de un cambio en el uso suficiente para respaldar la transferencia. Las enmiendas ampliaron los ejemplos de cambios de uso para incluir propiedades en construcción o desarrollo y no solo la transferencia de propiedades terminadas. Las modificaciones entrarán en vigencia para los períodos que comiencen a partir del 1 de enero de 2018. El Grupo no espera que la aplicación futura de las modificaciones tenga un impacto.

> "CINIIF 22 - *Transacciones en moneda extranjera y consideración anticipada* ", emitida en diciembre de 2016; la interpretación aclara que, a los efectos de determinar el tipo de cambio que se utilizará en el reconocimiento inicial de un activo, gasto o ingreso (o parte de él), la fecha de la transacción es aquella en la que la entidad reconoce cualquier activo no monetario (responsabilidad) con respecto a la consideración anticipada pagada (recibida). Si hay múltiples pagos o recibos por adelantado, la entidad determinará una fecha de la transacción para cada pago o recibo de la consideración anticipada. Las modificaciones entrarán en vigencia, sujetas a aprobación, para los períodos que comiencen a partir del 1 de enero de 2018. El Grupo está evaluando el impacto potencial de la aplicación futura de la norma modificada.

> "CINIIF 23 - *Incertidumbre sobre los Tratamientos del impuesto a la renta* ", emitida en junio de 2017. La interpretación aclara cómo aplicar los requisitos de reconocimiento y medición de la NIC 12 en el caso de incertidumbre sobre los tratamientos del impuesto a las ganancias. La incertidumbre mayo considerar corriente o impuestos diferidos. los interpretación estados ese el entidad deberá reconocer un impuesto responsabilidad o activo en condiciones de incertidumbre si es probable que una autoridad tributaria acepte

un tratamiento fiscal incierto, suponiendo que la autoridad examinará los montos que tiene el derecho de examinar y tendrá pleno conocimiento de toda la información relacionada cuando realice dichos exámenes. La interpretación también requiere que una entidad vuelva a evaluar un juicio o estimación en presencia de hechos y circunstancias que puedan cambiar las conclusiones de una entidad sobre la aceptabilidad de un impuesto tratamiento o el entidad de estimar del efecto de incertidumbre, o ambos. Las modificaciones será tomar efecto, sujeto a endoso, para períodos que comiencen en o después del 1 de enero de 2019. El Grupo está evaluando el impacto potencial de la futura aplicación de las provisiones.

> " Mejoras anuales a las NIIF ciclo 2014-2016", emitido en diciembre de 2016, limitado a las modificaciones de las siguientes normas:

- "NIIF 1 - *Adopción por primera vez de las Normas Internacionales de Información Financiera";* las enmiendas eliminaron las "exenciones a corto plazo de las NIIF" con respecto a la transición a la NIIF 7, la NIC 19 y la NIIF 10. Estas disposiciones de transición solo estaban disponibles para los períodos de información anteriores y, por lo tanto, ya no son aplicables. Las modificaciones entrarán en vigencia para los períodos que comiencen a partir del 1 de enero, 2018;
- "NIC 28 - *Inversiones en asociadas y negocios conjuntos* "; las enmiendas aclaran que la opción disponible para una organización de capital de riesgo (o un fondo mutuo, fideicomiso y entidades similares, incluidos fondos de seguro ligados a inversión) para medir una inversión en una asociada o negocio conjunto a valor razonable a través de ganancias o pérdidas, aquellos las entidades deberán hacer esta elección en el reconocimiento inicial por separado para cada asociado o empresa conjunta. Se hicieron aclaraciones similares para las entidades que no son entidades de inversión y que, cuando aplican el método de la participación, eligen mantener la medición del valor razonable aplicada por las entidades de inversión que representan sus intereses en asociadas o negocios conjuntos. Las enmiendas se aplicarán retrospectivamente para los períodos que comiencen en o después del 1 de enero, 2018.

Las nuevas disposiciones contienen modificaciones formales y aclaraciones de normas existentes que no se espera tengan un impacto significativo para el Grupo.

> " *Mejoras anuales a las NIIF ciclo 2015-2017* ", emitido en diciembre de 2017; el documento contiene modificaciones formales y aclaraciones de las normas existentes. Cada una de las enmiendas se aplicará, sujeto a aprobación, para los períodos que comiencen en o después del 1 de enero de 2019. Se permite su aplicación anticipada. Más específicamente, se modificaron los siguientes estándares:

- "NIIF 3 - *Combinaciones de negocios* "; las modificaciones aclaran que cuando un operador conjunto obtiene el control de un negocio que es una operación conjunta, debe volver a medir su participación mantenida previamente en la operación conjunta a su valor razonable en la fecha de adquisición;
- "NIIF 11 - *Acuerdos conjuntos* "; las enmiendas aclaran que una parte que participa en, pero no tiene control conjunto de, una operación conjunta y obtiene el control conjunto de la operación conjunta que constituye un negocio según se define en la NIIF 3 no es necesaria para volver a medir los intereses previamente mantenidos en la operación conjunta .;
- "NIC 12 - *Impuesto a la renta* "; las modificaciones aclaran que una entidad reconocerá las consecuencias del impuesto a la renta de los dividendos (como se define en la NIIF 9) cuando reconoce un pasivo por pagar un dividendo en resultados, otro resultado integral o patrimonio según

donde la entidad originalmente reconoció las transacciones que ganancias distribuibles generadas .;

- "NIC 23 - *Costos por préstamos* "; las modificaciones aclaran que una entidad incluirá los préstamos hechos específicamente para el propósito de obtener un activo calificativo en circulación cuando el activo esté listo para su uso previsto o venta en los préstamos genéricos de la entidad.

El Grupo está evaluando el impacto potencial de la aplicación futura de las disposiciones.

4. Reformulación de revelaciones comparativas

Las cifras presentadas en los comentarios y tablas de las notas a los estados financieros son consistentes y comparables entre 2016 y 2017. No se requirieron reexpresiones de las revelaciones comparativas.

5. Principales cambios en el alcance de consolidación.

En los dos períodos bajo revisión, el alcance de la consolidación cambió como resultado de varias transacciones.

2016

> Eliminación, finalizada a principios de marzo de 2016, de **Compostilla Re** , que al 31 de diciembre de 2015 había sido clasificada como "mantenida para la venta". El precio de venta fue de 101 millones de euros (la empresa también tenía activos líquidos de alrededor de 111 millones de euros) y generó una ganancia de alrededor de 19 millones de euros;

> disposición, el 1 de mayo de 2016, del 65% de Drift Sand Wind Project , una empresa que opera en el sector de la generación eólica en los Estados Unidos. El precio de venta fue de € 72 millones y generó una ganancia de alrededor de € 2 millones y una nueva medición a valor razonable del 35% restante de alrededor de € 4 millones;

> eliminación, finalizada el 13 de julio de 2016, de Enel Longanesi , que poseía los activos italianos (compuesta por 21 aplicaciones) para permisos de exploración en tierra y mar adentro y permisos de exploración) en el sector de gas aguas arriba. El precio de venta máximo es de € 30 millones, de los cuales aproximadamente € 7 millones fueron recolectados inmediatamente, mientras que el derecho a recibir el resto (en tramos múltiples) está sujeto a una serie de condiciones, como el inicio de la producción en el campo de gas Longanesi en Emilia-Romagna, programada para 2019. No se reconocieron pérdidas de capital a través de resultados, dado que su valor ya se había ajustado al valor realizable estimado;

> disposición, el 28 de julio de 2016, del 50% de Slovak Power Holding ("SPH") , que a su vez posee el 66% de Slovenské elektrárne ("SE") . Más específicamente, Enel Produzione finalizó la disposición a EP Eslovaquia, una filial de Energetický a prumyslový holding ("EPH"), del 50% de SPH en la ejecución del contrato acordado el 18 de diciembre de 2015 entre Enel Produzione y EP Slovakia. El precio total de las dos fases, equivalente a € 750 millones (de los cuales € 150 millones se pagaron inmediatamente en efectivo), está sujeto a un mecanismo de ajuste de precios, que será calculado por expertos independientes y aplicado al cierre de la segunda fase la base de una serie de parámetros, incluida la evolución de la posición financiera neta de SE, la evolución de los precios de la energía en el mercado eslovaco, la eficiencia operativa de SE medida sobre la base de los puntos de referencia definidos en el contrato y el valor de empresa de las unidades de Mochovce 3 y 4. En consecuencia, la cuenta por cobrar generada por la disposición se mide al valor razonable con cambios en resultados. Los mismos parámetros descritos anteriormente se utilizaron para determinar el valor recuperable de la participación en la empresa en participación SPH;

> adquisición de control, el 1 de octubre de 2016, de Distribuidora Eléctrica de Cundinamarca ("DEC") , anteriormente

contabilizado utilizando el método de la participación, a través de la fusión de DEC en Codensa (que ya tenía el 49%);

> pérdida de control, el 21 de noviembre de 2016, tras los cambios en los acuerdos de gobierno y la venta de un interés del 1%, por € 12 millones, de **EGPNA Renewable Energy Partners ("EGPNA REP")** , un desarrollador de proyectos de generación de energías renovables en los Estados Unidos. A partir de esa fecha, se contabilizó usando el método de la participación. La transacción implicó el reconocimiento de una ganancia de € 2 millones y el reconocimiento de los ingresos por remedición a valor razonable del 50% que todavía posee EGPNA de € 95 millón;

> Eliminación, el 30 de noviembre de 2016, del 100% de **Enel France** , una empresa de generación térmica en Francia a

un precio de aproximadamente cero, generando una pérdida de € 4 millones;
> pérdida de control, el 20 de diciembre de 2016, de **Enel OpEn Fiber** (ahora OpEn Fiber - OF) tras un aumento de capital por parte de Enel y CDP Equity ("CDPE"), después de lo cual Enel y CDPE tienen una participación igual en OF, que se contabiliza a partir de esa fecha se ha contabilizado utilizando el método de la participación;
> disposición, el 28 de diciembre de 2016, de los parques eólicos de **Cimarron y Lindahl** para la empresa en participación EGPNA REP, la
punto de partida de una nueva estrategia de crecimiento industrial basada en un enfoque de 'construir, vender y operar' con un uso menos intensivo de capital destinado a acelerar el desarrollo de oleoductos de proyectos a nivel mundial. La pérdida de control generó una ganancia de € 37 millones;

> eliminación, el 30 de diciembre de 2016, del 100% de **Marcinelle Energie** , una empresa de generación térmica en Bélgica, por un total de alrededor de € 36,5 millones, todo lo cual ha sido pagado. Durante 2016, el valor liquidativo de Marcinelle se ajustó a su valor estimado de realización con el reconocimiento de una pérdida por deterioro de alrededor de € 51 millones. El precio de venta está sujeto a ajustes de precios del cliente que incluyen un ingreso cláusula.

2017

> Adquisición, el 10 de enero de 2017, del 100% de **Demand Energy Networks** , una empresa con sede en los Estados Unidos especializada en soluciones de software y sistemas inteligentes de almacenamiento de electricidad;
> adquisición, el 10 de febrero de 2017, del 100% de **Más Energía** , una empresa mexicana que opera en el sector de las energías renovables;
> adquisición, el 14 de febrero de 2017 y el 4 de mayo de 2017, del 94,84% y del 5,04%, respectivamente (para un total del 99,88%) de **Enel Distribuição Goiás (anteriormente CELG-D)** , una empresa de distribución de electricidad que opera en el estado brasileño de Goiás. Para más detalles, vea la nota 5.1 a continuación;
> adquisición, el 16 de mayo de 2017, del 100% de **Tynemouth Energy Storage** , una compañía británica que opera en la electricidad
sector de almacenamiento;
> adquisición, el 4 de junio de 2017, del 100% de **Amec Foster Wheeler Power** (**ahora Enel Green Power Sannio**), una compañía que posee dos plantas eólicas en la provincia de Avellino;
> adquisición, el 7 de agosto de 2017, del 100% del **Grupo EnerNOC** tras la aceptación de la oferta de EGPNA a los accionistas anteriores. Para más detalles, ver nota 5.2;
> adquisición, el 25 de octubre de 2017, del 100% de **eMotorWerks** , una empresa estadounidense que opera en sistemas de gestión de movilidad eléctrica. Para más detalles, ver nota 5.3;
> disposición, en diciembre de 2017, de Enel Green Power North America utilizando un acuerdo de capital en efectivo, del 80% de los valores de clase A de la filial **EGPNA Rocky Caney Wind.** El precio total en la transacción fue de $ 233 millones, generando una ganancia de capital de € 4 millón.

Además de los cambios anteriores en el alcance de la consolidación, el período también vio las siguientes transacciones, que aunque no representan transacciones que implican la adquisición o pérdida de control dieron lugar a un cambio en el interés del Grupo en las sociedades participadas:
> eliminación, el 29 de febrero de 2016, de la participación restante en **Hydro Dolomiti Enel** , una empresa que opera en el sector de generación hidroeléctrica en Italia. El precio de venta se estimó inicialmente en 335 millones de euros. Posteriormente, tras la especificación de un ajuste de precio (22 millones de euros negativos) en aplicación de la fórmula del precio contractual actualizada sobre la base de las cuentas de disposición final, se reconoció una ganancia de capital de 124 millones de euros;
> el 31 de marzo de 2016, entró en vigor la escisión no proporcional de **Enel Green Power** , tras lo cual, con una ampliación de capital de Enel SpA como parte de la escisión, el Grupo aumentó su participación en la compañía de un 68,29% a un 100%, con la consiguiente reducción de intereses minoritarios; para obtener más información, consulte la nota 5.2 a continuación;
> el 3 de mayo de 2016, Enel Green Power adquirió el 40% restante de **Maicor Wind** , una empresa que opera en el sector de generación eólica en Italia, convirtiéndose así en su único accionista;

> el 27 de julio de 2016, Enel Green Power International, una subsidiaria de propiedad total de Enel, vendió el 60% de **Enel Green Power España ("EGPE")** a Endesa Generación, una subsidiaria de Endesa, que ya tenía el otro 40% de EGPE se convirtió en su único accionista. En los estados financieros consolidados, la transacción produjo una disminución en el interés perteneciente al Grupo (de 88.04% a 70.10%) en los resultados de EGPE a partir del momento en que la operación entró en vigencia;
> fusión, el 1 de diciembre de 2016, con **Enel Américas** de Endesa Américas y Chilectra Américas, empresas creadas con la escisión de Enersis, Endesa Chile y Chilectra. Como el efecto combinado de los coeficientes de cambio entre acciones y el ejercicio del derecho de retiro por parte de algunos accionistas de las compañías involucradas en la transacción, el porcentaje de participación en las compañías poseídas directa o indirectamente por Enel Américas cambió;
> adquisición, el 5 de octubre de 2017, del 7.7% de **Enel Distribución Perú** en una transacción bursátil por un precio de $ 80 millones.

5.1 Adquisición de Enel Distribuição Goiás (anteriormente CELG-D)

El 14 de febrero de 2017, Enel Brasil finalizó la adquisición del 94.84% de Enel Distribuição Goiás (anteriormente CELG-D), una compañía de distribución de electricidad que opera en el estado brasileño de Goiás bajo una concesión válida hasta 2045. El interés restante en Enel Distribuição Goiás se ofreció a empleados corrientes y retirados mediante un procedimiento mediante el cual Enel Brasil garantizó la adquisición de cualquier acción no adquirida por esos empleados y jubilados. El procedimiento se cerró el 4 de mayo de 2017 y permitió al Grupo adquirir un 5,04% adicional de Enel Distribuição Goiás, lo que le dio una participación total del 99,88%. El precio fue pagado completamente en efectivo. Durante el año, la compañía completó la asignación del precio de compra, determinando el valor razonable definitivo de los activos y pasivos adquiridos.
Los principales ajustes del importe en libros se refieren esencialmente al reconocimiento de los activos intangibles (en particular, los relacionados con los derechos de concesión) y los efectos fiscales asociados, teniendo en cuenta el impacto de la fusión inversa de Enel Distribuição Goiás en Enel Investimentos. A la vista de las características de los acuerdos de concesión bajo los cuales opera, la actividad de distribución realizada por la compañía está dentro del ámbito de aplicación de la CINIIF 12.

Determinación de Goodwill

Millones de euros	
Activos netas adquiridos antes de asignación [1]:	**(278)**
Ajustes para asignar precio de compra:	
- Activos intangibles	1,234
- Pasivos por impuesto diferido	(161)
- Obligaciones de beneficio del empleado	(40)
- Otros ajustes	(64)
- Participaciones no controladoras	(1)
Las Activos netas adquiridos después de asignación	**690**
Precio de compra para 94.84%	665
Precio de compra para adicional 5.04%	25
Costado de adquisición	**690**
Goodwill	-

[1] Activos Netos en proporción a la participación de Enel del 99.88%.

En consecuencia, las cuentas en la fecha de adquisición fueron las siguientes: Cuentas de Enel Distribuição Goiás cuando en la fecha de adquisición

Millones de euros	Valor en libros Antes del 14 de febrero 2017	Ajustes por Precio de compra asignación	Valor en libros a Febrero 14, 2017
Propiedad, planta y equipo	13	-	13
Intangibles	572	1,234	1,806
Otros Activos no corrientes	318	(34)	284
Cuentas por cobrar comerciales	238	-	238
Inventarios	7	-	7
Otros activos corrientes	132	(64)	68
Efectivo y equivalente de efectivo	9	-	9
Préstamos	(326)	81	(245)
Beneficios a los empleados	(43)	(40)	(83)
Pasivo por impuestos diferidos	-	(161)	(161)
Otros pasivos no corrientes	(161)	(17)	(178)
Provisiones	(216)	(11)	(227)
Cuentas por pagar comerciales	(446)	(4)	(450)
Otros pasivos corrientes	(375)	(15)	(390)
Participaciones no controladoras	-	(1)	(1)
Activos netos adquiridos	**(278)**	**968**	**690**

Enel Distribuição Goiás aportó 1.359 millones de euros en ingresos y 37 millones de euros en ingresos operativos a los resultados de 2017. Enel Distribuição Goiás es parte de la UGE de Brasil.

5.2 Adquisición de EnerNOC

El 7 de agosto de 2017, Enel Green Power North America ("EGPNA") completó la adquisición del 100% del Grupo EnerNOC. La transacción se llevó a cabo en dos etapas: en la primera etapa, EGPNA adquirió el 71,61% de las acciones en circulación de EnerNOC a un precio de $ 7,67 por acción en efectivo tras una oferta a los accionistas de al menos una participación mayoritaria en EnerNOC. Luego de la exitosa oferta, EGPNA completó la adquisición al adquirir las acciones de los otros accionistas al mismo precio por acción y obtener una participación del 100% en la compañía. El precio fue pagado completamente en efectivo.

Aquí también la compañía completó el proceso de asignación de precio de compra durante el año, determinando el valor razonable definitivo de los activos y pasivos adquiridos: con un costo de adquisición de € 212 millones, los activos netos adquiridos se determinaron de la siguiente manera.

Determinación de Goodwill

Millones de euros	
Activos netos adquiridos antes de asignación:	**(29)**
Ajustes para asignar precio de compra:	
- Activos intangibles	142
- Existente Goodwill	(27)
- Pasivos por impuesto diferido	(68)
- Otros ajustes	(2)
Activos netos adquiridos después de asignación	**16**
Costo de adquisición	**212**
(Del cual pagó en efectivo)	*212*
Goodwill	196

El Goodwill se reconoció principalmente con respecto a las sinergias que está esperado para ser generado por la combinación.

Cuentas del EnerNOC Grupo cuando en la fecha de adquisición

Millones de euros	Valor en libros antes del 7 de agosto de 2017	Ajustes para precio de compra	Valor en libros al 7 de agosto de 2017, Asignación
Propiedad, planta y equipo	19	-	19
Activos intangibles	26	142	168
Goodwill	27	169	196
Otras Activos no corrientes	2	-	2
Cuentas por cobrar comerciales	65	-	65
Efectivo y equivalentes de efectivo	68	-	68
Otras Activos corrientes	17		17
Préstamos	(90)		(90)
Pasivos de impuesto diferido	-	(68)	(68)
Otras pasivos no Corrientes	(7)	-	(7)
Cuentas por pagar comerciales	(67)	-	(67)
Otras pasivos Corrientes	(89)	(2)	(91)
Activos netos adquiriedos	**(29)**	**241**	**212**

EnerNOC aportó 146 millones de euros en ingresos y 8 millones de euros en ingresos operativos a los resultados de 2017. EnerNOC es parte de América del Norte - Enel X CGU.

5.3 Adquisición de eMotorWerks

El 25 de octubre de 2017, EnerNOC adquirió eMotorWerks, con sede en California, un proveedor líder de estaciones de carga de vehículos eléctricos, llamado JuiceBox, y el propietario de JuiceNet, una plataforma de Internet de las cosas (IoT) para la administración inteligente de carga de EV y otros distribuidos instalaciones de almacenamiento de energía.

El precio de la adquisición fue de € 130 millones, de los cuales € 31 millones se pagaron en efectivo en el momento de la adquisición, mientras que el resto de € 99 millones se estimó sobre la base de los acuerdos de ajuste de precios entre las partes. En los últimos meses del año, la compañía completó el proceso de asignación del precio de compra, determinando el valor razonable definitivo de los activos y pasivos adquiridos: con un costo de adquisición de € 130 millones, los activos netos adquiridos se determinaron de la siguiente manera.

Determinación de Goodwill

Millones de euros	
Activos netos adquiridos antes de asignación:	**-**
Ajustes para asignar precio de compra:	
- Activos intangibles	49
- Pasivos de impuesto diferido	(12)
Activos netos adquiridos después de asignación	**37**
Costo de adquisición	**130**
(Del cual pagó en efectivo)	*31*
Goodwill	93

El Goodwill se reconoció principalmente con respecto a las sinergias que se espera generen por la combinación.

Cuentas del eMotorWerks Grupo cuando en la fecha de adquisición

Millones de euros 7	Valor en libros antes de 25 de Octubre 2017	Asignación de precio	Valor en libros al 25 de octubre de 2017
Activos intangibles	-	49	49
Goodwill	-	93	93
Otras Activos no corrientes	1	-	1
Inventarios	1	-	1
Pasivos de impuesto diferido	-	(12)	(12)
Otras pasivos no corrientes	(1)	-	(1)
Cuentas por pagar comerciales	(1)	-	(1)
Activos netos adquiridos	**-**	**130**	**130**

eMotorWerks contribuyó con € 2 millones en ingresos y una pérdida operativa de € 1 millón a los resultados de 2017. eMotorWerks es parte de América del Norte - Enel X CGU.

5.4 Otras adquisiciones menores

Determinación de Goodwill

Millones de Euros	Demanda de Redes de energía	Más Energía	Tynemouth Almacena miento de energía	Amec Foster Wheeler Power (ahora Enel Green Power)	Azovskaya WPS Y Windlife Kola Vetro
Propiedad, planta y equipo	-	-	2	46	-
Activos intangibles	30	-	-	-	-
Activos de impuesto diferido	6	-	-	-	-
Efectivo y equivalentes de efectivo	2	-	-	10	2
Cuentas por cobrar comerciales	-	-	-	1	-
Otras Activos corrientes	1	-	-	7	-
Préstamos a mediano/largo plazo	-	-	-	(29)	-
Pasivos de impuesto diferido	(10)	-	-	-	-
Cuentas por pagar comerciales	(2)	(3)	-	(1)	-
Otras pasivos corrientes	(2)	-	-	(19)	(2)
Activos netos adquiriedos	**25**	**(3)**	**2**	**15**	**-**
Costo de adquisición	**38**	**8**	**5**	**10**	**2**
(Del cual pagó en efectivo)	***30***	***8***	***4***	***10***	***2***
Goodwill/(Badwill)	**13**	**11**	**3**	**(5)**	**-**

La asignación provisional del precio de compra se completó para todas las adquisiciones durante el año.

6. Información de segmento

La representación del desempeño y la posición financiera por área comercial presentada aquí se basa en el enfoque utilizado por la administración para monitorear el desempeño del Grupo en los dos períodos que se comparan.

Para obtener más información sobre el rendimiento y la evolución financiera durante el año, consulte la sección dedicada en el informe sobre las operaciones.

Información de segmento para 2017 y 2016

Resultados para 2017 (1)

Millones de euros	Italia	Iberia	América Del sur	Europa Y África Del norte	Del norte y América Central	Sub-Saharan África y Asia	Otro, eliminaciones y ajustes	**Total**
Ingresos de terceros	37,900	19,940	13,126	2,374	1,185	96	18	74,639
Ingresos de transacciones con otros Segmentos	881	54	28	37	2	-	(1,002)	**-**
Ingresos totales	**38,781**	**19,994**	**13,154**	**2,411**	**1,187**	**96**	**(984)**	**74,639**
Costos totales	32,455	16,434	8,976	1,868	430	39	(638)	59,564
Ingresos/(gasto) netos de contratos de mercancía al Valor razonable	537	13	26	-	2	-	-	578
Depreciación y amortización	1,769	1,562	1,149	189	202	40	20	4,931
Pérdidas por deterioro	626	461	134	83	4	2	1	1,311
Reversas de pérdidas por deterioro	(2)	(292)	(49)	(35)	-	-	(3)	(381)
Resultados operativos	**4,470**	**1,842**	**2,970**	**306**	**553**	**15**	**(364)**	**9,792**
Gastos de capital	**1,812**	**1,105**	**3,002**	**307** (2)	**1,802** (3)	**30**	**72**	**8,130**

(1) Los ingresos por segmento incluyen ingresos de terceros y flujos de ingresos entre los segmentos. Se tomó un enfoque análogo para otros ingresos y costos para el período.
(2) No incluye € 44 millones en unidades clasificadas como "mantenidos para la venta".
(3) No incluye € 325 millones por unidades clasificadas como "mantenidos para la venta".

Resultados para 2016 [1]

Millones de euros	Italia	Iberia	América Del sur	Europa y Del norte África	Del norte y Central America	Sub-Saharan África y Asia	Otro, eliminaciones Y adjustments	**Total**
Ingresos de terceros	36,091	18,831	10,739	3,618	1,122	29	162	70,592
Ingresos de transacciones con otros segmentos	954	122	29	180	3	-	(1,288)	**-**
Ingresos totales	**37,045**	**18,953**	**10,768**	**3,798**	**1,125**	**29**	**(1,126)**	**70,592**
Costos totales	30,161	15,522	7,221	3,030	291	15	(1,057)	55,183
Ingresos/(gastos) netos de contratos de mercancía al valor razonable	(266)	131	9	(6)	(1)	-	-	(133)
Depreciación y amortización	1,698	1,677	952	246	249	12	56	4,890
Pérdidas por deterioro	650	359	442	248	19	7	1	1,726
Reversas de pérdidas Por deterioro	-	(240)	(1)	(18)	-	-	(2)	(261)
Resultado operativos	**4,270**	**1,766**	**2,163**	**286**	**565**	**(5)**	**(124)**	**8,921**
Gastos de Capital	**1,894** [2]	**1,147**	**3,069**	**265** [3]	**1,832**	**304**	**41**	**8,552**

(1) Los ingresos por segmento incluyen ingresos de terceros y flujos de ingresos entre los segmentos. Se tomó un enfoque análogo para otros ingresos y costos para el período.
(2) No incluye € 7 millones en unidades clasificadas como "retenidas por venta".
(3) No incluye € 283 millones en unidades clasificadas como "retenidas por venta".

Posición financiera por segmento

En diciembre 31, 2017

Millones de eruos	Italia	Iberia	América Del sur	Europa Y África Del norte	Del norte y América Central	Sub-Saharan África y Asia	Otro, eliminaciones Y ajustamientos.	**Total**
Propiedad, planta y equipo	25,935 [1]	23,783	17,064	3,052	5,800	749	54	76,437
Activos intangibles	1,358	15,662	11,857	731	838	115	34	30,595
Cuentas por cobrar comerciales	10,073	2,340	2,432	337	193	29	(856)	14,548
Otros	3,033	1,697	954	194	377	10	(308)	5,957
Activos operativas	**40,399** [1]	**43,482**	**32,307**	**4,314** [2]	**7,208** [3]	**903**	**(1,076)**	**127,537**
Cuentas por pagar comerciales	6,847	2,738	2,790	426	782	60	(837)	12,806
Provisiones	2,843	3,592	1,325	101	29	20	527	8,437
Otros	7,170	3,225	2,451	297	254	74	(244)	13,227
Pasivos operativas	**16,860**	**9,555**	**6,566**	**824** [4]	**1,065** [5]	**154**	**(554)**	**34,470**

(1) Del cual €4 millones con respecto a las unidades clasificadas como “mantenidos para venta”.
(2) Del cual €141 millones con respecto a las unidades clasificadas como “mantenidos para venta”.
(3) Del cual €1,675 millones con respecto a las unidades clasificadas como “mantenidos para venta”.
(4) Del cual €74 millones con respecto a las unidades clasificadas como “mantenidos para venta”.
(5) Del cual €145 millones con respecto a las unidades clasificadas como “mantenidos para venta”.

En diciembre 31, 2016

Millones de euros	Italia	Iberia	América Del sur	Europa Y África Del norte	Del norte y América Central	Sub-Saharan África y Asia	Otro, eliminaciones Y ajustamientos.	**Total**
Propiedad, planta y equipo	25,963	24,158	17,411	3,048	4,831	780	80	76,271
Activos intangibles	1,314	15,653	11,045	743	633	113	(16)	29,485
Cuentas por cobrar comerciales	9,437	2,243	1,833	317	111	18	(453)	13,506
Otros	3,373	1,461	515	179	41	2	(98)	5,473
Activos operativas	**40,087** (1)	**43,515**	**30,804**	**4,287**	**5,616** (2)	**913**	**(487)**	**124,735**
Cuentas por pagar comerciales	7,605	2,155	2,445	374	490	58	(439)	12,688
Sundry Provisiones	3,122	4,096	1,039	127	25	18	572	8,999
Otros	7,126	3,042	1,980	305	210	54	209	12,926
Pasivos operativas	**17,853**	**9,293**	**5,464**	**806**	**725**	**130**	**342**	**34,613**

(1) Del cual €4 millones con respecto a las unidades clasificadas como “mantenidos paraventa”.
(2) Del cual €2 millones con respecto a las unidades clasificadas como “mantenidos paraventa”.

La siguiente tabla concilia activos y pasivos de segmento y cifras consolidadas.

Millones de euros	**Al 31 de Dic. 2017**	Al 31de Dic. 2016
Los activos totales	**155,641**	**155,596**
Inversiones de capital contabilizadas utilizando el método de la participación	1,598	1,558
Activos financieros no corrientes	4,002	3,892
Créditos tributarios a largo plazo incluidos en "Otros activos no corrientes"	260	301
Activos financieros actuales	4,614	3,053
Derivados	3.011	5,554
Efectivo y equivalentes de efectivo	7.021	8,290
Los activos por impuestos diferidos	6,354	6,665
Impuestos a la renta	577	879
Créditos tributarios a largo plazo incluidos en "Otros activos corrientes"	517	664
Activos financieros y fiscales de "Activos mantenidos para la venta"	150	5
Activos del segmento	**127,537**	**124,735**
Pasivo total	**103,480**	**103,021**
Préstamos a largo plazo	42,439	41,336
Préstamos a corto plazo	1,894	5,372
Porción actual de préstamos a largo plazo	7,000	4,384
Pasivos financieros corrientes	954	1,264
Derivados	5,258	5,854
Pasivos por impuestos diferidos	8,348	8.768
Impuesto sobre la Renta por pagar	284	359
Otros impuestos a pagar	1,323	1,071
Pasivos financieros e impositivos incluidos en los grupos de disposición clasificados como "mantenidos para la venta"	1,510	-
Pasivos del segmento	**34,470**	**34,613**

Ingresos

7.a Ingresos de ventas y servicios - *€72,664 millones*

Millones de euros

	2017	2016	Cambio	
Ingresos de la venta de electricidad	43,433	42,337	1,096	2.6%
Ingresos del transporte de electricidad	9,973	9,587	386	4.0%
Costos de operadores de red	900	557	343	61.6%
Transferencias de operadores de mercado institucional	1,635	1,462	173	11.8%
Ingresos de la venta de gas natural	3,964	3,876	88	2.3%
Ingresos del transporte de gas natural	570	563	7	1.2%
Ingresos de ventas de combustible	8,340	7,028	1,312	18.7%
Costos de conexión a electricidad y redes gasistas	800	814	(14)	-1.7%
Ingresos de la venta de certificados medioambientales	566	560	6	1.1%
Ingresos de otras ventas y servicios	2,483	1,820	663	36.4%
Total	**72,664**	**68,604**	**4,060**	**5.9%**

En 2017, los "ingresos por la venta de electricidad" ascendieron a 43.333 millones de euros (42.337 millones de euros en 2016), incluidos 31.418 millones de euros en ingresos por ventas de electricidad a usuarios finales (29.101 millones de euros en 2016), 8.820 millones en ingresos de ventas de electricidad al por mayor (€ 11,009 millones para 2016), y € 3,195 millones en ingresos de la comercialización de electricidad (€ 2,227 millones para 2016). El aumento en los ingresos por ventas de electricidad a usuarios finales y por la comercialización de electricidad, que fue parcialmente compensado por las ventas de electricidad al por mayor, se debió principalmente al aumento en los volúmenes manejados en un contexto de precios de venta promedio en recuperación así como al cambio en los tipos de cambio. El cambio general en los ingresos por la venta de electricidad también se vio afectado negativamente por el cambio en las compañías consolidadas, ya que el aumento en los ingresos relacionados con la adquisición de Enel Distribuição Goiás por un monto de € 1,042 millones fue más que compensado por la reducción de ingresos debido a la desconsolidación de Slovenské elektrárne (1.225 millones de euros), EGPNA REP (152 millones de euros), Marcinelle Energie (102 millones de euros) y Enel France (97 millones de euros).

Los "Ingresos por el transporte de electricidad" ascendieron a 9.973 millones de euros en 2017, un aumento de 386 millones de euros, que se concentraron principalmente en España, América del Sur e Italia. En España, el aumento en los ingresos del transporte se relacionó con el uso de nuevos parámetros para calcular las tasas de transporte según lo definido en el decreto ministerial propuesto por el ministerio de turismo y comercio.
En América del Sur, el aumento en los ingresos por transporte se debió principalmente al aumento en las tasas promedio, mayores cantidades transportadas y la adquisición de Enel Distribuição Goiás.
En Italia, el aumento en los ingresos del transporte se debió a los mayores volúmenes transportados en el mercado libre. Sin embargo, este efecto fue ampliamente compensado por la reducción en las tasas de distribución y en los mecanismos de equilibrio (Resolución ARERA no.
654/2015, en su versión modificada, sobre la regulación de las tarifas de transmisión, distribución y medición de electricidad para el período reglamentario 2016-2023) y la reducción en los ingresos relacionados con los cargos del sistema.

En 2017, ingresos relacionado a "Transferencias" de institucional mercado operadores " vino a 1.635 € millón, arriba € 173 millón comparado con el año anterior. Este aumento es esencialmente atribuible a las empresas españolas, por un importe de 200 millones de euros, y debido al aumento de la generación a partir de combustibles líquidos y los precios asociados, por lo que el Grupo tiene derecho a recibir reembolsos. Este efecto fue parcialmente compensado por la reducción en los ingresos de las contribuciones recibidas para la generación de energía renovable, por parte de Enel Green Power por un monto de € 35 millones, debido a la expiración de incentivos relacionados con

ciertos recursos de plantas geotérmicos e hidroeléctricos.

Los "Ingresos por la venta de gas natural" para 2017, que totalizaron € 3.964 millones (€ 3.876 millones en 2016), aumentaron en € 88 millones con respecto al año anterior. Este aumento se debió esencialmente al aumento de los ingresos en Iberia, en la cantidad de 131 millones de euros, como consecuencia, en particular, del aumento de las cantidades vendidas y de un ligero aumento de los precios medios por unidad en comparación con 2016, que fue parcialmente compensado por una reducción de los ingresos debido a la desconsolidación de Marcinelle Energie en el cantidad de € 39 millones.

"Los ingresos del transporte de gas natural" totalizaron € 570 millones, aumentando en € 7 millones (+ 1.2%) debido, sobre todo, a las mayores cantidades transportadas en Italia.

Los ingresos por venta de combustibles, por un monto de € 8.340 millones, aumentaron € 1.312 millones relacionados principalmente con la venta de gas natural. En 2017, esto incluyó la venta de gas natural, por un monto de € 8.291 millones (€ 6.953 millones en 2016) y € 49 millones para la venta de otros combustibles (€ 75 millones en 2016).

Finalmente, "los ingresos por la venta de certificados medioambientales" aumentaron en 6 millones de euros debido al aumento en las ventas de derechos de emisión de CO_2, por un monto de € 22 millones, y de certificados de eficiencia energética, por un monto de € 8 millones , que fue parcialmente compensado por una disminución de € 24 millones en ventas de certificados verdes.
El siguiente cuadro muestra un desglose de los ingresos por ventas y servicios por área geográfica.

Millones de euros

	2017	2016
Italia	27,935	27,516
Resto de Europa		
Iberia	19,032	17,953
Francia	1,333	1,001
Suiza	135	367
Alemania	2,244	1,880
Austria	290	10
Eslovenia	39	29
Eslovaquia	54	660
Rumanía	1,067	996
Grecia	58	60
Bulgaria	9	9
Bélgica	46	416
República Checa	-	382
Hungría	472	335
Rusia	1,128	961
Netherlands	4,063	3,554
Reino Unido	648	1,008
Otros países europeos	82	144
Américas		
Estados Unidos	693	367
Canadá	-	-
México	359	144
Brasil	4,687	2,536
Chile	3,473	3,510
Perú	1,167	1,215

Colombia	2,103	2,028
Argentina	1,364	1,051
Otros países americanos Del sur	14	156
Otro		
África	79	28
Asia	90	288
Total	**72,664**	**68,604**

7.b Otros ingresos e ingresos - *€1,975 millones*

Millones de euros

	2017	2016	Cambio	
Subvenciones operativas	40	22	18	81.8%
Subvenciones para certificados medioambientales	878	536	342	63.8%
Subvenciones a fondo perdido (electricidad y negocio gasista)	21	19	2	10.5%
Reembolsos diversos	361	241	120	49.8%
Ganancias por la venta de subsidiarias, asociadas, negocios conjuntos, operaciones conjuntas y activos no corrientes mantenidos para la venta	159	399	(240)	-60.2%
Remedición a valor razonable después de cambios en el control	-	99	(99)	-
Ganancias en la disposición de propiedades, planta y equipo, e intangibles bienes	43	65	(22)	-33.8%
Bonificaciones de continuidad del servicio	66	51	15	29.4%
Otros ingresos	407	556	(149)	-26.8%
Total	**1,975**	**1,988**	**(13)**	**-0.7%**

Las "Subvenciones para certificados medioambientales" aumentaron en 342 millones de euros en comparación con el año anterior debido fundamentalmente al aumento de las subvenciones para certificados de eficiencia energética, por un importe de 351 millones de euros, lo que fue parcialmente compensado por una reducción de las subvenciones para certificados verdes en el cantidad de € 9 millones.

Los "reembolsos diversos" se refieren a los reembolsos de clientes y proveedores por un total de € 165 millones (€ 184 millones en 2016) y las indemnizaciones de seguro por un monto de € 196 millones (€ 57 millones en 2016). El aumento de los ingresos por concepto de indemnización por daños se refiere esencialmente al arbitraje iniciado por el Grupo relacionado con el parque eólico de Chucas, por el cual el Grupo recibió 100 millones de euros del *Instituto Costarricense de Electricidad* (ICE) y el Grupo Enel Américas recibió € 41 millones.

Las ganancias por desinversiones, por un importe de 159 millones de euros en 2017, disminuyeron en 240 millones de euros con respecto a 2016 e incluyen principalmente la ganancia de 143 millones de euros en la venta de la inversión de capital en la firma chilena Electrogas.

En 2016, este agregado se refiere principalmente a las siguientes transacciones:

> la ganancia en la venta de GNL Quintero (una compañía asociada en la cual el Grupo tenía una participación del 20%) por un monto de € 173 millones;

> la ganancia de € 124 millones en la venta de Hydro Dolomiti Enel;

> la ganancia de € 35 millones reconocida por Enel Green Power Kansas por la venta de sus subsidiarias Cimarron y Lindhal;

> el reconocimiento de un ajuste de precios relacionado con la venta de los activos portugueses en 2015 por un importe de 30 millones de euros.

En 2017, no hubo "ganancias en la nueva medición a valor razonable después de cambios en el control", mientras que este agregado llegó a

€ 99 millones para el año anterior.

En 2016, estas ganancias incluyeron 95 millones de euros para el ajuste al valor presente de los activos y pasivos del Grupo después de la pérdida de control que tuvo lugar con el cambio en la gobernanza y la consiguiente pérdida de control sobre EGPNA REP.

Otros ingresos por valor de 407 millones de euros (556 millones de euros en 2016) disminuyeron en 149 millones de euros con respecto al año anterior. Esta disminución es principalmente atribuible a:

> la reducción de € 94 millones en pagos de arrendamiento relacionados esencialmente con Enel Américas;

> la disminución de 50 millones de euros en otras ganancias e ingresos, de los cuales 35 millones corresponden a Renovables de Guatemala;

> la reducción de 34 millones de euros en otros ingresos relacionados con el negocio eléctrico, de los cuales 23 millones se relacionaron con el Grupo Enel Américas y 11 millones de euros con la desconsolidación de Slovenské elektrárne.

Costos

8.a Compras de electricidad, gas y combustible - *€36,039 millones*

Millones de euros

	2017	2016	Cambio	
Electricidad	20,011	18,514	1,497	8.1%
Gasista	12,654	10,514	2,140	20.4%
Combustible nuclear	137	165	(28)	-17.0%
Otros combustibles	3,237	2,846	391	13.7%
Total	**36,039**	**32,039**	**4,000**	**12.5%**

Las compras de "electricidad" totalizaron 20.011 millones de euros en 2017, aumentando en 1.497 millones de euros en comparación con 2016 (8,1%). Estos costos incluyen compras realizadas a través de acuerdos bilaterales en mercados nacionales e internacionales por un monto de € 7,494 millones (€ 6,801 millones en 2016), compras de energía negociadas en el intercambio de energía por un monto de € 6,444 millones (€ 4,418 millones en 2016)), y otras compras realizadas en los mercados locales e internacionales y dentro del alcance de los servicios auxiliares y de equilibrio por un total de € 6.073 millones (€ 7.295 millones en 2016).

Como tal, el aumento en los costos se debió principalmente al aumento en las compras en el intercambio de energía (particularmente en Italia, Iberia y Sudamérica, este último debido principalmente a la consolidación de Enel Distribuição Goiás a partir de febrero de 2017). Estos efectos fueron parcialmente compensados por una reducción de € 1,222 millones en compras de otros tipos, esencialmente relacionadas con la reducción en los volúmenes y precios del País Italia y al efecto del cambio en las empresas consolidadas con la desconsolidación de Slovenské elektrárne.

Las compras de "gas" aumentaron en 2.140 millones de euros, debido principalmente al aumento en el precio del gas comprado a terceros. Este cambio refleja el aumento en los costos promedio en términos de precio y cantidad, además del hecho de que, en 2016, este agregado se benefició de los mayores efectos reductivos de los acuerdos de revisión de precios para una serie de contratos de provisión que en 2017.

Las compras de "otros combustibles" aumentaron en 391 millones de euros, a 3.237 millones de euros en 2017, debido principalmente al aumento del consumo en un contexto de aumento de los precios.

8.b Servicios y otros materiales - *€17,982 millones*

Millones de euros

	2017	2016	Cambio	
Transmisión y transporte	9,840	9,448	392	4.1%

Mantenimiento y reparaciones	1,128	1,169	(41)	-3.5%
Costos telefónicos y postales	199	190	9	4.7%
Servicios de comunicación	127	113	14	12.4%
Servicios TI	627	442	185	41.9%
Arrendamientos y alquileres	525	541	(16)	-3.0%
Otros servicios	3,656	3,782	(126)	-3.3%
Otros materiales	1,880	1,708	172	10.1%
Total	**17,982**	**17,393**	**589**	**3.4%**

Los costos de servicios y otros materiales, por un monto de € 17.982 millones en 2017, aumentaron en € 589 millones en comparación con 2016 debido principalmente al aumento de € 392 millones en costos de transmisión y transporte, que se concentraron en Italia y en las Américas , así como mayores costos por servicios de TI por un monto de € 185 millones, principalmente dentro de Italia, y un aumento de € 105 millones en costos incurridos debido al aumento en las compras de materiales y equipos para infraestructura y trabajo de red contratados en Brasil, principalmente como resultado de la consolidación de Enel Distribuição Goiás.

Estos efectos fueron parcialmente compensados por una reducción de € 219 millones en cargos por acceso a la red de transmisión, particularmente en España relacionada con la generación de energía, y de € 78 millones debido a la desconsolidación de Slovenské elektrárne.

8.c **Personal** - *€4,504 millones*

Millones de euros

	2017	2016	Cambio	
Sueldos y salarios	3,152	3,127	25	0.8%
Contribuciones de seguridad social	895	901	(6)	-0.7%
Beneficios de compensación diferida	104	105	(1)	-1.0%
Otros beneficios posteriores al empleo y a largo plazo	139	129	10	7.8%
Incentivos de jubilación anticipada	76	228	(152)	-66.7%
Otros costos	138	147	(9)	-6.1%
Total	**4,504**	**4,637**	**(133)**	**-2.9%**

Los costos de personal ascendieron a € 4,504 millones en 2017, una disminución de € 133 millones.

La plantilla del Grupo aumentó en 820 empleados, el efecto neto de nuevos empleados y terminaciones (-2.111 empleados) debido a incentivos de jubilación anticipada y, sobre todo, a cambios en las empresas consolidadas (+2.931 empleados) debido esencialmente a las adquisiciones realizadas en 2017, y específicamente:

> Adquisición de Demand Energy en América del Norte en enero;
> Adquisición de Enel Distribuição Goiás en Brasil en febrero;
> Adquisición de Enel Green Power Sannio en Italia en junio;
> Adquisición de EnerNOC en América del Norte en agosto;
> Adquisición de eMotorWerks en América del Norte en octubre;
> Consolidación de Endesa Comercialização en Portugal en noviembre.

El aumento en los sueldos y salarios refleja esencialmente el aumento en la fuerza de trabajo promedio en 2017.

Los incentivos a la jubilación anticipada ascendieron a € 76 millones en 2017, una disminución de € 152 millones, principalmente atribuible a los menores costos (€ 205 millones) incurridos para los planes de jubilación anticipada en España (*"Plan de Salida"*). La reducción fue parcialmente compensada por la introducción de un mecanismo similar en la recientemente adquirida Enel Distribuição Goiás para mejorar la eficiencia de la estructura (€ 45 millones)

La siguiente tabla muestra el número promedio de empleados por categoría, junto con una comparación con el año anterior, así como los números reales al 31 de diciembre de 2017.

	Número mediano [1]			Recuento [1]
	2017	2016	Cambio	**Al 31 de Dic. 2017**
Altos directivos	1,308	1,329	(21)	1,281
Mandos intermedios	10,073	10,185	(111)	10,416
Personal de oficina	32,558	34,373	(1,815)	32,653
Collar azul	18,956	19,401	(446)	18,550
Total	**62,895**	**65,288**	**(2,393)**	**62,900**

(1) Para las empresas que representan operaciones conjuntas, el recuento corresponde al porcentaje de participación de Enel del total.

8.d Depreciación, amortización y pérdidas por deterioro - *€5,861 millones*

Millones de euros

	2017	2016	Cambio	
Propiedad, planta y equipo	4,119	4,171	(52)	-1.2%
Propiedad de inversion	7	8	(1)	-12%
Activos intangibles	805	711	94	13.2%
Pérdidas por deterioro	1,311	1,726	(415)	-24.0%
Reversiones de pérdidas por deterioro	(381)	(261)	(120)	-46.0%
Total	**5,861**	**6,355**	**(494)**	**-7.8%**

Las depreciaciones, amortizaciones y pérdidas por deterioro disminuyeron en € 494 millones en 2017, debido principalmente a una reducción en las pérdidas por deterioro reconocidas en 2017 en comparación con el año anterior. En 2017, el Grupo, con el apoyo de asesores técnicos, completó un estudio para evaluar el rendimiento operativo de sus parques eólicos y solares, analizando datos históricos sobre la duración y la frecuencia de las intervenciones de mantenimiento provocadas por problemas técnicos, y para examinar el medio ambiente y condiciones climáticas a las que están expuestas las plantas del Grupo. Los resultados del estudio proporcionaron evidencia suficiente para considerar razonable alargar las vidas económico-técnicas de algunos componentes de las plantas de generación solar y eólica a partir de las estimaciones hechas en anteriores años.

Por lo tanto, a partir del 1 de enero de 2017, el Grupo revisó las vidas útiles de estos componentes sobre la base de los hallazgos del estudio, teniendo debidamente en cuenta las restricciones legales que puedan existir en ciertas jurisdicciones en las que opera el Grupo y que podrían influir derecho a explotar esos activos hasta que termine su vida económico-técnica. Específicamente, estos cambios se refieren a la extensión de la vida útil de las turbinas y generadores y otras máquinas mecánicas y eléctricas para plantas de generación eólica a 30 años, así como la extensión de la vida útil de la maquinaria mecánica y eléctrica de las plantas de generación solar, aunque esto se mantuvo dentro del intervalo de vida útil ya adoptado por el Grupo.

Además, como resultado de una serie de estudios técnicos específicos realizados internamente para plantas de generación hidroeléctrica en España y Chile, el Grupo también encontró que existían las condiciones para la extensión de la vida económico-técnica de ciertos componentes de centrales hidroeléctricas programables. Aquí también, mientras las nuevas vidas útiles permanecen dentro del intervalo ya utilizado por el Grupo, el aumento promedio en esas vidas dentro de cada categoría condujo a una reducción en los cargos de depreciación para el año.

El impacto general estimado de estos cambios en las tasas de depreciación en estos estados financieros es una reducción de € 128 millones en cargos por depreciación.

Millones de euros

	2017	2016	Cambio	
Pérdidas por deterioro:				
- Propiedad, planta y equipo	65	280	(215)	-76.8%
- Propiedad de inversión	10	6	4	66.7%
- Activos intangibles	7	241	(234)	-97.1%
- Goodwill	-	31	(31)	-
- Cuentas por cobrar comerciales	1,204	973	231	23.7%
- Activos clasificadas como mantenidos para venta	-	74	(74)	-
- Otros Activos	25	121	(96)	-79.3%
Pérdidas por deterioro total	**1,311**	**1,726**	**(415)**	**-24.0%**
- Propiedad, planta y equipo	(53)	(2)	(51)	-
- Propiedad de inversión	-	-	-	-
- Activos intangibles	(9)	(5)	(4)	-80.0%
- Cuentas por cobrar comerciales	(310)	(250)	(60)	-24.0%
- Activos clasificadas como mantenidos para venta	-	-	-	-
- Otros Activos	(9)	(4)	(5)	-
Total reversiones de pérdidas por deterioro	**(381)**	**(261)**	**(120)**	**-46.0%**

Las "pérdidas por deterioro" disminuyeron en € 415 millones respecto del año anterior.

Más específicamente, 2016 incluyó un ajuste al valor de los derechos para el uso de los recursos hídricos en los ríos chilenos de Neltume y Choshuenco (€ 273 millones, de los cuales € 33 millones relacionados con propiedades, planta y equipo y € 240 millones relacionados con intangibles activos), así como las pérdidas por deterioro en las UGE de Enel Green Power Romania (€ 130 millones) y Nuove Energie (totalizando € 92 millones, de los cuales € 66 millones para propiedad, planta y equipo y € 26 millones para la plusvalía) y las pérdidas por deterioro de 51 millones de euros en los activos de Marcinelle, una filial que luego se vendió en noviembre de 2016, de 55 millones de euros en los activos de exploración de gas aguas arriba, en los terrenos propiedad de la filial española que opera en el segmento de distribución (€ 22 millones) y finalmente otros artículos menores relacionados principalmente con las compañías de energía renovable.

En 2017, el agregado incluyó pérdidas por deterioro de los activos geotérmicos de la empresa alemana Erdwärme Oberland GmbH (€ 42 millones), que fueron reconocidas luego de un infructuoso trabajo de exploración.

El deterioro de cuentas por cobrar comerciales y otros activos ascendió a € 1,229 millones, que, sin reversiones, aumentó en € 70 millones en 2017, particularmente en Argentina y Brasil como resultado del deterioro de las condiciones económicas y en Italia debido al riesgo de incumplimiento de pago de clientes.

8.e Otros gastos operativos - *€2,886 millones*

Millones de euros

	2017	2016	Cambio	
Cargos de sistema - derechos de emisión	392	557	(165)	-29.6%
Cargos para certificados de eficacia de la energía	776	426	350	82.2%
Cargos para compras de certificados verdes	35	(19)	54	-
Pérdidas en la disposición de propiedad, planta y equipo, y activos intangibles	105	266	(161)	-60.5%
Impuestos y deberes	1,197	1,060	137	12.9%
Otro	381	493	(112)	-22.7%
Total	**2,886**	**2,783**	**103**	**3.7%**

Otros gastos operativos, por un total de € 2,886 millones, aumentaron en € 103 millones. Esto se debió esencialmente a lo siguiente:

> un aumento de 239 millones de euros en cargos por cumplimiento ambiental, particularmente en Italia y Rumania;

> un aumento de 137 millones de euros en impuestos y tasas, esencialmente relacionados con los impuestos a la generación térmica en España y a la generación nuclear en Cataluña tras la introducción de la nueva ley no. 5/2017 gravando los desechos nucleares. Este efecto fue amplificado por el hecho de que, en 2016, el Grupo se benefició de la reversión del impuesto nuclear anulado previamente para el cual la ley previamente vigente se había considerado inconstitucional;

> un aumento en los costos incurridos por multas en Argentina por no alcanzar los estándares de calidad establecidos en la provisión de electricidad (€ 44 millones) y por el cambio en el alcance de la consolidación en Brasil con Enel Distribuição Goiás por un monto de € 18 millones;

> una disminución de 161 millones de euros en pérdidas de capital, que refleja particularmente las pérdidas por deterioro en Sudamérica en 2016 debido al abandono de los derechos de uso del agua para varios proyectos de desarrollo después de un análisis de su rentabilidad y el impacto socioeconómico;

> la liberación de la provisión para disputas asignadas en 2016 en relación con la disputa SAPE por un monto de € 80 millones siguiendo el laudo arbitral;

> el reconocimiento de una disminución en los cargos relacionados con la sentencia que otorgó a Endesa un reembolso de los montos pagados para financiar el *"bono social"* en 2014, 2015 y 2016, cuyo impacto fue de € 222 millones

8.e Costos capitalizados - *€(1,847) millón*

Millones de euros	2017	2016	Cambio	
Personal	(780)	(730)	(50)	6.8%
Materiales	(618)	(544)	(74)	-13.6%
Otro	(449)	(395)	(54)	-13.7%
Total	**(1,847)**	**(1,669)**	**(178)**	**-10.7%**

Los costos capitalizados consisten en € 780 millones en costos de personal, € 618 millones en costos de materiales y € 449 millones en costos de servicio (en comparación con € 730 millones, € 544 millones y € 395 millones, respectivamente, para 2016). Los costos capitalizados se refieren principalmente al desarrollo y la implementación de grandes inversiones, principalmente en los sectores de energías renovables y distribución.

9. Ingresos/(gasto) netos de contratos de mercancía medidos al valor razonable - *€578 millones*

Los ingresos netos de la gestión del riesgo de los productos básicos ascendieron a 578 millones de euros en 2017 (en comparación con un gasto neto de 113 millones de euros en 2016), que pueden desglosarse de la siguiente manera:

> Ingresos netos en derivados de cobertura de flujos de efectivo por un monto de € 246 millones (en comparación con el gasto neto de € 610 millones en 2016);

> Ingresos netos en derivados a valor razonable con cambios en resultados por un importe de € 332 millones (en comparación con los ingresos netos de € 477 millones en 2016).

Para obtener más información sobre derivados, ver nota 44, "Derivados y contabilidad de coberturas".

Millones de euros	2017	2016	Cambio	
Ingresos:				
- ingresos de derivados de cobertura de flujos de efectivo	284	14	270	-
- Ingresos de derivados a valor razonable con cambios en resultados	1,288	974	314	32.2%
Ingresos totales	**1,572**	**988**	**584**	**59.1%**
Gasto:				
- Gasto en derivados de cobertura de flujos de efectivo	(38)	(624)	586	-93.9%
- Gasto en derivados a valor razonable con cambios en resultados	(956)	(497)	(459)	-92.4%
Gastos totales	**(994)**	**(1,121)**	**127**	**-11.3%**
INGRESOS/(GASTO) NETOSDE CONTRATOS DE MERCANCÍA A VALOR RAZONABLE	**578**	**(133)**	**711**	**-**

10. Ingresos financieros netos/(gasto) de derivados - *€(1,155) millón*

Millones de euros	**2017**	2016	Cambio	
Ingresos:				
- Ingresos por derivados de cobertura de flujos de efectivo	728	475	253	53.3%
- Ingresos por derivados a valor razonable a través de ganancias o pérdidas	847	1,369	(522)	-38.1%
- Ingresos por derivados de cobertura de valor razonable	36	40	(4)	-10.0%
Ingresos totales	**1,611**	**1,884**	**(273)**	**-14.5%**
Gasto:				
- Gasto por derivados de cobertura de flujos de efectivo	(2,171)	(1,141)	(1,030)	-90.3%
- Gasto por derivados a valor razonable con cambios en resultados	(552)	(1,620)	1,068	-65.9%
- Gasto por derivados de cobertura de valor razonable	(43)	(60)	17	-28.3%
Gastos totales	**(2,766)**	**(2,821)**	**55**	**-1.9%**
INGRESOS/(GASTO) FINANCIEROS TOTAL POR DERIVADOS	**(1,155)**	**(937)**	**(218)**	**-23.3%**

El gasto neto derivado de derivados sobre intereses y tipos de cambio ascendió a 1.155 millones de euros en 2017 (en comparación con un gasto neto de 937 millones de euros en 2016), que puede desglosarse de la siguiente manera:

> gasto neto en derivados de cobertura de flujos de efectivo por importe de 1.443 millones de euros (frente a un gasto neto de 666 millones de euros en 2016);

> los ingresos netos de derivados a valor razonable con cambios en resultados por un importe de € 295 millones (en comparación con un gasto neto de € 251 millones en 2016);

> el gasto neto en derivados de cobertura de valor razonable por un monto de € 7 millones (en comparación con el gasto neto de € 20 millones en 2016).

Para obtener más información sobre derivados, ver nota 44, "Derivados y contabilidad de coberturas".

11. Otros ingresos/(gastos) financieros netos- *€(1,537) millón*

Otros ingresos financieros

Millones de euros	**2017**	2016	Cambio	
Ingresos por interés de activos financieros (corrientes y no-corrientes):				
- Ingresos por intereses a tasa efectiva de activos no corrientes y cuentas por cobrar	52	45	7	15.6%
- Ingresos por intereses a tasa efectiva en inversiones financieras a corto plazo	132	179	(47)	-26.3%
Total de ingresos por intereses a la tasa de interés efectiva	**184**	**224**	**(40)**	**-17.9%**
Ingresos financieros en valores no corrientes a valor razonable con cambios en resultados	**-**	**-**	**-**	**-**
Ganancias de cambio	**1,852**	**1,776**	**76**	**4.3%**
Ingresos en inversiones de capital	**54**	**9**	**45**	**-**
Otros ingresos	**281**	**280**	**1**	**0.4%**
TOTAL INGRESOS FINANCIEROS	**2,371**	**2,289**	**82**	**3.6%**

Otros ingresos financieros, por un importe de 2.371 millones de euros, aumentaron en 82 millones de euros en comparación con el año anterior debido a:

> un aumento de las ganancias cambiarias de 76 millones de euros, que refleja el impacto, sobre todo, de las tendencias en los tipos de cambio de la deuda financiera neta denominada en monedas distintas del euro;

> una disminución de 40 millones de euros en los ingresos por intereses a la tasa impositiva efectiva relacionada, principalmente con la desconsolidación de Slovenské elektrárne;

Enel - Annual Report 2017

> un aumento de 45 millones de euros en ingresos en inversiones de capital en otras empresas, que ascendieron a 54 millones de euros en 2017, debido fundamentalmente a la ganancia en la venta de la inversión en la empresa indonesia Bayan Resources (52 millones de euros).

Otro gastos financieros

Millones de euros	**2017**	2016	Cambio	
Gasto por intereses en deuda financiera (actual y no corriente):				
- intereses sobre préstamos bancarios	357	405	(48)	-11.9%
- gasto de intereses en bonos	1.987	2,135	(148)	-6.9%
- gasto de intereses en otros préstamos	95	138	(43)	-31.2%
Gastos totales por intereses	**2,439**	**2,678**	**(239)**	**-8.9%**
Pérdidas de cambio	**820**	**947**	**(127)**	**-13.4%**
Acreción de beneficios post-empleo y otros beneficios para empleados	**72**	**79**	**(7)**	**-8.9%**

Acreción de otras disposiciones	**190**	**286**	**(96)**	**-33.6%**
Cargos en inversiones de capital	**-**	**-**	**-**	**-**
Otros gastos	**387**	**349**	**38**	**10.9%**
TOTAL GASTO FINANCIERO	**3,908**	**4,339**	**(431)**	**-9.9%**

Los otros gastos financieros ascendieron a € 3.908 millones, una disminución totat de € 431 millones en 2016. El cambio refleja los siguientes factores en particular:

> una disminución de € 148 millones en gastos por intereses en bonos, atribuible principalmente a Enel SpA (€ 106 millones) y al Grupo Enersis Américas (€ 54 millones). Estos efectos fueron parcialmente compensados por un aumento en los gastos por intereses para Enel Finance International (€ 24 millones);

> una reducción de 48 millones de euros en los gastos por intereses en préstamos bancarios relacionados, sobre todo, con el financiamiento a largo plazo (53 millones de euros);

> una disminución de 43 millones de euros en gastos por intereses sobre otros préstamos relacionados principalmente con los gastos por intereses en cuentas por pagar de sociedades de mediano y largo plazo (33 millones de euros);

> una disminución de 127 millones de euros en pérdidas cambiarias;

> una disminución de 96 millones de euros en cargos por la acumulación de otras provisiones, principalmente relacionados con la reducción del gasto por intereses en la provisión para jubilaciones anticipadas por un monto de € 58 millones, que se concentró en España (€ 47 millones), y a la reducción de los gastos del fondo de desmantelamiento por valor de 48 millones de euros tras la desconsolidación de Slovenské elektrárne;

> un aumento de 38 millones de euros en otros gastos financieros (387 millones de euros en 2017 en comparación con 349 millones de euros en 2016), debido fundamentalmente a:

- un aumento en los cargos reconocidos por Enel Finance International (€ 109 millones) luego de la amortización anticipada de los bonos en función de la opción de opción de compra total permitida según el acuerdo de financiamiento original ;
- una reducción en el interés capitalizado (€ 75 millones);
- un aumento de otros gastos financieros relacionados con la adquisición de Enel Distribuião Goiás (55 millones €) y en las cargas en las líneas de crédito revolventes (37 millones de euros) esencialmente atribuible a Enel Financiera Internacional (22 millones €) y Enel SpA (18 € millones);
- una disminución de € 255 millones en pérdidas por deterioro de cuentas por cobrar relacionadas principalmente con el ajuste del valor razonable a la cuenta financiera que surge como resultado de la venta de la participación del 50% en Slovak Power Holding luego de una actualización de la fórmula de fijación de precios incluida en los acuerdos con EPH, que resultó en el reconocimiento de € 220 millones en cargos en 2016 y un ajuste al alza de € 34 millón.

12. Participación de ingresos/(pérdidas) de inversiones de capital contabilizadas utilizando el método de la participación - *€111 millones*

Millones de euros

	2017	2016	Cambio	
Participación de ingresos en asociadas	225	115	110	95.7%
Participación de pérdidas en asociadas	(114)	(269)	155	-57.6%
Total	**111**	**(154)**	**265**	**-**

La participación de los ingresos en inversiones de capital contabilizadas utilizando el método de la participación aumentó en € 265 millones en comparación con el año anterior. Este cambio se debió principalmente al ajuste en el valor de la participación del 50% en Slovak Power Holding (€ 246 millones), que se anotó en € 219 millones en 2016 tras los cambios en los parámetros utilizados para determinar la fórmula de fijación de precios definida en los acuerdos con EPH, pero luego se aumentó en € 27 millones para tener en cuenta las ganancias del año.

13. Impuestos a la renta - *€1,882 millones*

Millones de euros	**2017**	2016	Cambio	
Impuestos corrientes	1,926	1,695	231	13.6%
Ajustes por impuestos a la renta relacionados con años anteriores	(59)	1	(60)	-
Impuestos corrientes totales	**1,867**	**1,696**	**171**	**10.1%**
Pasivos por impuestos diferidos	(169)	(312)	143	**-45.8%**
Activos por impuestos diferidos	184	609	(425)	-70%
TOTAL	**1,882**	**1,993**	**(111)**	**-5.6%**

Los impuestos a la renta para 2017 ascendieron a € 1,882 millones, en comparación con un saldo de € 1,993 millones en 2016.

La reducción de 111 millones de euros en los impuestos a la renta para 2017 en comparación con el año anterior se debió principalmente a los siguientes factores:

> una reducción en los impuestos actuales en Italia debido a que la tasa del impuesto corporativo se redujo del 27.5% al 24%;

> un ajuste a los impuestos diferidos para las empresas estadounidenses (€ 173 millones) después de la reforma fiscal en diciembre de 2017, que redujo la tasa del impuesto corporativo del 35% al 21%;

> el reconocimiento de los activos por impuestos diferidos en Argentina debido a las mejores previsiones de ganancias para las empresas en ese país.

Estas reducciones en los impuestos fueron parcialmente compensados por los ingresos antes de impuestos mayor en 2017 en comparación con el año anterior y al distinto peso de las transacciones sujetas a tasas diferentes de las tasas teóricas (en 2016, las ganancias en HDE y GNL Quintero, además a los ajustes en el valor de los activos de Slovak Power Holding, en 2017, la ganancia en la venta de Electrogas en particular).

Para más información sobre la evolución de los pasivos por impuestos diferidos, ver nota 21.

La siguiente tabla proporciona una conciliación de la tasa de impuesto teórica y la tasa de impuesto efectiva.

Millones de euros	**2017**		2016	
Ingresos antes de impuestos	7.211		5,780	
Impuestos teóricos	1,731	24.0%	1,590	27.5%
Cambio en el efecto impositivo sobre las pérdidas por deterioro, las ganancias de capital y la plusvalía negativa	(6)		118	
Impuestos adicionales por el cambio en la tasa de impuestos sobre las diferencias fiscales temporales durante el año	-		44	
Reconocimiento de activos por impuestos diferidos en Argentina	(60)		-	
Impacto en los impuestos diferidos de los cambios en las tasas impositivas	(182)		55	
IRAP	231		208	
Otras diferencias, efecto de las diferentes tasas de impuestos en el extranjero en comparación con la tasa teórica en Italia, y otros elementos menores	168		(22)	
Total	**1,882**		**1,993**	

14. Ganancias básicas y diluidas por participación

Ambas métricas se calculan sobre la base del número promedio de acciones ordinarias en el período, equivalente a 10.166.679.946 acciones, ajustadas por el efecto diluyente de las opciones sobre acciones en circulación (ninguna en ambos períodos).

Millones de euros

	2017	2016	Cambio	
Utilidad neta de operaciones continuas atribuible a los accionistas de la Sociedad dominante (millones de euros)	3.780	2,570	1,210	47.1%
Utilidad neta de operaciones interrumpidas atribuible a los accionistas de la Sociedad dominante (millones de euros)	-	-	-	-
Utilidad neta atribuible a los accionistas de la Sociedad dominante (millones de euros)	3,779	2,570	1,210	47.1%
Cantidad de acciones ordinarias	10,166,679,946	9.975.849.408	190,830,538	1.9%
Efecto dilutivo de las opciones sobre acciones	-	-	-	-
Ganancias básicas y diluidas por acción (euros)	0.37	0.26	0.11	42.3%
Ganancias básicas y diluidas de operaciones continuas por acción (euros)	0.37	0.26	0.11	42.3%
Ganancias básicas y diluidas de operaciones discontinuadas por acción (euros)	-	-	-	-

15. Propiedad, planta y equipo - *€74,937 millones*

El desglose y los cambios en propiedades, planta y equipo para 2017 se muestran a continuación.

Millones de euros.	Terrenos	Edificios	Planta y maquinaria	Equipo industrial y comercial.	Otro Activos	Activos Arrendados	Mejoras arrendatarias	Trabajos en curso	**Total**
Costo	660	9,224	152,781	414	1,336	1,015	402	7,260	173,092
Depreciación acumulada y deterioro	-	5,098	89,790	335	1,066	285	253	-	96,827
Saldo al 31 de diciembre de 2016	**660**	**4,126**	**62,991**	**79**	**270**	**730**	**149**	**7,260**	**76,265**
Gastos capital	1	29	1,003	26	46	1	9	5,742	6,857
Activos que ingresan al servicio	20	485	4,860	21	67	55	22	(5,530)	-
Diferencias de tipo de cambio	(23)	(167)	(1,887)	(3)	(20)	(14)	(1)	(559)	(2,674)
Cambio en empresas consolidadas	-	(18)	(222)	-	9	-	-	3	(228)
Eliminaciones	(3)	(11)	(38)	(2)	(6)	-	(1)	(45)	(106)
Depreciación	-	(148)	(3,782)	(27)	(79)	(46)	(31)	-	(4,113)
Pérdidas por deterioro	(1)	(6)	(32)	(1)	-	-	-	(25)	(65)
Reversas de pérdidas por deterioro	-	-	53	-	-	-	-	-	53
Otros cambios	(5)	(19)	28	58	12	17	-	67	158
Reclasificaciones a / desde activos mantenidos para la venta	-	(28)	(632)	-	-	-	-	(550)	(1,210)
Cambios totales	**(11)**	**117**	**(649)**	**72**	**29**	**13**	**(2)**	**(897)**	**(1,328)**
Costo	649	9,425	154,013	491	1,321	1,054	429	6,363	173,745
Depreciación acumulada y deterioro	-	5,182	91,671	340	1,022	311	282	-	98,808
Saldo al 31 de diciembre de 2017	**649**	**4,243**	**62,342**	**151**	**299**	**743**	**147**	**6,363**	**74,937**

La planta y la maquinaria incluyen los activos que se entregarán sin cargo con un valor neto en libros de € 8,702 millones (€ 9,459 millones al 31 de diciembre de 2016), principalmente en las plantas de energía en Iberia y Sudamérica que ascienden a € 4.624 millones (€ 5.280 millones a 31 de diciembre de 2016) y la red de distribución de electricidad en América del Sur por un total de € 3,453 millones (€ 3,630 millones al 31 de diciembre de 2016).

Para obtener más información sobre los activos arrendados, consulte la nota 17 a continuación.

Los tipos de gastos de capital realizados durante 2017 se resumen a continuación. Estos gastos, por un total de 7.226 millones de euros, disminuyeron en 411 millones de euros a partir de 2016, una disminución que se concentró particularmente en las plantas de energía eólica y solar.

Millones de euros

	2017	2016
Plantas de poder:		
- Térmico	577	694
- Hidroeléctrico	450	551
- Geotérmico	224	265
- Nuclear	127	115
- Fuentes de energía alternativa	3,188	3,407
Plantas de poder total	**4,566**	**5,032**
Redes de distribución de la electricidad	2,627	2,558
Terrenos, edificios, y otras Activos y equipo	33	47
TOTAL	**7,226**	**7,637**

El gasto de capital en plantas de generación ascendió a 4.566 millones de euros, una disminución de 466 millones de euros con respecto al año anterior, reflejando esencialmente una menor inversión en plantas de energía alternativa en Chile y Sudáfrica tras la finalización y el inicio de las operaciones de las centrales eléctricas en 2016. Capital los gastos en centrales eléctricas se refieren principalmente a parques eólicos, por un importe de 1.956 millones de euros y plantas fotovoltaicas, por un importe de 1.226 millones de euros.

El gasto de capital en la red de distribución eléctrica ascendió a 2.627 millones de euros, un aumento de 69 millones con respecto al año anterior, y se refirió principalmente a la mejora de la calidad del servicio y la instalación de medidores de última generación en Iberia, así como a la red de distribución en Brasil.

El cambio en las compañías consolidadas para 2017 se debió principalmente a la desconsolidación de EGPNA Rocky Caney Wind (€ 305 millones) después de su venta en diciembre de 2017, los efectos de los cuales fueron parcialmente compensados por el aumento resultante de las adquisiciones de Enel Green Power Sannio (€ 46 millones), EnerNOC (€ 19 millones) y Enel Distribuição Goiás (€ 13 millones).

Las pérdidas por deterioro de propiedades, planta y equipo ascendieron a € 65 millones. Para un análisis más detallado , ver nota 8.d. Al 31 de diciembre de 2017, se realizaron pruebas para la reversión de las pérdidas por deterioro de los activos de varias unidades generadoras de efectivo (Enel Russia, Enel Green Power Hellas y Enel Produzione) que se habían anotado previamente.

Para verificar la solidez del valor en uso identificado para esas UGE, se realizaron análisis de sensibilidad para los principales impulsores del valor, y en particular WACC, la tasa de crecimiento a largo plazo y el EBITDA, asumiendo cambios individuales en cada supuesto de hasta 5 % del valor utilizado en las pruebas. Dentro de ese rango de variación, se encontró que:

> para la Unel Produzione CGU, los principales impulsores del valor estuvieron esencialmente en línea con los niveles de equilibrio;

> para la UGE de Enel Russia, se espera alcanzar los niveles de equilibrio para los principales impulsores de valor al alcanzar un WACC antes de impuestos del 15.34%, una tasa de crecimiento del -0.8% y un EBITDA del -7.6%.

Las reclasificaciones a / de los activos mantenidos para la venta incluyen - de acuerdo con la NIIF 5 - 1.169 millones de euros por el valor en libros de tres plantas operativas y cinco plantas en construcción en México para las cuales Enel Green Power ha firmado acuerdos para la venta de una participación del 80% en el capital social (“Proyecto Kino”), así como 41 millones de € para el parque eólico Kafireas, por la que Enel Green Power Hellas ha firmado un acuerdo para su venta.

Otros cambios incluyen, entre otros, el efecto de la capitalización de intereses en préstamos específicos para gastos de capital por un monto de € 167 millones (€ 201 millones en 2016), como se detalla en la siguiente tabla.

Millones de euros

	2017	Índice (%)	2016	Índice (%)	Cambio	
Enel Green Power SpA	14	4.8%	21	5.2%	(7)	-33.3%
PH Chucas SA	1	6.1%	7	6.1%	(6)	-85.7%
Enel Green Power Brasil (BRL)	84	6.8%	49	9.5%	35	71.4%
Enel Green Power América del Norte	10	1.3%	11	1.6%	(1)	-9.1%
Enel Green Power México	12	4.6%	12	5.0%	-	-
Enel Green Power Sudáfrica	7	7.8%	17	5.9%	(10)	-58.8%
Enel Green Power Chile	13	4.3%	29	4.1%	(16)	-55.2%
Grupo Enel Américas	7	9.0%	28	18.1%	(21)	-75.0%
Grupo Enel Chile	6	7.1%	4	9.0%	2	50.0%
Grupo Endesa	8	2.1%	8	2.6%	-	-
Enel Produzione	5	4.8%	13	4.8%	(8)	-61.5%
Enel Trade	-	-	2	0.4%	(2)	-
Total	**167**		**201** (1)		**(34)**	**-16.9%**

1) La cifra no incluye 41 millones de euros para el período en el que Slovenské elektrárne se reclasificó como mantenido para la venta.

Al 31 de diciembre de 2017, los compromisos contractuales de compra de propiedad, planta y equipo ascienden a € 551 millones.

16. Infraestructura dentro del alcance de IFRIC 12 " Acuerdo de concesión de Servicios"

Los acuerdos de concesión de servicios, que se reconocen de acuerdo con la CINIIF 12, consideran ciertas infraestructuras que sirven concesiones para la distribución de electricidad en Brasil.

La siguiente tabla resume los detalles más destacados de esas concesiones.

Millones de euros

	Cedente	Actividad	País	Periodo de Concesión	Periodo de Concesión restante	Opción de renovación	**Importe reconocido Entre activos financieros al 31 de dic. 2017**	**Importe reconocido Entre Activos intangibles al 31 de Dic.2017**
Enel Distribución Rio	Gobierno brasileño	Distribución de electricidad	Brasil	1997-2026	9 años	Sí	721	913
Enel Distribución Ceará	Gobierno brasileño	Distribución de electricidad	Brasil	1998-2028	10 años	Sí	348	771
Enel Poder verde Mourão	Gobierno brasileño	Power generación	Brasil	2016-2046	28 años	Núm	7	-
Enel Poder verde Paranapanema	Gobierno brasileño	Power generación	Brasil	2016-2046	28 años	Núm	34	-
Enel Distribuição Goiás	Gobierno brasileño	Distribución de electricidad	Brasil	2015-2045	28 años	Núm	25	531
Enel Poder verde Volta Grande	Gobierno brasileño	Power generación	Brasil	2017-2047	30 años	Núm	357	-
Total							**1,492**	**2,215**

El valor de los activos al final de las concesiones clasificadas como activos financieros se ha medido a valor razonable. Para obtener más información, consulte la nota 45 "Activos medidos a valor razonable".

17. Arrendamientos

El Grupo, en calidad de arrendatario, ha celebrado contratos de arrendamiento financiero. Incluyen ciertos activos que el Grupo está utilizando en España, Perú, Italia y Grecia. En España, los activos están relacionados con un acuerdo de peaje a 25 años (18 años) para el cual un análisis según IFRIC 4 identificó un arrendamiento financiero integrado, según el cual Endesa tiene acceso a la capacidad de generación de una planta de ciclo combinado para la cual, Elecgas, se ha comprometido a transformar el gas en electricidad a cambio de un peaje a una tasa de 9.62%.
En Perú, los arrendamientos se refieren a acuerdos relacionados con el financiamiento de la planta de ciclo combinado de Ventanilla (con una duración de ocho años remunerada a una tasa anual de Libor + 1,75%), así como un acuerdo que financió la construcción de un nuevo sistema de ciclo abierto en la planta de Santa Rosa (con una duración de nueve años y un interés anual de Libor + 1.75%).
Los otros contratos de arrendamiento se refieren a las plantas eólicas que el Grupo utiliza en Italia (que vencen en 2030-2031 y con una tasa de descuento de entre 4,95% y 5,5%).

El valor en libros de los activos mantenidos bajo arrendamientos financieros se informa en la siguiente tabla.

Millones de euros

	2017	2016	Cambio	
Propiedad, planta y equipo	743	730	13	1.8%
Activos intangibles	-	-	-	-
Total	**743**	**730**	**13**	**1.8%**

La siguiente tabla concilia el total de los pagos mínimos futuros de arrendamiento y el valor presente, desglosado por vencimiento.

Millones de euros.

	Pagos mínimos futuros	Valor presente de pagos mínimos futuros	Pagos mínimos futuros	Valor presente de pagos mínimos futuros
	Al 31 de Dic. 2017		Al 31de Dic. 2016	
Periodos:				
Dentro 1 año	88	58	108	75
Entre 1 y 5 años	326	210	338	217
Más allá 5 años	573	426	625	453
Total	**987**	**694**	**1,071**	**745**
Costo financier	(293)		(326)	
Valor presente de pagos mínimos de arrendamiento	**694**		**745**	

El Grupo, en su calidad de arrendatario, también ha suscrito contratos de arrendamiento operativo con respecto al uso de ciertos activos para fines industriales. Los pagos de arrendamiento asociados se registran en "Servicios y otros materiales".
Los costos de los arrendamientos operativos se desglosan en la siguiente tabla en pagos mínimos, alquileres contingentes y pagos de subarriendo.

Millones de euros

	2017
Pagos mínimos de arrendamiento	958
Alquileres contingentes	-
Pagos de subarrendamiento	-
Total	**958**

Los pagos mínimos futuros de arrendamiento adeudados por el Grupo en virtud de dichos arrendamientos se desglosan por vencimiento de la siguiente manera:

Millones de euros

	2017
Periodos:	
Dentro 1 año	163
Entre 1 y 5 años	539
Más allá 5 años	256
Total	**958**

18. Propiedad de inversión - *€77 millones*

La propiedad de inversión al 31 de diciembre de 2017 ascendió a € 77 millones, esencialmente en línea con el año anterior.

Millones de euros

	2017
Costo	167
Depreciación acumulada y deterioro	43
Saldo al 31 de diciembre de 2016	**124**
Activos que ingresan al servicio	-
Diferencias de cambio	(1)
Cambio en empresas consolidadas	(39)
Depreciación	(7)
Las pérdidas por deterioro	(10)
Otros cambios	10
Cambios totales	**(47)**
Costo	121
Depreciación acumulada y deterioro	44
Saldo al 31 de diciembre de 2017	**77**

La propiedad de inversión del Grupo consiste en propiedades en Italia, España y Chile, que están libres de restricciones sobre la realización de la propiedad de inversión o la remesa de ingresos y el producto de la disposición. Además, el Grupo no tiene obligaciones contractuales para comprar, construir o desarrollar propiedades de inversión o para reparaciones, mantenimiento o mejoras.

El cambio del año se debe principalmente a la venta de la compañía Nueva Marina en España.

Para obtener más detalles sobre la valoración de propiedades de inversión, consulte las notas 45, "Activos medidos a valor razonable" y 45.1, "Valor razonable de otros activos".

19. Activos intangibles - *€16,724 millones*

A continuación se muestra un desglose y cambios en los activos intangibles para 2017.

Millones de euro	Costos de desarrollo	Patentes industriales & derechos de propiedad intelectual	Concesiones, licencias, marcas comerciales y Derechos similares	Acuerdos de Concesión de servicio	Otros	Activos en desarrollo y avances	**Total**
Costo	19	3,213	13,910	3,946	1,632	711	23,431
Amortización acumulada y deterioro	19	2,586	1,647	1,991	1,259	-	7,502
Saldo al 31 de diciembre de 2016	**-**	**627**	12,263	1,955	373	711	15,929
Inversiones	3	103	10	731	23	403	1,273
Activos que ingresan al servicio	7	61	10	-	119	(197)	-
Diferencias de cambio	(1)	(6)	(726)	(371)	(32)	(13)	(1,149)
Cambio en empresas consolidadas	-	(1)	1,234	572	220	-	2,025
Disposiciones	(9)	2	-	(6)	(8)	(1)	(22)
Amortización	(4)	(193)	(200)	(235)	(187)	-	(819)
Las pérdidas por deterioro	(1)	(1)	-	-	-	(5)	(7)
Reversiones de pérdidas por deterioro	-	-	9	-	-	-	9
Otros cambios	14	(284)	(24)	(432)	333	(32)	(425)
Reclasificaciones de / a activos mantenidos para la venta	-	-	(38)	-	-	(52)	(90)
Cambios totales	**9**	**(319)**	**275**	**259**	**468**	**103**	**795**
Costo	31	2,148	14,171	4,840	3,060	814	25,064
Amortización acumulada y deterioro	22	1,840	1,633	2,626	2,219	-	8,340
Saldo al 31 de diciembre de 2017	**9**	**308**	**12,538**	**2,214**	**841**	**814**	**16,724**

Las "patentes industriales y los derechos de propiedad intelectual" se relacionan principalmente con los costos incurridos en la compra de software y licencias de software abiertas. Las aplicaciones más importantes se relacionan con la facturación y la gestión de clientes, el desarrollo de portales de Internet y la gestión de los sistemas de la empresa. La amortización se calcula linealmente a lo largo de la vida útil residual del activo (en promedio, entre tres y cinco años).

"Concesiones, licencias, marcas comerciales y derechos similares" incluyen los costos incurridos para la adquisición de clientes por la distribución de electricidad extranjera y las compañías de venta de gas. La amortización se calcula linealmente a lo largo del plazo promedio de la relación con los clientes o de las concesiones.

La siguiente tabla informa los acuerdos de concesión de servicios que no están dentro del alcance de la CINIIF 12 y tenían un saldo al 31 de diciembre de 2017.

Millones de euros

	Cedente	Actividad	País	Periodo de Concesión	Periodo de Concesión restante	Opción de renovación	**Al 31 de dic. 2017**	Valor razonable inicial
Endesa Distribución Eléctrica	-	Distribución de electricidad	España	Indefinido	Indefinido	-	5,678	5,673
Codensa	República de Colombia	Distribución de electricidad	Colombia	Indefinido	Indefinido	-	1,514	1,839
Enel Distribución Chile (anteriormente Chilectra)	República de Chile	Distribución de electricidad	Chile	Indefinido	Indefinido	-	1,641	1,667
Enel Distribución Perú (Anteriormente Empresa de Distribución Eléctrica de Lima Norte)	República de Perú	Distribución de electricidad	Perú	Indefinido	Indefinido	-	612	548
Enel Distributie Muntenia	Ministerio de rumano para el Economía	Distribución de electricidad	Rumanía	2005-2054	36 años	Sí	142	191

El ítem incluye activos con vida útil indefinida por un monto de € 9,445 millones (€ 9,776 millones al 31 de diciembre de 2016), representados esencialmente por concesiones para actividades de distribución en España (€ 5,678 millones), Colombia (€ 1,514 millones), Chile (€ 1,641 millones) y Perú (€ 612 millones), para los cuales no existe una fecha de vencimiento legal o predecible actualmente. Sobre la base de las previsiones desarrolladas, los flujos de efectivo para cada UGE, con los que se asocian las diversas concesiones, son suficientes para recuperar el valor en libros. El cambio durante el año es esencialmente atribuible a los cambios en los tipos de cambio. Para obtener más información sobre los acuerdos de concesión de servicios, consulte la nota 24

Los cambios en las compañías consolidadas en 2017 se relacionaron principalmente con la adquisición de Enel Distribuição Goiás en Brasil, por un monto de € 1,806 millones, así como del grupo Enel X en Norteamérica (EnerNOC, € 168 millones; eMotorWerks, € 49 millones; Energy Networks, € 30 millones). Estos efectos fueron parcialmente compensados por la venta de EGPNA Rocky Caney Wind (€ 28 millones).

Las "pérdidas por deterioro" ascendieron a € 7 millones en 2017. Para obtener más información, consulte la nota 8.d.

Las "reclasificaciones a / de los activos mantenidos para la venta" incluyen , de acuerdo con la NIIF 5, € 52 millones para activos intangibles relacionados con el parque eólico griego Kafireas y € 38 millones para las plantas mexicanas en el "Proyecto Kino".

20. **Goodwill** - *€13,746 millones*

Goodwill ascendió a 13.746 millones de euros, un aumento de 190 millones con respecto al año anterior.

Millones de Euro	al 31 de Dic. 2016 acumulado			Cambio en consol.	Diferencia por Tipo de cambio	Pérdidas por deterioro	CGU reclasificación	Reclasificaciones a/desde activos mantenidos para venta	Otro Cambios	**al 31 de Dic. 2017 acumulado**		
	Costo	Deterioro	**Valor en libros neto**							Coste	Deterioro	**Valor en libros neto**
Iberia [1]	11,156	(2,392)	8,764	-	-	-	-	-	-	11,156	(2,392)	**8,764**
América del sur [2]	3,645	-	3,645	10	(45)	-	(3,615)	-	5	-	-	**-**
Chile	-	-	-	-	-	-	1,209	-	-	1,209	-	**1,209**
Argentina	-	-	-	-	-	-	276	-	-	276	-	**276**
Perú	-	-	-	-	-	-	561	-	-	561	-	**561**
Colombia	-	-	-	-	-	-	530	-	-	530	-	**530**
Brasil	-	-	-	-	-	-	945	-	-	945	-	**945**
América Central.	-	-	-	-	-	-	94	(38)	-	56	-	**56**
Enel Green Power América del Norte	132	(11)	121	-	(15)	-	-	-	(11)	106	(11)	**95**
América del Norte - Enel X	-	-	-	302	(10)	-	-	-	8	292	-	**292**
Mercado de Italia [3]	579	-	579	-	-	-	-	-	-	579	-	**579**
Enel green Power	23	-	23	-	-	-	-	-	-	23	-	**23**
Rumanía [4]	437	(13)	424	-	(11)	-	-	-	-	426	(13)	**413**
Tynemouth Energía	-	-	-	3	-	-	-	-	-	3	-	**3**
Total	**15,972**	**(2,416)**	**13,556**	**315**	**(81)**	**-**	**-**	**(38)**	**(6)**	**16,162**	**(2,416)**	**13,746**

(1) Incluye Endesa y Enel Green Power España.
(2) Incluye América del Sur y Enel Green Power Latin America.
(3) Incluye Enel Energia.
(4) Incluye Enel Distributie Muntenia, Enel Energie Muntenia y Enel Green Power Rumania.

Los cambios en las compañías consolidadas se refieren principalmente a las adquisiciones en Norteamérica dentro del negocio de Enel X (EnerNOC, € 196 millones, eMotorWerks, € 93 millones, y Demand Energy Networks, € 13 millones).

Reclasificación de / a activos mantenidos para la venta, que ascendió a 38 millones de €, que se refiere al fondo de comercio de la América del CGU central asignado a los “Kino” parques eólicos en México para el que se determinó durante el año se clasificó para dicha clasificación según el IFRS 5 .

Los criterios utilizados para identificar las unidades generadoras de efectivo (UGE) se basaron esencialmente, en línea con la visión estratégica y operativa de la administración, en las características específicas de su negocio, en las reglas y regulaciones operacionales de los mercados en los que opera Enel y en la empresa organización, así como en el nivel de informes monitoreados por administración.

En 2017, llevamos a cabo una reevaluación de las unidades generadoras de efectivo (CGU), lo que condujo a la reasignación de la plusvalía que anteriormente se les había asignado, de conformidad con las disposiciones de la NIC 36.87. El análisis se hizo necesario para tener en cuenta la reorganización del Grupo, especialmente con respecto a los negocios realizados fuera de Italia. Más específicamente, además de la integración de los sectores renovables y tradicionales en los distintos países y la reciente reorganización del Grupo, el criterio subyacente a esta reasignación se puede ver en los siguientes cambios:

> en lo que respecta a Italia, una separación por entidad legal: i) como resultado de la separación corporativa del antiguo monopolio (Enel SpA) a lo largo de los años en respuesta a medidas legislativas y reglamentarias; ii) en función de la materialidad de las actividades comerciales realizadas por el Grupo en Italia que no permitieron el reconocimiento de un único CGU;

> una separación por país fuera de Italia: i) como resultado de las adquisiciones de compañías u otras combinaciones de negocios desde 2005 como parte del proceso gradual de internacionalización del Grupo; ii) teniendo en cuenta el modelo de país actual, en el que observamos una interdependencia creciente en los flujos de efectivo entre los diversos negocios en un área geográfica determinada bajo la responsabilidad del Country Manager y en los modelos de organización implementados.

Por lo tanto, en comparación con el año anterior:

> en España, las CGU Endesa y EGP España han sido fusionada;

> en Rumanía, las CGU Rumania y EGP Rumania han sido fusionada;

> en América del Sur, las UGE previas basadas en la estructura accionaria, es decir, "Sudamérica (anteriormente Endesa)" y "EGP América Latina", se han reasignado geográficamente. La reasignación se llevó a cabo sobre la base de los valores razonables asociados. El Grupo también llevó a cabo pruebas de deterioro antes de la reasignación de la plusvalía, que no encontró evidencia de discapacidad.

El valor recuperable de la plusvalía reconocida se calculó calculando el valor en uso de las UGE utilizando modelos de flujos de efectivo descontados, que implican estimar los flujos de efectivo futuros esperados y aplicar una tasa de descuento apropiada, seleccionada sobre la base de insumos del mercado como libre de riesgo tasas, betas y primas de riesgo de mercado.

Los flujos de efectivo se determinaron sobre la base de la mejor información disponible en el momento de la estimación, teniendo en cuenta los riesgos específicos de cada UGE, y extraídos:

> para el período explícito, del plan de negocios a 5 años aprobado por el Consejo de Administración de la Matriz el 20 de noviembre de 2017, que contiene pronósticos de volúmenes, ingresos, costos operativos, gastos de capital, organización industrial y comercial y desarrollos en el principal variables macroeconómicas (inflación, tasas de interés nominales y tipos de cambio) y precios de los productos básicos. El período explícito de los flujos de efectivo considerados en las pruebas de deterioro difiere de acuerdo con las características específicas y los ciclos comerciales de las diversas unidades generadoras de efectivo que se están probando. Estas diferencias generalmente se asocian con los diferentes tiempos promedio necesarios para construir y poner en servicio la planta y otras obras que caracterizan las inversiones de los negocios específicos que conforman la CGU (generación térmica convencional, energía nuclear, energías renovables, distribución, etc.)

> para los años subsiguientes, a partir de los supuestos relativos a la evolución a largo plazo de las principales variables que determinan los flujos de efectivo, la vida útil residual promedio de los activos o la duración del concesiones

Más específicamente, el valor del terminal se calculó como una perpetuidad o anualidad con una tasa de crecimiento

nominal igual a la tasa de crecimiento a largo plazo en electricidad y / o inflación (dependiendo del país y la empresa involucrada) y en cualquier caso no superior a la tasa media de crecimiento a largo plazo del mercado de referencia. Se encontró que el valor en uso calculado como se describió anteriormente es mayor que el importe reconocido en el balance general.

Para verificar la solidez del valor en uso de las unidades generadoras de efectivo, se realizaron análisis de sensibilidad para los principales impulsores de los valores, en particular WACC, la tasa de crecimiento a largo plazo y los márgenes, cuyos resultados respaldaron plenamente ese valor.

La siguiente tabla informa la composición de los principales valores llave según la empresa a la que pertenece la unidad generadora de efectivo (UGE), junto con las tasas de descuento aplicadas y el horizonte temporal sobre el cual se han descontado los flujos de efectivo esperados.

Millones de euros	Cantidad	Índice de crecimiento (1)	Pre-Gravar WACC índice de descuento (2)	Explícito Periodo de flujos de efectivo	Valor terminal (3)	Cantidad	Índice de crecimiento (1)	Pre-Impuesto WACC Índice de descuento (2)	Explícito Periodo de flujos de efectivo	Valor terminal (3)
	Al 31 de Dic., 2017					Al 31 de dic., 2016				
Iberia (4)	8,764	1.65%	6.87%	5 años	Perpetuidad/19 años	8,607	1.40%	7.78%	5 años	Perpetuidad
Enel Green Power España	-	-	-	-	-	157	1.60%	7.99%	5 años	13 años
Endesa - América del Sur (5)	-	-	-	-	-	3,285	2.71%	8.83%	5 años	Perpetuidad
Chile	1,209	2.94%	7.43%	5 años	Perpetuidad/23 años	-	-	-	-	-
Argentina	276	8.58%	18.67%	5 años	Perpetuidad/29 años	-	-	-	-	-
Perú	561	3.38%	6.90%	5 años	Perpetuidad/27 años	-	-	-	-	-
Colombia	530	2.92%	9.31%	5 años	Perpetuidad/29 años	-	-	-	-	-
Brasil	945	3.99%	10.01%	5 años	Perpetuidad/26 años	-	-	-	-	-
Centroamérica	56	1.42%	8.24%	5 años	26 años	-	-	-	-	-
Enel Green Power Latin America (6)	-	-	-	-	-	360	3.27%	8.72%	5 años	21 años
Norteamérica	95	2.31%	6.44%	5 años	25 años	121	2.20%	6.03%	5 años	21 años
América del Norte - Enel X	292	2.31%	10.35%	5 años	15 años	-	-	-	-	-
Enel Energia (7)	-	-	-	-	-	579	0.23%	12.16%	5 años	15 años
Mercado Italia	579	0.73%	10.83%	5 años	15 años	-	-	-	-	-
Enel Green Power	23	1.89%	7.28%	5 años	Perpetuidad/22 años	23	1.50%	8.49%	5 años	Perpetuidad/16 años
Rumania (8)	413	2.40%	6.66%	5 años	Perpetuidad/19 años	424	2.00%	7.24%	5 años	Perpetuidad
Tynemouth Energy	3	-	-	-	-	-	-	-	-	-

(1) Tasa de crecimiento perpetuo de los flujos de efectivo después del pronóstico explícito período.
(2) Antes de impuestos WACC calculado usando el iterativo método: el tasa de descuento eso asegura que el valor en utilizar calculado con antes de impuestos efectivo flujos es igual a ese calculado con después de impuestos flujo de caja descontado con el después de impuestos WACC.
(3) El valor del terminal se ha estimado sobre la base de una perpetuidad o una anualidad con un rendimiento en aumento para los años indicados en la columna.
(4) Incluye Endesa y Enel Green Power España.
(5) Fondo de comercio asignado a Chile, Argentina, Perú, Colombia y Brasil CGUs.
(6) Fondo de comercio asignado a Chile, Argentina, Perú, Colombia, Brasil y América Central CGUs.
(7) Fondo de comercio asignado al mercado Italia CGU.
(8) Incluye Enel Distributie Muntenia, Enel Energie Muntenia y Enel Green Power Rumania.

Al 31 de diciembre de 2017, las pruebas de deterioro de las unidades generadoras de efectivo a las que se había asignado la plusvalía no encontraron evidencia de deterioro, mientras que en 2016, encontraron un deterioro de € 26 millones en la UGE Nuove Energie y € 5 millones en la Enel Green Power Bulgaria CGU.

21. Activos y pasivos por impuesto diferidos - *€6,354 millones y €8,348 millones*

La siguiente tabla detalla los cambios en los activos y pasivos por impuestos diferidos por tipo de diferencia de tiempo y calculados en base a las tasas impositivas establecidas por las regulaciones aplicables. La tabla también informa el monto de los activos por impuestos diferidos que, cuando esté permitido, se pueden compensar con los pasivos por impuestos diferidos.

Millones de euros	Al 31 de Dic., 2016	Aumento/(Disminución) con cambios en resultados	Aumento/(Disminución) con cambios en patrimonio	Cambio en alcance de consolidación	Otros cambios	Diferencias de tipo de cambio	Reclasificaciones de las Activos mantenidos para venta	**Al 31 de Dic., 2017**
Activos por impuesto diferidos:								
- Diferencias en el valor de Activos intangibles, propiedad, planta y equipo.	1,796	(157)	-	-	-	(22)	-	1,617
- Devengo de provisiones y pérdidas por deterioro con deducción en diferido	1,521	(56)	-	-	-	(26)	-	1,439
- Pérdida de impuestos acumulados	81	95	-	-	-	(9)	-	167
- Medida de instrumentos financieros	722	6	(36)	-	-	(2)	-	690
- Beneficios a empleados	637	1	(23)	-	-	(11)	-	604
- Otros	1,908	57	(2)	7	-	(35)	(98)	1,837
Total	**6,665**	**(54)**	**(61)**	**7**	**-**	**(105)**	**(98)**	**6,354**
Pasivos de impuesto:								
- Diferencias de activos financieros no corrientes	6,451	(212)	-	223	-	(335)	(76)	6,051
- Medida de instrumentos financieros	385	(4)	(143)	-	-	(1)	-	237
- Otros	1,932	192	3	33	-	(58)	(42)	2,060
Total	**8,768**	**(24)**	**(140)**	**256**	**-**	**(394)**	**(118)**	**8,348**

Activos por impuestos diferidos no compensables	**3,455**
Pasivos por impuestos diferidos no compensables	**3,297**
Excesos de pasivo por impuesto diferidos netos después de compensación	**2,152**

Al 31 de diciembre de 2017, los activos por impuesto diferido, reconocidos cuando existe una certeza razonable de su recuperabilidad, totalizaron € 6.354 millones (€ 6.665 millones al 31 de diciembre de 2016).

Los activos por impuestos diferidos disminuyeron en € 311 millones durante el ejercicio debido principalmente al efecto impositivo relacionado con los componentes de los ingresos no reconocidos a efectos fiscales, en particular los derivados y provisiones por riesgos, reversiones del ejercicio y reclasificaciones de los activos mantenidos para la venta de las empresas mexicanas.

Esta disminución fue parcialmente compensada por el aumento en los activos por impuestos diferidos sobre las pérdidas pasadas en Argentina a la luz de las mejores proyecciones de ganancias para las compañías en ese país.

También debe tenerse en cuenta que no se registraron activos por impuestos diferidos en relación con pérdidas fiscales anteriores por un importe de € 1.185 millones porque, sobre la base de las estimaciones actuales de la renta imponible futura, no es seguro que dichos activos se recuperarán.

Los pasivos por impuestos diferidos ascendieron a € 8,348 millones al 31 de diciembre de 2017 (€ 8,768 millones al 31 de diciembre de 2016). Básicamente incluyen la determinación de los efectos fiscales de los ajustes de valor a los activos adquiridos como parte de la asignación final del costo de las adquisiciones realizadas en los distintos años y los impuestos diferidos respecto de las diferencias entre la depreciación cobrada a efectos fiscales, incluida la acelerada depreciación y depreciación basada en la vida útil estimada de los activos.

Los pasivos por impuestos diferidos disminuyeron en un total de 420 millones de euros, particularmente en los Estados Unidos, como consecuencia de la reducción del impuesto sobre la renta de las sociedades del 35% al 21% como parte de la reforma fiscal (173 millones de euros), así como del reclasificación a disponible para la venta de activos por impuestos diferidos asociados con las empresas mexicanas (€ 118 millones) y el impacto de las diferencias de cambio.

Estas disminuciones fueron parcialmente compensadas por pasivos por impuestos diferidos para las compañías adquiridas EnerNOC, Enel Distribuição Goiás, eMotorWerks y Demand Energy luego de la asignación del precio pagado (por un total de € 251 millones).

22. Inversiones de capital contabilizadas utilizando el método de participación- *€1,598 millones*

Las inversiones en acuerdos conjuntos y compañías asociadas contabilizadas utilizando el método de participación son las siguientes:

Millones de euros		% Cambio	Efecto en resultados	Cambios en consol.	Dividendos	Reclasificaciones a/desde activos mantenidos para la venta	Otros cambios		% Cambio
	al 31 de dic. 2016		2016					al 31 de dic. 2017	
EGPNA Renewable Energy Partners	402	50.0%	64	3	-	-	(65)	404	50.0%
Rocky Caney Holding	-	-	-	39	-	-	-	39	20.0%
Open Fiber	355	50.0%	(13)	-	-	-	1	343	50.0%
Slovak Power Holding	156	50.0%	27	-	-	-	7	190	50.0%
Enel F2i Solare Italia (formerly Ultor)	164	50.0%	(1)	-	-	-	-	163	50.0%
Tejo Energia Produção e Distribuição de Energia Eléctrica	71	43.8%	10	-	(9)	-	1	73	43.8%
RusEnergoSbyt	71	49.5%	41	-	(70)	-	(6)	36	49.5%
Energie Electrique de Tahaddart	31	32.0%	7	-	(6)	-	(2)	30	32.0%
Drift Sand Wind Project	20	35.0%	10	8	-	-	(6)	32	50.0%
Electrogas	17	42.5%	-	(17)	-	-	-	-	-
Transmisora Eléctrica de Quillota	12	50.0%	1	-	-	-	(1)	12	50.0%
Centrales Hidroeléctricas de Aysén	9	51.0%	(6)	-	-	-	3	6	51.0%
PowerCrop	2	50.0%	(4)	-	-	-	14	12	50.0%
Enel Green Power Bungala	-	-	(2)	-	-	-	15	13	50.0%
Arreglos de junta Asocia									
Elica 2	45	30.0%	-	-	-	-	4	49	30.0%
CESI	42	42.7%	5	-	(1)	-	-	46	42.7%
Tecnatom	34	45.0%	(4)	-	-	-	(1)	29	45.0%
Suministradora Eléctrica de Cádiz	17	33.5%	1	-	(5)	-	-	13	33.5%
Compañía Eólica Tierras Altas	13	35.6%	1	-	(2)	-	-	12	35.6%
Otro	97		(26)	(2)	(10)	(6)	43	96	
Total	**1,558**		**111**	**31**	**(103)**	**(6)**	**7**	**1,598**	

Los efectos de los ingresos incluyen las ganancias y pérdidas reconocidas por las empresas en proporción al interés que posee el Grupo Enel.

Los cambios en el alcance de la consolidación reflejan principalmente:

> el 20% interesar en EGPNA Rocoso Caney siguiendo el venta de el restante 80%, cual resultado en desconsolidación;

> venta del interés del 42.5% en la firma chilena Electrogas.

También cabe señalar que la aplicación del método de participación a las inversiones en RusEnergoSbyt y PowerCrop incorpora un fondo de comercio implícito de € 27 millones y € 9 millones, respectivamente.

No se encontraron pruebas de deterioro para las inversiones de capital medidas utilizando el método de la participación.

La siguiente tabla proporciona un resumen de la información financiera para cada acuerdo conjunto y la asociada del Grupo no clasificada como mantenida para la venta de acuerdo con la NIIF 5.

Millones de euros	Activos No corrientes		Activos Corrientes		Activos Totales		pasivos No corrientes		pasivos Corrientes		Accionistas de pasivos		Totales' equidad	
	Al 31 de Dic., 2017	Al 31 de Dic., 2016	**Al 31 de Dic., 2017**	Al 31 de Dic., 2016	**Al 31 de Dic., 2017**	Al 31 de Dic., 2016	**Al 31 de Dic., 2017**	Al 31 de Dic., 2016	**Al 31 de Dic., 2017**	Al 31 de Dic., 2016	**Al 31 de Dic.,2017**	Al 31 de Dic., 2016	**Al 31 de Dic., 2017**	Al 31 de Dic., 2016
Arreglos de junta														
Centrales Hidroeléctricas de Aysén	11	22	-	1	11	23	-	-	-	5	-	5	11	18
Fibra abierta	699	769	-	240	699	1,009	-	-	-	299	-	299	699	710
Enel F2i Solare Italia (anteriormente Ultor)	77	279	163	70	240	349	-	139	-	4	-	143	240	206
RusEnergoSbyt	4	6	138	213	142	219	-	-	127	129	127	129	15	90
Tejo Energia Produção e Distribuição de Energia Eléctrica	250	277	149	134	399	411	129	163	102	84	231	247	168	164
Energie Electrique de Tahaddart	93	111	27	32	120	143	10	9	16	36	26	45	94	98
PowerCrop	37	40	89	41	126	81	-	1	111	61	111	62	15	19
Asocia														
Tecnatom	74	77	59	58	133	135	25	31	43	26	68	57	65	78
Suministradora Eléctrica de Cádiz	71	74	24	18	95	92	23	23	34	17	57	40	38	52
Compañía Eólica Tierras Altas	29	35	6	2	35	37	2	1	1	2	3	3	32	34

Millones de euros	Total de ingresos		Resultado antes de impuestos		Resultados Netos de operaciones continuas	
	Al 31 de Dic. 2017	Al 31de Dic. 2016	**Al 31 de Dic. 2017**	Al 31de Dic. 2016	**Al 31 de Dic. 2017**	Al 31de Dic. 2016
Acuerdos conjuntos						
Centrales Hidroeléctricas de Aysén	-	-	(11)	(6)	(11)	(6)
Open Fiber	-	15	(11)	(11)	(11)	(9)
Enel F2i Solare Italia (formerly Ultor)	7	26	7	5	7	5
RusEnergoSbyt	2,515	1,991	106	86	85	69
Tejo Energia Produção e Distribuição de Energia Eléctrica	267	207	34	31	23	22
Energie Electrique de Tahaddart	56	56	30	28	21	19
PowerCrop	-	-	(5)	(4)	(4)	(4)
Asocia:						
Tecnatom	57	88	(9)	1	(9)	1
Suministradora Eléctrica de Cádiz	5	15	3	8	3	8
Compañía Eólica Tierras Altas	11	8	2	(2)	1	(1)

23. Derivados

Millones de euros	No-corriente		Corriente	
	Al 31 de Dic. 2017	Al 31de Dic. 2016	**Al 31 de Dic. 2017**	Al 31de Dic. 2016
Activos financieros derivados	702	1,609	2,309	3,945
Pasivos financieros derivados	2,998	2,532	2,260	3,322

Para obtener más información sobre los derivados clasificados como activos financieros no corrientes, consulte la nota 44 para los derivados de cobertura y los derivados de negociación.

24. Otros activos financieras no-corrientes - *€4,002 millones*

Millones de euros	**Al 31de Dic., 2017**	Al 31de Dic., 2016	Cambio	
Inversiones de equidad en otras compañías midieron en valor razonable	6	149	(143)	-96.0%
Inversiones de equidad en otras compañías	52	47	5	10.6%
Receivables Y las seguridades incluidas en deuda financiera neta (ve nota 24.1)	2,444	2,621	(177)	-6.8%
Arreglos de concesión del servicio	1,476	1,022	454	44.4%
No-actual prepaid gasto financiero	24	53	(29)	-54.7%
Total	**4,002**	**3,892**	**110**	**2.8%**

El total de los activos financieros no corrientes aumentó en 110 millones de euros en 2017 en comparación con el año anterior. En particular, el cambio refleja un aumento en las cuentas por cobrar incluidas en la deuda financiera neta, como se analiza en la nota 24.1, y los contratos de concesión de servicios relacionados principalmente con la consolidación de Enel Distribuição Goiás.

Las inversiones de capital en otras compañías incluyen inversiones cuyo valor de mercado no se puede medir fácilmente; por lo tanto, en ausencia de ventas esperadas de estas inversiones, se han medido al costo de compra y ajustado por cualquier deterioro.

Las inversiones de capital en otras compañías medidas a valor razonable y al costo se desglosan de la siguiente manera:

Los millones de euros		% retenido		% retenido	
	Al 31 de Dic. 2017		Al 31de Dic. 2016		Cambio
Bayan Resources	-	10.0%	139	10.0%	(139)
Echelon	1	7.1%	1	7.1%	-
Galsi	17	17.6%	17	17.6%	-
Otro	40		39		1
Total	**58**		**196**		**(138)**

El cambio en el año anterior refleja esencialmente la venta de Bayan Resources, una empresa indonesia que cotiza en el mercado local de Indonesia que opera en la industria de extracción de carbón.

Los acuerdos de concesión de servicios se refieren a los montos pagados a las autoridades licenciantes por la construcción y / o mejora de las infraestructuras de servicio público involucradas en los acuerdos de concesión, que han sido reconocidos de acuerdo con la CINIIF 12.

24.1 Otros activos financieros no corrientes incluidos en la deuda financiera neta

Millones de euros

	Al 31 de Dic. 2017	Al 31de Dic. 2016	Cambio	
Valores mantenidos hasta su vencimiento	-	-	-	-
Inversiones financieras en fondos o productos de administración de carteras a valor razonable con cambios en resultados	-	-	-	-
Valores disponibles para la venta.	382	440	(58)	-13.2%
Cuentas por cobrar con respecto al déficit del sistema eléctrico español	3	15	(12)	-80.0%
Otras cuentas por cobrar financieras	2,059	2,166	(107)	-4.9%
Total	**2,444**	**2,621**	**(177)**	**-6.8%**

Los valores mantenidos hasta el vencimiento y disponibles para la venta, así como las inversiones financieras en fondos o productos de administración de carteras, representan los instrumentos financieros en los que las compañías de seguros holandesas invierten una parte de su liquidez.

Otros créditos financieros disminuyeron en 107 millones de euros en 2017 en comparación con el año anterior. El cambio refleja principalmente los siguientes factores:

> una disminución de 78 millones de euros en la cuenta por cobrar por derechos de emisión de CO_2 relacionados con "nuevos entrantes" plantas;

> la reclasificación a corto plazo de 44 millones de euros de la cuenta por cobrar con respecto al Fondo de Servicios de Energía y Medio Ambiente (anteriormente el Fondo de Igualación de Electricidad), cuyo saldo fue de 296 millones de euros al 31 de diciembre de 2017 (en comparación con 340 millones de euros en 31 de diciembre de 2016), en relación con el reembolso de los costos incurridos con el reemplazo temprano de electromecánica metros;

> la reclasificación a corto plazo de 55 millones de euros de la cuenta por cobrar con respecto al reembolso, prevista por la Autoridad de Electricidad, Gas y Sistema de Agua en Italia con la Resolución no. 157/2012, de los costos incurridos con la terminación del Fondo de Pensiones para Trabajadores Eléctricos por un monto total de € 225 millones al 31 de diciembre de 2017 (€ 280 millones al 31 de diciembre de 2016).

Estas disminuciones fueron parcialmente compensadas por los siguientes incrementos:

> un aumento de € 24 millones en los créditos financieros de EGPNA REP Wind Holdings relacionados con la financiación para el desarrollo de los nuevos parques eólicos por la junta riesgo;

> un aumento de € 34 millones en relación con la cuenta por cobrar que surge de la venta de la participación del 50% en Slovak Power Holding. Este crédito se ha medido a valor razonable, que se determinó con base en la fórmula de precios contenida en los acuerdos con EPH y que toma en cuenta una serie de parámetros, incluida la evolución de la posición financiera neta de Slovenské elektrárne, las tendencias de los precios de la energía en Eslovaquia mercado, los niveles de eficiencia operativa de Slovenské elektrárne sobre la base de los puntos de referencia establecidos en el acuerdo, y el valor empresarial de las unidades Mochovce 3 y 4.

25. Otras Activos no corrientes - *€1,064 millones*

Millones de euros

	Al 31 de Dic., 2017	Al 31 de Dic., 2016	Cambio	
Cuentas por cobrar de operadores del mercado institucional	200	106	94	88.7%
Otros ingresos	864	600	264	44.0%
Total	**1,064**	**706**	**358**	**50.7%**

Las cuentas por cobrar de los operadores institucionales del mercado ascendieron a € 200 millones al 31 de diciembre de 2017, y aumentaron principalmente debido al reconocimiento de ciertos pagos de compensación positiva en el mercado español, tal como se describe en relación con los ingresos.

Al 31 de diciembre de 2017, otras cuentas por cobrar principalmente consideraban impuestos por cobrar por un monto de € 261 millones (€ 301 millones al 31 de diciembre de 2016), depósitos de garantía por € 189 millones (€ 157 millones al cierre de 2016), y las subvenciones no monetarias que se recibirán con respecto a los certificados verdes por un total de € 61 millones (€ 51 millones al 31 de diciembre de 2016).

El cambio del año refleja la consolidación de Enel Distribuição Goiás y, en particular (€ 266 millones), la cuenta por cobrar mantenida por esta empresa de Fundo de Aporte a Enel Distribuição Goiás (FUNAC) creada por el Estado de Goiás para compensar la Empresa brasileña en caso de disputas derivadas de operaciones realizadas antes del proceso de privatización de Electrobras.

26. Inventarios - *€2,722 millones*

Millones de euros

	Al 31 de Dic. 2017	Al 31de Dic. 2016	Cambio	
Materias primas, consumibles y suministros:				
- Combustible	1,215	1,119	96	8.6%
- Materiales, equipo y otros inventarios	1,136	812	324	39.9%
Total	**2,351**	**1,931**	**420**	**21.8%**
Certificados medioambientales:				
- Derechos de emisión de CO_2	287	412	(125)	-30.3%
- certificados verdes	14	7	7	-
- certificados blancos	1	-	1	-
Total	**302**	**419**	**(117)**	**-27.9%**
Edificios disponibles para venta	62	65	(3)	-4.6%
Pagos a cuenta	7	149	(142)	-95.3%
TOTAL	**2,722**	**2,564**	**158**	**6.2%**

Las materias primas, consumibles y suministros, por un importe de 2.351 millones de euros al 31 de diciembre de 2017 (1.931 millones de euros en 2016), consisten en inventarios de combustible para cubrir los requisitos de las empresas de generación y las actividades comerciales, así como los materiales y equipos para la operación, mantenimiento y construcción de plantas y redes de distribución.

El aumento general en los inventarios del año (€ 158 millones) se debió principalmente al aumento en las compras de medidores de segunda generación en la ejecución del plan de Medidor Abierto, así como de los materiales de BT / MV para ser usados en mantenimiento y operaciones

Por el contrario, los derechos de emisión de CO_2 disminuyeron.

La reducción en los pagos a cuenta está relacionada casi por completo con el gas comprado a la cuenta por Enel Trade en 2016 bajo la fórmula take-or-pay, que se utilizó en su totalidad durante 2017.

Los edificios disponibles para la venta están relacionados con las unidades restantes de la cartera de bienes inmuebles del Grupo y son principalmente edificios civiles.

27. Cuentas por cobrar comerciales - *€14,529 millones*

Millones de euros

	Al 31 de Dic. 2017	Al 31de Dic. 2016	Cambio	
Clientes:				
- Venta y transporte de electricidad	11,123	10,488	635	6.1%
- Distribución y venta de gas natural	2,029	1,645	384	23.3%
- Otras actividades	1,234	1,258	(24)	-1.9%
Total de cuentas por cobrar de clientes	**14,386**	**13,391**	**995**	**7.4%**
Cuentas comerciales por cobrar a socios y acuerdos conjuntos	143	115	28	24.3%
TOTAL	**14,529**	**13,506**	**1,023**	**7.6%**

Las cuentas comerciales a cobrar a clientes se reconocen netas de provisiones para cuentas de cobro dudoso, que totalizaron € 2.402 millones al final del año, en comparación con un saldo inicial de € 2.028 millones. Más específicamente, el aumento en el período se debió principalmente al aumento en las cuentas por cobrar reconocidas en Italia por los comerciantes y clientes, así como, en América del Sur, a las mayores cantidades vendidas y transportadas, la consolidación de Enel Distribuição Goiás, y la tasa aumenta reconocido especialmente en Argentina.
Para obtener más detalles sobre las cuentas por cobrar comerciales, consulte la nota 41, "Instrumentos financieros".

28. Otros activos financieros corrientes - *€4,614 million*

Millones de euros

	Al 31 de Dic., 2017	al 31 de Dic., 2016	Cambio	
Activos financieros corrientes incluidos en la deuda neta	4,458	2,924	1,534	52.5%
Otro	156	129	27	20.9%
Total	**4,614**	**3,053**	**1,561**	**51.1%**

28.1 Otros activos financieros corrientes incluidos en la deuda financiera neta - *€4,458 million*

Millones de euros

	Al 31 de Dic., 2017	al 31 de Dic., 2016	Cambio	
Porción a corto plazo de cuentas por cobrar financieras a largo plazo	1,094	767	327	42.6%
Cuentas por cobrar por factoring	42	128	(86)	-67.2%
Valores medidos a FVTPL	-	1	(1)	-
Valores mantenidos hasta su vencimiento	-	-	-	-
Valores disponibles para la venta.	69	35	34	97.1%
Cuentas por cobrar financieras y colateral en efectivo	2,664	1,082	1,582	-
Otro	589	911	(322)	-35.3%
Total	**4,458**	**2.924**	**1,534**	**52.5%**

Los otros activos financieros corrientes incluidos en la deuda financiera neta ascendieron a € 4.458 millones (€ 2.924 millones al 31 de diciembre de 2016). El cambio se refiere principalmente al aumento en las cuentas por cobrar financieras reconocidas por Enel SpA y Enel Finance International tras el aumento de la garantía en efectivo pagada a las contrapartes por los contratos de derivados extrabursátiles sobre tasas de interés y de cambio.
La porción a corto plazo de las cuentas por cobrar financieras a largo plazo aumentó en € 327 millones debido principalmente al aumento de € 269 millones en cuentas por cobrar financieras con respecto al sistema eléctrico español para financiar el déficit de tarifas. Más concretamente, a finales de 2017, el aumento de las cuentas por

cobrar por el déficit extrapeninsular de 304 millones de euros (una posición deudora de 296 millones de euros en 2016) fue parcialmente compensado por la reducción de 35 millones de euros en el déficit peninsular.

Este aumento refleja las diferencias en la forma en que los operadores del sistema cubren el déficit de tasas español a través de los diversos acuerdos periódicos (mensualmente).

La partida residual "otros" informa una disminución de 322 millones de euros en cuentas por cobrar financieras como resultado del cobro de cuentas por cobrar reconocidas en 2016 por EGPNA por ganancias imponibles y relacionadas con la venta de Cimarron Bend y Lindhal.

29. Otras Activos corrientes - *€2,695 millones*

Millones de euros

	Al 31 de Dic. 2017	Al 31de Dic. 2016	Cambio	
Cuentas por cobrar de operadores del mercado institucional	853	1,025	(172)	-16.8%
Anticipos a proveedores	217	188	29	15.4%
Cuentas por cobrar adeudadas por los empleados	20	37	(17)	-45.9%
Cuentas por cobrar adeudadas por otros	872	913	(41)	-4.5%
Deudores fiscales diversos	517	664	(147)	-22.1%
Ingresos de explotación devengados y gastos prepagos	150	146	4	2.7%
Ingresos por contratos de construcción	66	71	(5)	-7.0%
Total	**2,695**	**3,044**	**(349)**	**-11.5%**

Las cuentas por cobrar de los operadores institucionales del mercado incluyen cuentas por cobrar con respecto al sistema italiano por € 575 millones (€ 862 millones al 31 de diciembre de 2016) y el sistema español por € 260 millones (€ 147 millones al 31 de diciembre de 2016)) La reducción en este rubro para el período, reconocida por la compañía italiana que opera en la venta de electricidad en el mercado regulado, es principalmente el resultado de la cobranza de los certificados de garantía en blanco en 2016 y de la cuenta por cobrar derivada de la evaluación de la compensación de compras de energía.

Incluyendo la porción de cuentas por cobrar clasificadas como a largo plazo en el monto de € 200 millones (€ 106 millones en 2016), las cuentas por cobrar de operadores del mercado institucional al 31 de diciembre de 2017 ascendieron a € 1,053 millones (€ 1,131 millones al 31 de diciembre de 2016)), con cuentas por pagar de € 5,029 millones (€ 4,966 millones al 31 de diciembre) 2016).

La reducción de 147 millones de euros en deudores de impuestos diversos se debe a la disminución de las cuentas por cobrar del impuesto al valor agregado, en particular en Italia como resultado del mecanismo de pago dividido introducido en la ley italiana de impuesto.

30. Efectivo y equivalentes de efectivo - *€7,021 millones*

El efectivo y los equivalentes de efectivo, que se detallan en el siguiente cuadro, no están restringidos por ningún gravamen, aparte de los 80 millones de euros esencialmente relacionados con los depósitos comprometidos para garantizar las transacciones realizadas.

Millones de euros

	Al 31 de Dic. 2017	Al 31de Dic. 2016	Cambio	
Depósitos bancarios y de correos	6,486	7,777	(1,291)	-16.6%
Efectivo y equivalentes de efectivo disponibles	343	298	45	15.1%
Otras inversiones líquidas	192	215	(23)	-10.7%
Total	**7,021**	**8,290**	**(1,269)**	**-15.3%**

31. Activos y grupos de disposición clasificados como mantenidos para venta - *€1,970 millones y €1,729 millones*

Los cambios en los activos mantenidos para la venta durante 2017 pueden desglosarse de la siguiente manera:

Millones de euros

	Al 31 de Dic., 2016	Reclasificación de/a activos corrientes y no corrientes.	Eliminaciones y cambios en consolidación	Pérdidas por deterioro	Otros cambios	**Al 31 de Dic., 2017**
Propiedad, planta y equipo	6	1,210	2	-	283	1,501
Activos intangibles	-	90	-	-	(3)	87
Goodwill	-	38	-	-	-	38
Activos por impuestos diferidos	-	98	-	-	11	109
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	-	6	-	-	-	6
Activos financieros no corrientes	5	-	-	-	(5)	-
Otros activos no corrientes	-	3	-	-	(1)	2
Efectivo y equivalentes de efectivo y corriente bienes	-	232	-	-	(5)	227
Total	**11**	**1,677**	**2**	**-**	**280**	1,970

Los cambios en los pasivos en 2017 fueron los siguientes:

Millones de euros

	Al 31de Dic., 2016	Reclasificación De/a activos corrientes y no corrientes	Eliminaciones y cambios en consolidación	Otros cambios	**Al 31 de Dic., 2017**

Préstamos a largo plazo	-	416	-	-	416
Beneficios post-empleo y otros beneficios para empleados	-	-	-	-	-
Provisiones para riesgos y cargos, no corrientes parte	-	-	-	-	-
Pasivos por impuestos diferidos	-	118	-	(5)	113
Pasivos financieros no corrientes	-	-	-	-	-
Otros pasivos no corrientes	-	58	-	-	58
Préstamos de corto plazo	-	980	-	-	980
Otros pasivos financieros corrientes	-	1	-	1	2
Provisiones, porción corriente	-	-	-	-	-
Cuentas por pagar comerciales y otros pasivos corrientes	-	316	-	(156)	160
Total	**-**	**1,889**	**-**	**(160)**	**1,729**

Los activos y pasivos mantenidos para la venta al 31 de diciembre de 2017 ascienden, por lo tanto, a € 1.970 millones y € 1.729 millones, respectivamente, con respecto a:

> ocho empresas de proyectos mexicanos que poseen tres planes operativos y cinco plantas en construcción para las cuales Enel Green Power ha firmado acuerdos para la venta del 80% de su capital social ("Proyecto Kino"). Más específicamente, los activos que caen dentro del alcance de la NIIF 5 son aquellos (incluido el capital de trabajo neto) con respecto a los ocho proyectos y los préstamos obtenidos por el Grupo para construir las plantas;

> las empresas del proyecto asociadas al parque eólico Kafireas, para el que Enel Green Power Hellas ha firmado un acuerdo de empresa conjunta (JVA) con un socio que rige los términos y la gestión del 100% de los proyectos relacionados con ese parque eólico.

32. Patrimonio Neto - *€52,161 millones*

32.1 Patrimonio atribuible a los accionistas de la Matriz - *€34,795 millones*

Capital social - *€10,167 millones*

Al 31 de diciembre de 2017, el capital social de Enel SpA - considerando que al 31 de diciembre de 2016 no existían planes de opciones sobre acciones aprobados (y por lo tanto no se ejercieron opciones) - ascendió a € 10,166,679,946 suscritos y desembolsados íntegramente, representados por el mismo número de acciones ordinarias con un valor nominal de € 1.00 cada una.

Al 31 de diciembre de 2017, con base en el registro de accionistas y los avisos presentados a CONSOB y recibidos por la Compañía de conformidad con el Artículo 120 del Decreto Legislativo 58 de 24 de febrero de 1998, así como otra información disponible, los únicos accionistas con intereses de mayor más del 3% en el capital accionario de la Compañía fueron el Ministerio de Economía y Finanzas (con una participación del 23.585%) y BlackRock Inc. (con una participación del 5,615% al 15 de agosto de 2017 a través de subsidiarias para la gestión de activos).

Otras reservas - *€3,348 millones*

Reserva premium de acciones - *€ 7,489 millones*

De conformidad con el artículo 2431 del Código Civil italiano, la reserva de la prima de emisión contiene, en el caso de la emisión de acciones a un precio superior a la par, la diferencia entre el precio de emisión de las acciones y su valor nominal, incluidos los resultantes de la conversión de cautiverio. La reserva, que es una reserva de capital, no puede distribuirse hasta que la reserva legal haya alcanzado el umbral establecido en el artículo 2430 del Código Civil italiano.

Reserva legal - *€ 2,034 millones*

La reserva legal está formada por la parte de los ingresos netos que, de conformidad con el artículo 2430 del

Código Civil italiano, no puede distribuirse como dividendos.

Otras reservas - € *2,262 millones*

Estos incluyen € 2.215 millones relacionados con la porción restante de los ajustes de valor llevados a cabo cuando Enel se transformó de una entidad pública a una sociedad anónima.

De conformidad con el artículo 47 del Código Uniforme de Impuestos sobre la Renta (*Testo Unico Imposte sul Reddito*), este monto no constituye ingreso imponible cuando se distribuye.

Reserva de conversión de estados financieros en monedas distintas del euro - *€ (2,614) millones*

La disminución en el año, equivalente a € 1.609 millones, se debe a la apreciación neta de la moneda funcional frente a las monedas extranjeras utilizadas por las subsidiarias.

Reserva de medición de instrumentos financieros de cobertura de flujo de efectivo - *€ (1,588) millones*

Esto incluye los cargos netos reconocidos en el patrimonio de la medición de los derivados de cobertura de flujos de efectivo. El efecto impositivo acumulado es igual a € 456 millones.

Reserva de medición de instrumentos financieros disponibles para la venta - *€ (23) millones*

Esto incluye los ingresos netos no realizados de la medición al valor razonable de los activos financieros.

El cambio negativo de € 129 millones en el año se debe principalmente a la venta de la participación del 10% en Bayan Resources. No existe un efecto impositivo acumulativo sobre la reserva a la vista de las normas fiscales en los países en los que se mantienen dichos instrumentos.

Reserva de inversiones de capital contabilizadas utilizando el método de la participación - *€ (5) millones*

La reserva informa la parte de la utilidad integral que se reconocerá directamente en el patrimonio neto de las empresas contabilizadas utilizando el método de la participación. El efecto impositivo acumulativo es igual a € 17 millones.

Reserva de remedición de pasivos netos (activos) de planes de beneficios definidos - *€ (646) millones*

La reserva, que se creó en años anteriores, incluye todas las ganancias y pérdidas actuariales, netas de los efectos impositivos. El cambio es atribuible a la disminución en las pérdidas actuariales netas reconocidas durante el período, principalmente como reflejo de los cambios en la tasa de descuento. El efecto impositivo acumulado es igual a € 94 millones.

Reserva de disposición de participaciones en el patrimonio sin pérdida de control - *€ (2,398) millones*

Este artículo principalmente informa:

> la ganancia publicada en la oferta pública de acciones de Enel Green Power, neta de los gastos asociados con la disposición y los impuestos relacionados;

> la venta de participaciones minoritarias reconocidas como resultado del aumento de capital de Enersis;

> la pérdida de capital, neta de los gastos asociados con la disposición y los impuestos relacionados, de la oferta pública del 21,92% de Endesa;

> los ingresos provenientes de la venta de la participación minoritaria en Enel Green Power North America Renewable Energy Partners;

> los efectos de la fusión en Enel Américas de Endesa Américas y Chilectra Américas;

> la venta a terceros de un interés minoritario sin pérdida de control en Enel Green Power North America Renewable Energy Partners.

Reserva de transacciones en participaciones no controladoras - *€ (1,163) millones*

La reserva informa el monto por el cual el precio de compra en compras a terceros de participaciones adicionales en empresas ya controladas en Sudamérica (generado en años anteriores por la compra de participaciones adicionales en Enel Distribución Rio, Ampla Inversiones e Serviços, Eléctrica Cabo Blanco, Enel Distribución Ceará, Generandes Perú, Enersis, Endesa Latinoamérica y Enel Green Power SpA).

El cambio por el período, equivalente a € 7 millones, se refiere a los ingresos por la compra de una participación no controladora en Enel Distribución Perú.

Ganancias retenidas y pérdidas acumuladas - *€21,280 millones*

La reserva informa ganancias de años anteriores que no se han distribuido o asignado a otras reservas.

El siguiente cuadro muestra los cambios en las ganancias y pérdidas reconocidos directamente en otro resultado integral, incluidos los intereses minoritarios, con el informe específico de los efectos fiscales relacionados.

Millones de euros

	Al 31 de Dic. 2016			Cambio						al 31 de Dic. 2017		
	Total	*Del cual accionistas de Matriz*	*Del cual participaciones no controladoras*	Ganancias/(Pérdidas) reconocidas en patrimonio en el Año	Revelado en estado de resultados	Impuestos	**Total**	*Del cual accionistas de Matriz*	*Del cual participaciones no controladoras*	**Total**	*Del cual accionistas de Matriz*	*Del cual Participaciones no controladoras*
Reserva por conversión de estados financieros en moneda distinta al euro	**(2,903)**	*(988)*	*(1,915)*	(2,519)	-	-	**(2,519)**	*(1,609)*	*(910)*	**(5,422)**	*(2,597)*	*(2,825)*
Reserva de medición de instrumentos Financieros de cobertura de flujo de efectivo	**(1,731)**	*(1,438)*	*(293)*	(1,417)	1,278	67	**(72)**	*(140)*	*68*	**(1,803)**	*(1,578)*	*(225)*
Reserva de medición de instrumentos financieros disponibles para la venta	**105**	*106*	*(1)*	(14)	(118)	3	**(129)**	*(129)*	-	**(24)**	*(23)*	*(1)*
Porción OCI de asociadas contabilizadas Utilizando el método de participación	**(62)**	*(61)*	*(1)*	4	8	(2)	**10**	*7*	*3*	**(52)**	*(54)*	*2*
Remedición de pasivo/ activos netos por Beneficios a empleados	**(927)**	*(724)*	*(203)*	99	-	(25)	**74**	*60*	*14*	**(854)**	*(664)*	*(189)*
Total ganancias/(pérdidas) reconocidas en patrimonio	**(5,518)**	***(3,105)***	***(2,413)***	**(3,847)**	**1,168**	**43**	**(2,636)**	***(1,811)***	***(825)***	**(8,154)**	***(4,916)***	***(3,238)***

32.2 Dividendos

	La cantidad distribuida (millones de Euro)	Dividendo por acción (euro)
Dividendos netos pagados en 2016		
Dividendos para 2015	1,627	0.16
Dividendos a cuenta para 2016 (1)	-	-
Dividendos especiales	-	-
Dividendo total pagado en 2016	**1,627**	**0.16**
Dividendos netos pagados en 2017		-
Dividendos para 2016	1,830	0.18
Dividendos a cuenta para 2017 (2)	-	-
Dividendos especiales	-	-
Dividendo total pagado en 2017	**1,830**	**0.18**

(1) Aprobado por el Consejo de Administración el 10 de noviembre de 2016 y pagado a partir del 25 de enero de 2017 (dividendo a cuenta de € 0,09 por acción por un total de € 915 millones).
(2) Aprobado por el Consejo de Administración el 8 de noviembre de 2017 y pagado a partir del 24 de enero de 2018 (dividendo a cuenta de 0,11 euros por acción por un total de 1.068 millones de euros).

En su reunión del 8 de noviembre de 2017, el Consejo de Administración aprobó la distribución de un dividendo a cuenta de 0,105 euros por acción, por un total de 1.068 millones de euros. Ese dividendo provisorio, bruto de cualquier retención de impuestos, se pagó a partir del 24 de enero de 2018.

Gestión de capital

Los objetivos del Grupo para la gestión del capital incluyen la protección del negocio como una empresa en marcha, la creación de valor para los grupos de interés y el apoyo al desarrollo del Grupo. En particular, el Grupo busca mantener una capitalización adecuada que le permita obtener un rendimiento satisfactorio para los accionistas y garantizar el acceso a fuentes externas de financiamiento, en parte manteniendo una calificación adecuada.

En este contexto, el Grupo administra su estructura de capital y ajusta esa estructura cuando los cambios en las condiciones económicas así lo requieren. No hubo cambios sustantivos en objetivos, políticas o procesos en 2017.

Con este fin, el Grupo monitorea constantemente la evolución del nivel de su deuda en relación con la equidad. La situación al 31 de diciembre de 2017 y 2016 se resume en la siguiente tabla.

Millones de euros

	Al 31 de Dic. 2017	Al 31 de Dic. 2016	Cambio
Posición financiera no corriente	42,439	41,336	1,103
Posición financiera actual neta	(2,585)	(1,162)	(1,423)
Deuda financiera a largo plazo y valores a largo plazo	(2,444)	(2,621)	177
Deuda financiera neta	**37,410**	**37,553**	**(143)**
Patrimonio atribuible a los accionistas de la Matriz	34,795	34,803	(8)
Sin control de intereses	17,366	17,772	(406)
Accionistas	**52,161**	**52,575**	**(414)**
Ratio de capital de la deuda	**0.72**	**0.71**	**-**

Ver nota 39 para un desglose de los elementos individuales en la tabla.

32.3 Participaciones no controladoras - *€17,366 millones*

La siguiente tabla informa la composición de los intereses minoritarios por división.

Millones de euros	**Participaciones no controladoras**		**Ingresos netos atribuibles a participaciones no controladoras**	
	Al 31 de Dic. 17	al 31 de Dic. 2016	**al 31 de Dic. 2017**	al 31 de Dic. 2016
Italia	4	4	-	-
Iberia	6,954	6,957	396	352
América del sur	8,934	9,307	1,020	662
Europa y África Del norte	1,002	1,017	67	99
Norte y Centro América	387	409	60	104
Sub-Saharan África y Asia	85	78	7	1
Total	**17,366**	**17,772**	**1,550**	**1,217**

La disminución en las participaciones no controladoras refleja principalmente los efectos de la tasa de cambio y los dividendos de Sudamérica y Endesa, compensados solo parcialmente por el reconocimiento de la utilidad neta del año.

33. Préstamos

Millones de euros	No Corriente		Corriente	
	Al 31 de Dic. 2017	Al 31de Dic. 2016	**Al 31 de Dic. 2017**	Al 31de Dic. 2016
Préstamos a largo plazo	42,439	41,336	7,000	4,384
préstamos de corto plazo	-	-	1,894	5,372
Total	**42,439**	**41,336**	**8,894**	**9,756**

Para obtener más detalles sobre la naturaleza de los préstamos, consulte la nota 41 "Instrumentos financieros".

34. Beneficios a empleados - *€2,407 millones*

El Grupo ofrece a sus empleados una variedad de beneficios, que incluyen beneficios de compensación diferida, pagos adicionales por haber cumplido los límites de edad o elegibilidad para la pensión de vejez, bonos de lealtad por el logro de hitos de antigüedad, planes de salud y retiro complementario, descuentos en electricidad residencial y beneficios similares. Más específicamente:

> para Italia, el ítem "beneficios de pensión" se refiere a devengos estimados realizados para cubrir beneficios adeudados bajo los esquemas complementarios de jubilación de ejecutivos jubilados y los beneficios debidos al personal bajo ley o contrato en el momento en que se termina la relación laboral. Para las empresas extranjeras, el ítem reporta beneficios post-empleo, de los cuales los más importantes son los planes de pensiones de Endesa en España, que se dividen en tres tipos que difieren según la antigüedad del empleado y la compañía. En general, según el acuerdo marco del 25 de octubre de 2000, los empleados participan en un plan de pensiones de contribución definida específico y, en casos de incapacidad o fallecimiento de empleados en servicio, un plan de beneficios definidos que está cubierto por pólizas de seguro apropiadas. Además, el grupo tiene otros dos planes de afiliación limitada (i) para empleados actuales y retirados de Endesa cubiertos por el convenio colectivo de la industria eléctrica antes de los cambios introducidos con el acuerdo marco mencionado anteriormente y (ii) para empleados de la ex empresa catalana empresas (Fecsa / Enher / HidroEmpordà). Ambos son planes de beneficios definidos y los beneficios están completamente garantizados, con la excepción del antiguo plan de beneficios en caso de fallecimiento de un empleado jubilado. Finalmente, las empresas brasileñas también han establecido un beneficio definido planes;

> el ítem "descuento de electricidad" comprende beneficios relacionados con el suministro de electricidad asociado con compañías extranjeras. Para Italia, ese beneficio, que se otorgó hasta fines de 2015 únicamente a los empleados jubilados, fue unilateral cancelado;

> el ítem "seguro de salud" informa beneficios para empleados actuales o retirados que cubren servicios médicos gastos;

> "Otros beneficios" se refieren principalmente a la bonificación de lealtad, que se adopta en varios países y para Italia está representada por la responsabilidad estimada del beneficio que da derecho a los empleados cubiertos por el acuerdo nacional de negociación colectiva a una bonificación por el logro de los hitos de la antigüedad (25º 35 años de servicio). También incluye otros planes de incentivos, que prevén la adjudicación a determinados gerentes de la compañía de una bonificación monetaria sujeta a especificación condiciones

La siguiente tabla informa los cambios en la obligación por beneficios definidos para beneficios post-empleo y otros beneficios a largo plazo para empleados al 31 de diciembre de 2017 y 31 de diciembre de 2016, respectivamente, así como una conciliación de esa obligación con el pasivo actuarial.

Millones de euros	**2017**					2016				
	Beneficios de pensión	Descuento de electricidad	Seguro de salud	Otros Beneficios	**Total**	Beneficios de pensión	Descuento de electricidad	Seguro de salud	Otros Beneficios	**Total**
CAMBIOS EN OBLIGACIÓN ACTUARIAL										
Obligación actuarial al inicio del año	**2,440**	**847**	**231**	**284**	**3,802**	**2,126**	**729**	**197**	**285**	**3,337**
Costo actual del servicio	17	5	5	47	**74**	14	4	5	50	**73**
Gastos por intereses	118	16	11	7	**152**	108	19	11	7	**145**
Actuarial (ganancias) / pérdidas derivadas de cambios en los supuestos demográficos	2	-	(2)	(1)	**(1)**	2	-	(2)	1	**1**
Actuarial (ganancias) / pérdidas derivadas de cambios en los supuestos financieros	54	30	3	2	**89**	221	97	19	10	**347**
Ajustes de experiencia	(35)	(138)	15	(5)	**(163)**	9	22	(4)	(14)	**13**
Costo de servicio pasado	5	-	-	-	**5**	1	-	1	1	**3**
(Ganancias) / pérdidas derivadas de los asentamientos	-	-	-	-	**-**	2	-	-	-	**2**
Diferencias de cambio	(124)	(1)	(12)	(6)	**(143)**	126	1	14	6	**147**
Contribuciones del empleador	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Contribuciones de los empleados	1	-	-	-	**1**	1	-	-	-	**1**
Beneficios pagados	(226)	(22)	(12)	(79)	**(339)**	(194)	(28)	(14)	(62)	**(298)**
Otros cambios	161	2	14	5	**182**	24	3	4	1	**32**
Pasivos clasificados como mantenidos para la venta	-	-	-	-	**-**	-	-	-	-	-
Obligación actuarial al final del año (A)	**2,413**	**739**	**253**	**254**	**3,659**	**2,440**	**847**	**231**	**284**	**3,802**
CAMBIOS EN ACTIVOS DEL PLAN										
Valor razonable de los activos del plan al comienzo de la año	**1,272**	**-**	**-**	**-**	**1,272**	1,110	**-**	**-**	**-**	**1,110**
Ingresos por intereses	83	-	-	-	**83**	75	-	-	-	**75**
Rendimiento previsto de los activos del plan, excluidos los importes incluidos en ingresos por intereses	53	-	-	-	**53**	40	-	-	-	**40**
Diferencias de cambio	(94)	-	-	-	**(94)**	104	-	-	-	**104**
Contribuciones del empleador	142	22	12	23	**199**	136	28	14	22	**200**
Contribuciones de los empleados	1	-	-	-	**1**	1	-	-	-	**1**
Beneficios pagados	(226)	(22)	(12)	(23)	**(283)**	(194)	(28)	(14)	(22)	**(258)**
Otros pagos	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	-	-	-	-	-
Cambios en el alcance de la consolidación	**86**	**-**	**-**	**-**	**86**					-
Valor razonable de los activos del plan al final del año (B)	**1,317**	**-**	**-**	**-**	**1,317**	**1,272**	**-**	**-**	**-**	**1,272**
EFECTO DEL TECHO ACTIVO										
Techo de activos al inicio del año	**54**	**-**	**-**	**-**	**54**	**57**	**-**	**-**	**-**	**57**
Ingresos por intereses	4	-	-	-	**4**	5	**-**	**-**	**-**	**5**
Cambios en el techo de los activos	16	-	-	-	**16**	(20)	-	-	-	**(20)**
Diferencias de cambio	(9)	-	-	-	**(9)**	13	-	-	-	**13**
Cambios en el alcance de la consolidación	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	-	-	-	-	-
Techo de activos en fin de año (C)	**65**	**-**	**-**	**-**	**65**	**55**	**-**	**-**	**-**	**55**
Responsabilidad neta en el balance general (A-B + C)	**1,161**	**739**	**253**	**254**	**2,407**	**1,223**	**847**	**231**	**284**	**2,585**

Millones de euros

	2017	2016
(Ganancias) / pérdidas cargadas a resultados		
Costo del servicio y costo del servicio pasado	40	34
Gastos netos por intereses	73	78
(Ganancias) / pérdidas derivadas de los asentamientos	-	2
Actuarial (ganancias) / pérdidas en otros beneficios a largo plazo	39	42
Otros cambios	(4)	(4)
Total	**148**	**152**

Millones de euros

	2017	2016
Cambio en (Ganancias)/pérdidas en OCI		
Retorno de los activos del plan sin incluir los importes incluidos en los ingresos por intereses	(53)	(40)
Actuarial (ganancias) / pérdidas en planes de beneficios definidos	(71)	365
Cambios en el techo de los activos excluyendo los importes incluidos en los ingresos por intereses	16	(20)
Otros cambios	9	(9)
Total	**(99)**	**296**

El cambio en el costo reconocido a través de ganancias o pérdidas fue igual a € 4 millones. El impacto en los resultados está, por lo tanto, esencialmente en línea con 2016.

El pasivo reconocido en el balance general al cierre del ejercicio se presenta neto del valor razonable de los activos del plan, que asciende a € 1.317 millones al 31 de diciembre de 2017. Dichos activos, que se encuentran íntegramente en España y Brasil, se desglosan de la siguiente manera:

	2017	2016
Las inversiones cotizadas en mercados activos		
Instrumentos de patrimonio	4%	2%
Valores de renta fija	37%	35%
Propiedad de inversión	5%	5%
Otro	-	1%
Inversiones no cotizadas		
Activos en poder de las empresas de seguros	-	-
Otro	54%	57%
Total	**100%**	**100%**

Los principales supuestos actuariales utilizados para calcular los pasivos con respecto a los beneficios a los empleados y los activos del plan, que son consistentes con los utilizados el año anterior, se establecen en la siguiente tabla.

	Italia	Iberia	América Del sur	Otra	Italia	Iberia	Sur América	Otro
	2017				2016			
Índice de descuento	0.20%-1.50%	0.65%-1.67%	5.00%-9.93%	1.50%-7.18%	0.30%-1.40%	0.64%-1.75%	4.70%-12.31%	1.40%-8.36%
Índice de inflación	1.50%	2.00%	3.00%-4.25%	1.50%-4.22%	1.40%	2.00%	3.00%-6.00%	1.40%-4.84%
Índice de aumento salarial	1.50%-3.50%	2.00%	3.00%-7.38%	3.00%-4.22%	1.40%-3.40%	2.00%	3.00%-9.19%	2.90%-4.84%

Índice de aumento en los costos de atención medica	2.50%	3.20%	3.00%-8.00%	-	2.40%	3.20%	3.50%-9.19%	-
Índice esperado de rendimiento de los activos del plan	-	1.65%	9.72%-9.78%	-	-	1.74%	12.20%-12.31%	-

La siguiente tabla informa el resultado de un análisis de sensibilidad que demuestra los efectos sobre la obligación de beneficio definido de los cambios razonablemente posibles al final del año en los supuestos actuariales utilizados para estimar la obligación.

	Beneficios de pensión	Descuento de Electricidad	Seguro De salud	Otros Beneficios	Beneficios de pensión	Descuento de Electricidad	Seguro de Salud	Otros beneficios
	Al 31 de Dic. 2017				Al 31de Dic. 2016			
Disminución de 0.5% en índice de descuento	155	60	15	4	159	75	12	4
Aumento de 0.5% en índice de descuento	(121)	(55)	(18)	(10)	(136)	(69)	(15)	(10)
Aumento de 0.5% en índice de inflación	(20)	(63)	(14)	(9)	30	74	2	2
Disminución de 0.5% en índice de inflación	47	61	12	1	(20)	(67)	(18)	(10)
Aumento de 0.5% en la remuneración	32	(1)	-	1	8	-	-	1
Aumento de 0.5% en pensiones actualmente pagadas	35	(1)	-	(3)	12	-	-	(3)
Aumento de 1% de los costos de atención médica	-	-	28	-	-	-	20	-
Aumento de 1 año en la esperanza de vida de empleados activos y jubilados	54	25	147	(3)	50	12	5	(3)

El análisis de sensibilidad utilizó un enfoque que extrapola el efecto sobre la obligación de beneficio definido de los cambios razonables en una suposición actuarial individual, dejando sin cambios las otras suposiciones.

Las contribuciones que se espera pagar en los planes de beneficios definidos en el año siguiente ascienden a € 34 millones.

La siguiente tabla informa los pagos de beneficios esperados en los próximos años para los planes de beneficios definidos.

Millones de euros		
	Al 31 de Dic. 2017	Al 31de Dic. 2016
Dentro 1 año	197	204
En 1-2 años	184	186
En 2-5 años	591	589
Más de 5 años	1,030	1,058

35. **Provisiones -** *€6,031 millones*

Millones de euros

	Al 31 de Dic. 2017		Al 31de Dic. 2016	
	No corriente	**Corriente**	No corriente	Corriente
Provisión para litigios, riesgos y otros cargos:				
- desmantelamiento nuclear	538	-	567	-
- retiro, eliminación y restauración del sitio	814	64	754	35
- litigio	861	70	698	36
- certificados ambientales	-	29	-	7
- impuestos y deberes	300	23	290	56
- otro	778	637	770	859
Total	**3,291**	**823**	**3,079**	**993**
Provisión para incentivos de jubilación anticipada	1,530	387	1,902	440
TOTAL	**4,821**	**1,210**	**4,981**	**1,433**

Millones de euros	Al 31 de Dic. 2016	Acumulado	Reversión	Utilización	Anulación de Interés	Cambio en alcance de Consolidación	Ajuste de conversión	Otros	Al 31 de Dic. 2017
Provisión para litigios, riesgos y otros cargos:									
- Desmantelamiento nuclear	567	-	-	-	7	-	-	(36)	538
- Retiro, eliminación y restauración del sitio	789	32	(16)	(41)	12	(11)	(16)	129	878
- Litigio	734	138	(139)	(92)	40	168	(79)	161	931
- Certificados medioambientales	7	29	(4)	(3)	-	-	-	-	29
- Impuestos y deberes	346	60	(28)	(59)	9	2	(4)	(3)	323
- Otros	1,629	374	(274)	(193)	109	58	(57)	(231)	1,415
Total	**4,072**	**633**	**(461)**	**(388)**	**177**	**217**	**(156)**	**20**	**4,114**
Provisión para incentivos de jubilación anticipada	2,342	48	(40)	(422)	5	-	-	(16)	1,917
TOTAL	**6,414**	**681**	**(501)**	**(810)**	**182**	**217**	**(156)**	**4**	**6,031**

Disposición de clausura nuclear

Al 31 de diciembre de 2017, la provisión reflejaba únicamente los costos que incurriría Endesa en el momento del desmantelamiento de plantas nucleares con respecto a Enresa, una empresa pública española responsable de tales actividades de acuerdo con el Decreto Royat 1349/03 y la Ley 24 / 05. La cuantificación de los costos se basa en el contrato estándar entre Enresa y las compañías eléctricas aprobado por el Ministerio de Economía en septiembre de 2001, que regula la jubilación y el cierre de las centrales nucleares. El horizonte temporal previsto, tres años, corresponde al período comprendido entre la finalización de la generación de energía y la transferencia de la gestión de la planta a Enresa (los denominados costos posoperacionales) y tiene en cuenta, entre los diversos supuestos utilizados para estimar el importe, la cantidad prevista de combustible nuclear no utilizado en la fecha de cierre de cada una de las centrales nucleares españolas sobre la base de las disposiciones del acuerdo de concesión.

Retiro de planta no nuclear y provisión de restauración del sitio

La disposición para "retiro de plantas no nucleares y restauración de sitios" representa el valor actual del costo estimado para la jubilación y la eliminación de plantas no nucleares cuando existe una obligación legal o implícita de hacerlo. La provisión se refiere principalmente al Grupo Endesa, Enel Produzione y las compañías en América del Sur.

Disposición de litigios

La disposición sobre "litigios" abarca los pasivos contingentes con respecto a litigios pendientes y otras disputas. Incluye una estimación de la responsabilidad potencial relacionada con disputas que surgieron durante el período, así como estimaciones revisadas de los costos potenciales asociados con disputas iniciadas en períodos anteriores. Las estimaciones se basan en las opiniones de asesores legales internos y externos. El saldo para litigios se refiere principalmente a disputas relacionadas con la calidad del servicio y disputas con empleados, usuarios finales o proveedores de las empresas en España (€ 201 millones), Italia (€ 199 millones) y América del Sur (€ 520 millón).

El aumento en comparación con el año anterior, equivalente a € 197 millones, refleja principalmente el cambio en el alcance de la consolidación con la adquisición de Enel Distribuição Goiás y provisiones para disputas con empleados, parcialmente compensado por reversiones y usos, principalmente en Iberia e Italia.

Provisión para certificados ambientales

La disposición relativa a los "certificados medioambientales" cubre los costos relativos a las deficiencias en los certificados medioambientales necesarios para el cumplimiento de los requisitos de protección medioambiental nacionales o supranacionales y se refiere principalmente a Enel Energia y Enel Produzione.

Provisión para cargas con respecto a impuestos y derechos

La provisión para "cargos con respecto a impuestos y derechos" informa la responsabilidad estimada derivada de disputas tributarias relativas a impuestos directos e indirectos. El saldo de la provisión también incluye la provisión para disputas actuales y potenciales con respecto al impuesto local a la propiedad (ya sea *Imposta Comunale sugli Immobili* ("ICI") o la nueva *Imposta Municipale Unica* ("IMU")) en Italia. El Grupo ha tenido debidamente en cuenta los criterios introducidos con la circular no. 6/2012 de la Agencia de Tierras Públicas (que resolvió cuestiones interpretativas relativas a los métodos de valoración de activos móviles considerados relevantes para el registro de la propiedad, incluidos ciertos activos típicos de plantas de generación, como turbinas) al estimar la responsabilidad por dichos impuestos, tanto para el con el objetivo de cuantificar el riesgo probable asociado con un litigio pendiente y generar una valoración razonable de cargos futuros probables en posiciones que aún no han sido evaluadas por las oficinas de la Agencia de Tierras y los municipios.

Otras provisiones

Las "otras disposiciones" cubren diversos riesgos y cargos, principalmente en relación con disputas regulatorias y disputas con autoridades locales con respecto a diversos aranceles y tarifas u otros cargos.

La disminución de € 214 millones en el año se debe principalmente a la reversión de las disposiciones para el conflicto con la Región de Cerdeña sobre las plantas Tirso 1 y Tirso 2, la reversión de la provisión reconocida por

Enel Trade por onerosas
contratos de suministro de gas natural en España.
Enel Trade por la reversión de la provisión de riesgo reconocida por disputas regulatorias sobre

Provisión para incentivos de jubilación anticipada

La "provisión para incentivos de jubilación anticipada" incluye los cargos estimados relacionados con los acuerdos vinculantes para la terminación voluntaria de contratos de trabajo en respuesta a las necesidades de la organización. La reducción de 425 millones de euros en el año refleja, entre otros factores, los usos para incentivos establecidos en España e Italia en años anteriores.

En Italia, este último se asocia en gran medida con los acuerdos sindicales firmados en septiembre de 2013 y diciembre de 2015, que aplican, para varias empresas en Italia, el mecanismo previsto en el artículo 4, párrafos 1-7 *ter* , de la Ley 92 / 2012 (la Ley Fornero). Este último acuerdo prevé la terminación voluntaria, en Italia, de aproximadamente 6.100 empleados en 2016-2020.

En España, las disposiciones contemplan la expansión, en 2015, del *Acuerdo de Salida Voluntaria* (ASV) introducido en España en 2014. El mecanismo ASV fue acordado en España en relación con el plan de reestructuración y reorganización de Endesa, que prevé la suspensión del contrato de trabajo con renovación anual tácita. Con respecto a ese plan, el 30 de diciembre de 2014, la empresa había firmado un acuerdo con representantes sindicales en el que se comprometía a no ejercer la opción de solicitar el retorno al trabajo en las fechas de renovación anual posteriores para los empleados que participan en el mecanismo.

36. Otras pasivos no corrientes - *€2,003 millones*

Millones de euros

	Al 31 de Dic. 2017	Al 31de Dic. 2016	Cambio	
Gastos operativos acumulados e ingresos diferidos	929	973	(44)	-4.5%
Otros elementos	1,074	883	191	21.6%
Total	**2,003**	**1,856**	**147**	**7.9%**

Al 31 de diciembre de 2017, el ítem se contabilizaba esencialmente por los ingresos por conexiones de electricidad y gas y las subvenciones recibidas con respecto a activos específicos. El aumento en "otras partidas" se debió principalmente a un aumento de una serie de pasivos regulatorios en Argentina y Brasil, por un total de € 113 millones, y la reclasificación de la provisión de incentivo a la jubilación anticipada de los montos a pagar a los empleados que terminaron su empleo en la implementación de las disposiciones del artículo 4 de la Ley 92/2012 (€ 87 millones netos de pagos realizados).

37. Cuentas por pagar comerciales - *€12,671 millones*

El ítem ascendió a € 12,671 millones (€ 12,688 millones en 2016) e incluye cuentas por pagar por suministros de electricidad, combustible, materiales, equipos asociados con licitaciones y otros servicios.

Más específicamente, las cuentas por pagar que vencen en menos de 12 meses ascendieron a € 11.965 millones (€ 12.230 millones en 2016), mientras que las que vencen en más de 12 meses ascendieron a € 706 millones (€ 458 millones en 2016).

38. Otros pasivos financieros corrientes - *€954 millones*

Millones de euros

	Al 31 de Dic. 2017	Al 31de Dic. 2016	Cambio	
Pasivos financieros diferidos	857	842	15	1.8%
Otros elementos	97	422	(325)	-77.0%

Total	**954**	**1,264**	**(310)**	**-24.5%**

La disminución en otros pasivos financieros corrientes refleja principalmente un descenso en el aumento de la deuda financiera (€ 296 millones) como resultado del cambio en el método utilizado para financiar el déficit de tasas en el sistema eléctrico español. Consulte la nota 28.1 en estas notas a los estados financieros para obtener más información.

Los "pasivos financieros diferidos" se refieren a los gastos acumulados en bonos.

39. Posición financiera neta y cuentas por cobrar y valores financieros a largo plazo - *€37,410 millones*

El siguiente cuadro muestra la posición financiera neta y las cuentas por cobrar y valores financieros a largo plazo sobre la base de los elementos del balance general consolidado.

Millones de euros

	Notas	**Al 31 de Dic. 2017**	Al 31de Dic. 2016	Cambio	
Préstamos a largo plazo	41	42,439	41,336	1,103	2.7%
Préstamos de corto plazo	41	1,894	5,372	(3,478)	-64.7%
Otras cuentas por pagar financieras actuales (1)		-	296	(296)	-
Porción actual de préstamos a largo plazo	41	7,000	4,384	2,616	59.7%
Activos financieros no corrientes incluidos en la deuda	24	(2,444)	(2,621)	177	6.8%
Activos financieros actuales incluidos en la deuda	28	(4,458)	(2,924)	(1,534)	52.5%
Efectivo y equivalentes de efectivo	30	(7,021)	(8,290)	1,269	15.3%
Total		**37,410**	**37,553**	**(143)**	**-0.4%**

(1) Incluye las cuentas financieras actuales incluidas en Otros pasivos financieros corrientes.

De acuerdo con las instrucciones de CONSOB del 28 de julio de 2006, la siguiente tabla informa la posición financiera neta al 31 de diciembre de 2017 y al 31 de diciembre de 2016, conciliada con la deuda financiera neta como se establece en los métodos de presentación del Grupo Enel.

Millones de euros

	Al 31 de Dic. 2017	**Al 31de Dic. 2016**	Cambio	
Efectivo y equivalentes de efectivo disponibles	343	298	45	15.1%
Depósitos bancarios y de correos	6,486	7,777	(1,291)	-16.6%
Otras inversiones de liquidez	192	215	(23)	-10.7%
Valores	69	36	33	91.7%
Liquidez	**7,090**	**8,326**	**(1,236)**	**-14.8%**
Cuentas por cobrar financieras a corto plazo	3,253	1,993	1,260	63.2%
Factorizar cuentas por cobrar	42	128	(86)	-67.2%
Porción a corto plazo de cuentas por cobrar financieras a largo plazo	1,094	767	327	42.6%
Créditos financieros actuales	**4,389**	**2,888**	**1,501**	**52.0%**
Deuda bancaria a corto plazo	(249)	(909)	660	-72.6%
Papel comercial	(889)	(3,059)	2,170	-70.9%
Porción a corto plazo de la deuda bancaria a largo plazo	(1,346)	(749)	(597)	-79.7%
Bonos emitidos (porción a corto plazo)	(5,429)	(3,446)	(1,983)	-57.5%
Otros préstamos (porción a corto plazo)	(225)	(189)	(36)	-19.0%
Otras cuentas por pagar financieras a corto plazo (1)	(756)	(1,700)	944	-55.5%
Deuda financiera total a corto plazo	**(8,894)**	**(10,052)**	**1,158**	**11.5%**

Posición financiera neta a corto plazo	**2,585**	**1,162**	**1,423**	**-**
Deuda a bancos y entidades financieras	(8,310)	(7,446)	(864)	-11.6%
Cautiverio	(32,285)	(32,401)	116	0.4%
Otros préstamos	(1,844)	(1,489)	(355)	-23.8%
Posición financiera a largo plazo	**(42,439)**	**(41,336)**	**(1,103)**	**-2.7%**
POSICIÓN FINANCIERA NETA según las instrucciones CONSOB	**(39,854)**	**(40,174)**	**320**	**0.8%**
Cuentas por cobrar y valores financieros a largo plazo	**2,444**	**2,621**	**(177)**	**-6.8%**
DEUDA FINANCIERA NETA	**(37,410)**	**(37,553)**	**143**	**0.4%**

(1) Incluye las cuentas financieras actuales incluidas en Otros pasivos financieros corrientes.

40. Otras pasivos corrientes - *€12,462 millones*

Millones de euros

	Al 31 de Dic. 2017	Al 31de Dic. 2016	Cambio	
Cuentas por pagar de clientes	1,824	1,785	39	2.2%
Cuentas por pagar de operadores institucionales del mercado	4,765	4,617	148	3.2%
Cuentas por pagar de empleados	422	436	(14)	-3.2%
Otros impuestos a pagar	1,323	1,071	252	23.5%
Cuentas por pagar de instituciones de seguridad social	218	215	3	1.4%
Consideración contingente	56	85	(29)	-34.1%
Cuentas por pagar por opciones de venta otorgadas a accionistas minoritarios	1	403	(402)	-
Gastos corrientes acumulados e ingresos diferidos	302	325	(23)	-7.1%
Cuentas por pagar por la adquisición de inversiones de capital	-	-	-	-
Pasivo por contratos de construcción	364	358	6	1.7%
Cuentas por pagar por dividendos	1,541	1,410	131	9.3%
Otro	1,646	1,436	210	14.6%
Total	**12,462**	**12,141**	**321**	**2.6%**

Las cuentas por pagar de los clientes incluyen € 984 millones (€ 1,038 millones al 31 de diciembre de 2016) en depósitos de garantía relacionados con montos recibidos de clientes en Italia como parte de los contratos de suministro de electricidad y gas. Después de la finalización del contrato, los depósitos para ventas de electricidad, cuyo uso no está restringido de ninguna manera, se clasifican como pasivos corrientes dado que la Compañía no tiene un derecho incondicional a diferir el pago más allá de 12 meses.

Los "deudores por operadores institucionales del mercado" incluyen las cuentas por pagar derivadas de la aplicación de mecanismos de igualación a las compras de electricidad en el mercado italiano por € 3.042 millones (€ 3.069 millones al 31 de diciembre de 2016) y en el mercado español por € 1.399 millones (€ 1,285 millones al 31 de diciembre de 2016) y en el mercado sudamericano por € 324 millones (€ 263 millones al 31 de diciembre de 2016).

La "contraprestación contingente" se refiere a una cantidad de participadas poseídas principalmente por Enel Green Power Brasile cuyo valor razonable se determinó sobre la base de los términos y condiciones de los acuerdos contractuales entre las partes.

El ítem "cuentas por pagar por opciones de venta otorgadas a accionistas minoritarios" se redujo a casi cero al 31 de diciembre de 2017, con 401 millones de euros atribuibles al pasivo por la opción de venta del 13.6% de Enel Distributie Muntenia y Enel Energie Muntenia, que fue pagado en 2017.

41. Instrumentos financieros

Esta nota proporciona revelaciones necesarias para que los usuarios evalúen la importancia de los instrumentos financieros para la posición financiera y el desempeño de la Compañía.

41.1 Activos financieras por categoría

La siguiente tabla informa el valor en libros de cada categoría de activo financiero previsto en la NIC 39, desglosado en activos financieros corrientes y no corrientes, mostrando los derivados de cobertura y derivados medidos a valor razonable con cambios en resultados por separado.

Millones de euros		No Corriente		Corriente	
	Notas	**Al 31de Dic. 2017**	Al 31de Dic. 2016	**Al 31de Dic. 2017**	Al 31de Dic.2016
Préstamos y cuentas por cobrar	41.1.1	**2,062**	**2,181**	**25,939**	**24,684**
Activos financieros disponible para venta	41.1.2	**1,916**	**1,658**	**85**	**35**
Activos financieras mantenidos hasta su vencimiento	41.1.3	**-**	**-**	**-**	**-**
Activos financieras en valor razonable con cambios en resultados					
Activos financieras designados en el reconocimiento inicial (opción de valor razonable)	41.1.4	-	-	-	-
Activos financieros derivados en FVTPL	41.1.4	17	21	1,982	3,027
Total activos financieros a valor razonable con cambios en resultados		**17**	**21**	**1,982**	**3,028**
Activos financieros derivados designados como instrumentos de cobertura					
Derivados de cobertura de valor razonables	41.1.5	23	36	-	1
Derivados de cobertura de flujo de efectivo	41.1.5	662	1,552	327	917
Total de activos financieros derivados designados como cobertura instrumentos		**685**	**1,588**	**327**	**918**
TOTAL		**4,680**	**5,448**	**28,333**	**28,665**

Para obtener más información sobre la medición del valor razonable, consulte la nota 45 "Activos medidos al valor razonable".

41.1.1 Préstamos y cuentas por cobrar

La siguiente tabla muestra los préstamos y las cuentas por cobrar por naturaleza, desglosados en activos financieros corrientes y no corrientes.

Millones de euros	No Corriente			Corriente		
	Notas	**Al 31 de Dic. 2017**	Al 31de Dic. 2016	Notas	**Al 31 de dic. 2017**	Al 31de Dic. 2016
Efectivo y equivalentes de dinero efectivo		-	-	30	7,021	8,290
Cuentas por cobrar comerciales	27	-	-	27	14,529	13,506
Porción corriente de cuentas por cobrar financieras a largo plazo		-	-	28.1	1,094	767
Cuentas por cobrar por factoring		-	-	28.1	42	128
Depósitos en garantía		-	-	28.1	2,664	1,082
Otras cuentas por cobrar financieras	24.1	2,062	2,181	28.1	589	911
Total		**2,062**	**2,181**		**25,939**	**24,684**

Los créditos por ventas de clientes al 31 de diciembre de 2017 ascienden a € 14.529 millones (€ 13.506 millones al 31 de diciembre de 2016) y se reconocen netos de provisiones por pérdidas por deterioro, que ascendieron a € 2.402 millones al cierre del ejercicio, en comparación con el saldo de apertura de 2.028 millones de euros.

La tabla a continuación muestra las pérdidas por deterioro de cuentas comerciales por cobrar.

Millones de euros		
Cuentas por cobrar comerciales	**Al 31 de Dic. 2017**	Al 31de Dic. 2016
Valor bruto	16,931	15,534
Asignaciones por deterioro	(2,402)	(2,028)
Valor neto	**14,529**	**13,506**

La tabla a continuación muestra los cambios en estas asignaciones durante el año.

Millones de euros	
Saldo inicial al 1 de enero de 2016	**2,085**
Cargo por el año	873
Utilizado	(548)
Cantidades no utilizadas invertidas	(151)
Otros cambios	(231)
Saldo de cierre al 31 de diciembre de 2016	**2,028**
Saldo inicial al 1 de enero de 2017	**2,028**
Cargo por el año	1,204
Utilizado	(601)
Cantidades no utilizadas invertidas	(310)
Otros cambios	81
Saldo de cierre al 31 de diciembre de 2017	**2,402**

La nota 42 "Gestión de riesgos" proporciona información adicional sobre el vencimiento de los créditos vencidos pero no deteriorados.

41.1.2 Activos financieros disponibles para la venta

La siguiente tabla muestra los activos financieros disponibles para la venta por naturaleza, desglosados en activos financieros corrientes y no corrientes

Millones de euros	No Corriente			Corriente		
	Notas	**Al 31 de Dic. 2017**	Al 31de Dic. 2016	Notas	Al 31de Dic. 2016	**Al 31 de Dic. 2017**
Inversiones de capital en otras compañías	24	58	196	24	-	-
Valores disponibles para la venta	24.1	382	440	28.1	69	35
Acuerdos de concesión de servicios	24	1,476	1,022		16	-
Total		**1,916**	**1,658**		**85**	**35**

Cambios en las Activos financieros disponibles para venta

Millones de euros	No Corriente	Corriente
Saldo inicial al 1 de enero de 2017	**1,658**	35
Aumentos	-	-
Disminuciones	(1)	-
Cambios en valor razonable con cambios en OCI	-	-
Reclasificaciones	215	13
Otros cambios	44	37
Saldo final al 31 de diciembre de 2017	**1,916**	**85**

41.1.3 Activos financieros mantenidos hasta su vencimiento

No hubo activos financieros mantenidos hasta su vencimiento.

41.1.4 Activos financieros a valor razonable con cambios en resultados

La siguiente tabla muestra los activos financieros a valor razonable a través de utilidad o pérdida por naturaleza, desglosados en activos financieros corrientes y no corrientes.

Millones de euros	No Corriente			Corriente		
	Notas	**Al 31de Dic. 2017**	Al 31 de Dic. 2016	Notas	**Al 31 de Dic. 2017**	Al 31de Dic. 2016
Derivados a FVTPL	41.5	**-**	**21** 41.4		**-**	**3,027**
Valores mantenidos para negociar		-	24.1		-	1
Inversiones financieras en fondos	41.1.4	-	-		-	-
Total activos financieros designados en el reconocimiento inicial (opción de valor razonable)		**-**	**-**		**-**	**-**
TOTAL		**-**	**21**		**-**	**3,028**

41.1.5 Activos financieras derivados designados como instrumentos de cobertura

Para obtener más información sobre los activos financieros derivados, consulte la nota 44 "Derivados y contabilidad de cobertura"

41.2 Pasivos financieros por categoría

La siguiente tabla muestra el valor en libros para cada categoría de pasivos financieros previstos en la NIC 39, desglosado en pasivos financieros corrientes y no corrientes, que muestra los derivados de cobertura y derivados medidos al valor razonable con cambios en resultados por separado.

Los millones de euros	Nota	No Corriente		Corriente	
		Al 31de Dic. 2017	Al 31de Dic. 2016	**Al 31de Dic. 2017**	Al 31de Dic. 2016
Pasivos financieros medidos al costo amortizado	41.2.1	**42,439**	**41,336**	**21,565**	**22,444**
Pasivos financieros a valor razonable con cambios en resultados					
Pasivos financieros derivados en FVTPL	41.4	21	22	1,980	3,016
Pasivos financieros totales al valor razonable con cambios en resultados		**21**	**22**	**1,980**	**3,016**
Pasivos financieros derivados designados como instrumentos de cobertura					
Derivados de cobertura de valor razonable	41,4	7	15	6	1
Derivados de cobertura de flujo de efectivo	41,4	2,970	2,495	274	305
Pasivos financieros derivados totales designados como instrumentos de cobertura		**2,977**	**2,510**	**280**	**306**
TOTAL		**45,437**	**43,968**	**23,825**	**25,766**

Para obtener más información sobre la medición del valor razonable, consulte la nota 46 "Pasivos medidos a valor razonable".

41.2.1 Pasivos financieros medidos al costo amortizado

La siguiente tabla muestra los pasivos financieros a costo amortizado por naturaleza, desglosados en pasivos financieros corrientes y no corrientes.

Millones de euros		No corriente			Corriente	
	Nota	**Al 31 de Dic. 2017**	Al 31de Dic. 2016	Note	**Al 31de Dic. 2017**	Al 31de Dic. 2016
Préstamos a largo plazo	41,3	42,439	41,336	41,3	7,000	4,384
Préstamos a corto plazo		-	-	41,3	1,894	5,372
Cuentas por pagar comerciales	37	-	-	37	12,671	12,688
Total		**42,439**	**41,336**		**21,565**	**22,444**

41.3 Préstamos

41.3.1 Préstamos a largo plazo (incluyendo la porción corriente) - *€49,439 millones*

La siguiente tabla informa el valor en libros y el valor razonable para cada categoría de deuda, incluida la parte vencida dentro de los 12 meses. Para instrumentos de deuda cotizados, el valor razonable está dado por precios oficiales, mientras que para instrumentos de deuda no cotizados, el valor razonable se determina usando técnicas de valuación apropiadas para cada categoría de instrumento financiero y los datos de mercado asociados para la fecha de presentación, incluyendo los márgenes crediticios de Enel Spa.

La tabla informa la situación de los préstamos a largo plazo y los calendarios de amortización al 31 de diciembre de 2017, desglosados por tipo de préstamo y tasa de interés

Millones de euros	Valor nominal	Llevando Cantidad	Porción Corriente	Porción no Corriente	Valor razonable	Valor Nominal	Valor en libros	Porción Corriente	Porción no Corriente	Valor razonable	Cambios en Valor en libros
	Al 31 de Dic. 2017					Al 31de Dic. 2016					
Bonos:											
- Tasa fija cotizada	25,862	25,275	4,679	20,596	29,561	26,426	25,770	1,583	24,187	30,332	(495)
- Tasa variable cotizada	2,942	2,926	684	2,242	3,201	3,338	3,320	376	2,944	3,673	(394)
- Tasa fija no cotizada	8,532	8,458	-	8,458	9,257	5,660	5,619	1,422	4,197	6,240	2,839
- Tasa variable no cotizada ,	1,055	1,055	66	989	1,051	1,138	1,138	65	1,073	1,132	(83)
Total de bonos	**38,391**	**37,714**	**5,429**	**32,285**	**43,070**	**36,562**	**35,847**	**3,446**	**32,401**	**41,377**	**1,867**
Préstamos bancarios:											
- tasa fija	1,545	1,533	293	1,240	4,155	1,283	1,278	152	1,126	1,372	255
- Tasa variable	8,146	8,116	1,053	7,063	8,445	6,951	6,902	597	6,305	7,187	1,214
- Uso de líneas de crédito rotativo	8	7	-	7	7	15	15	-	15	15	(8)
Total préstamos bancarios	**9,699**	**9,656**	**1,346**	**8,310**	**12,607**	**8,249**	**8,195**	**749**	**7,446**	**8,574**	**1,461**
Préstamos no bancarios:											
- Tipo de interés fijo	1,884	1,865	198	1,667	2,149	1,549	1,548	159	1,389	1,565	317
- Tipo de interés variable	223	204	27	177	231	130	130	30	100	138	74
Total de préstamos no bancarios	**2,107**	**2,069**	**225**	**1,844**	**2,380**	**1,679**	**1,678**	**189**	**1,489**	**1,703**	**391**
Total de préstamos a tasa fija	**37,823**	**37,131**	**5,170**	**31,961**	**45,122**	**34,918**	**34,215**	**3,316**	**30,899**	**39,509**	**2,916**
Total de préstamos a tasa variable	**12,374**	**12,308**	**1,830**	**10,478**	**12,935**	**11,572**	**11,505**	**1,068**	**10,437**	**12,145**	**803**
TOTAL	**50,197**	**49,439**	**7,000**	**42,439**	**58,057**	**46,490**	**45,720**	**4,384**	**41,336**	**51,654**	**3,719**

El saldo de los bonos se informa neta de € 860 millones con respecto a la tasa variable no cotizada "Serie especial de bonos reservados para empleados 1994-2019", que la Compañía matriz mantiene en cartera

La siguiente tabla informa la deuda financiera a largo plazo por moneda y tasa de interés

Deuda financiera a largo plazo por moneda y índice de interés

Millones de euros	Valor en libros	Valor Nominal	Valor en libros	valor Nominal	tasa de interés nominal promedio actual	Tasa de interés efectiva actual
	Al 31 de Dic. 2017		Al 31de Dic. 2016		**Al 31 de Dic. 2017**	
Euro	**25,925**	**26,449**	**25,546**	**26,127**	**3.4%**	**3.8%**
dólar estadounidense	13,521	13,658	9,879	9,978	4.9%	5.0%
Libra esterlina	4,786	4,835	4,955	5,011	6.1%	6.2%
Peso colombiano	1,618	1,618	1,872	1,872	8.3%	8.3%
Real brasileño	1,201	1,230	1,088	1,098	9.5%	9.6%
Franco suizo	687	688	539	540	2.4%	2.4%
Peso chileno / UF	465	475	490	501	7.1%	7.2%
Sol peruano	385	385	437	437	6.3%	6.3%
Rublo ruso	245	245	295	295	10.6%	10.6%
yen japonés	233	233	255	255	2.4%	2.5%
Otras monedas	373	381	364	376		
Total de monedas distintas al euro	**23,514**	**23,748**	**20,174**	**20,363**		
TOTAL	**49,439**	**50,197**	**45,720**	**46,490**		

La deuda financiera a largo plazo denominada en monedas distintas del euro aumentó en 3.340 millones de euros. El cambio es en gran parte atribuible a nuevos préstamos en dólares estadounidenses por parte de Enel Finance International.

Cambio en el valor nominal de deuda de plazo largo

Millones de euros	Valor Nominal	Reembolsos	Cambio en bonos propios	Cambios en alcance de consolidación	Oferta de intercambio	Nuevo financia miento	Diferencias de tipo de cambio	Reclasificación De/a Activos/(pasivos) mantenidos para la venta	Valor nominal
	Al 31de Dic. 2016								**Al 31 de Dic. 2017**
Bonos	36,562	(4,878)	(19)	-	-	8,992	(1,850)	(416)	38,391
Préstamos	9,928	(1,357)	-	230	-	3,292	(287)	-	11,806
Total deuda financiera	**46,490**	**(6,235)**	**(19)**	**230**	**-**	**12,284**	**(2,137)**	**(416)**	**50,197**

En comparación con el 31 de diciembre de 2016, el valor nominal de la deuda a largo plazo al 31 de diciembre de 2017 aumentó en € 3.707 millones, el efecto neto de € 12.284 millones en nuevos préstamos y € 230 millones del cambio en el alcance de la consolidación, en parte compensado por amortizaciones de € 6.235 millones y diferencias de cambio de € 2.137 millones, así como la reclasificación a "activos / pasivos mantenidos para la venta" de la deuda asociada con las empresas del proyecto mexicano (el "Proyecto Kino"). El cambio en el alcance del principal de consolidación refleja el aumento en la deuda luego de la adquisición en febrero de 2017 de la distribuidora brasileña Enel Distribuição Goiás, parcialmente compensada por la disminución en la deuda asociada a la disposición en noviembre de 2017 del Río Caney y el viento de Rocky Ridge granjas en los Estados Unidos.

Los principales reembolsos en 2017 afectaron a los bonos por un monto de € 4.878 millones y los préstamos por un total de € 1.357 millones.

Más específicamente, los principales bonos con vencimiento en 2017 incluyen:

> un bono a tasa fija (€ 909 millones) emitido por Enel SpA, con vencimiento en junio de 2017;

> un bono a tasa fija (€ 637 millones) emitido por Enel Finance International, con vencimiento en julio de 2017;

> un bono a tasa fija en dólares estadounidenses (el equivalente a € 1.254 millones) emitido por Enel Finance International, con vencimiento en septiembre de 2017;

> bonos (el equivalente a € 479 millones) emitidos por una serie de empresas de América del Sur, con vencimiento en 2017.

Además, en agosto de 2017 Enel Finance International recompró bonos que había emitido en dólares estadounidenses con vencimiento original en octubre de 2019. La transacción fue parte de la estrategia para optimizar la estructura de los pasivos del Grupo Enel.

Los principales reembolsos de los préstamos en el año incluyen los siguientes:

> 224 millones de euros con respecto a los préstamos subvencionados de e-distribuzione y Enel Produzione;

> 123 millones de euros en concepto de préstamos bancarios de Endesa, de los cuales 13 millones de euros en préstamos subvencionados;

> 131 millones de euros en préstamos bancarios de Enel Green Power SpA, de los cuales 40 millones en préstamos subvencionados;

> el equivalente a 57 millones de euros en préstamos bancarios de Enel Rusia, de los cuales 12 millones en préstamos subvencionados;

> el equivalente a € 107 millones en préstamos de Enel Green Power North America;

> el equivalente a € 467 millones con respecto a préstamos de empresas en América del Sur.

El principal nuevo endeudamiento llevado a cabo en 2017 implicó bonos por un monto de € 8,992 millones y préstamos por € 3,292 millones.

El siguiente cuadro muestra las principales características de las transacciones financieras realizadas en 2017:

	Emisor/Prestatario	Fecha de emisión/ concesión	Importe En millones De euros	Moneda	Tasa de interés	Tipo de tasa de interés	Vencimiento
Bonos:							

	Enel Financia Internacional	16/01/2017	1,250	€	1.14%	Índice fijo	16/09/2024
	Enel Financia Internacional	03/03/2017	192	CHF	0.55%	Índice fijo	03/09/2024
	Enel Financia Internacional	25/05/2017	1,668	USD	2.88%	Índice fijo	25/05/2022
	Enel Financia Internacional	25/05/2017	1,668	USD	3.62%	Índice fijo	25/05/2027
	Enel Financia Internacional	25/05/2017	834	USD	4.75%	Índice fijo	25/05/2047
	Enel Financia Internacional	06/10/2017	1,042	USD	2.75%	Índice fijo	06/04/2023
	Enel Financia Internacional	06/10/2017	1,042	USD	3.50%	Índice fijo	06/04/2028
	Enel Financia Internacional	06/10/2017	417	USD	4.75%	Índice fijo	25/05/2047
	Enel Distribución Rio	15/12/2017	149	BRL	CDI + 1,14%	Índice variable	15/12/2020
	Enel Distribución Ceará	15/12/2017	87	BRL	CDI + 0.80%	Índice variable	15/12/2022
Bonos totales			**8,349**				
Préstamos bancarios:							
	EnSpA	27/04/2017	150	€	Euribor 3M + 37.5 bps	Índice variable	27/04/2020
	EnSpA	15/06/2017	450	€	Euribor 6M+ 33.5 bps	Índice variable	15/07/2020
	EnSpA	10/07/2017	200	€	Euribor 6M + 20 bps	Índice variable	26/06/2021
	EnSpA	10/07/2017	189	USD	Libor 3M+ 71.8 bps	Índice variable	12/07/2021
	Endesa	18/01/2017	150	€	Euribor 6M + 38 bps	Índice variable	18/01/2029
	Endesa	20/02/2017	150	€	Euribor 6M + 39 bps	Índice variable	20/02/2029
	Volta Grande	09/11/2017	211	USD	3.19%	Índice fijo	08/11/2019
Total préstamos bacarios			**1,500**				

Durante 2017, Enel SpA y Enel Finance International acordaron una línea de crédito renovable de € 10 mil millones con un grupo de bancos con vencimiento en diciembre de 2022. La instalación, que reemplaza una línea de crédito existente de € 9,44 mil millones renegociada en 2015 con un vencimiento de cinco años, no desembolsado al 31 de diciembre de 2017.

Los principales pasivos financieros a largo plazo del Grupo se rigen por cláusulas comúnmente adoptadas en la práctica comercial internacional. Estos pasivos se refieren principalmente a las emisiones de bonos realizadas en el marco del programa Global / Euro Medium-Term Notes, emisiones de bonos híbridos no convertibles subordinados (denominados "bonos híbridos") y préstamos otorgados por bancos y otras instituciones financieras (incluido el Banco Europeo de Inversiones y Cassa Depositi e Prestiti SpA).

Los principales compromisos con respecto a las emisiones de bonos llevadas a cabo en el marco del programa Global / Euro Medium-Term Notes de (i) Enel y Enel Finance International NV (incluidos los bonos verdes de Enel Finance International NV garantizados por Enel SpA, que se utilizan para financiar los llamados proyectos verdes elegibles del Grupo) y de (ii) Endesa Capital SA e International Endesa BV, se pueden resumir de la siguiente manera:

> Cláusulas de compromisos negativos en las que el emisor y el garante no podrán establecer o mantener hipotecas, gravámenes u otras cargas sobre la totalidad o parte de sus activos o ingresos para asegurar ciertos pasivos financieros, a menos que los mismos gravámenes se extienden por igual o proporcional a los bonos en cuestión;

> cláusulas pari passu, según las cuales los bonos y los valores asociados constituyen una obligación directa, incondicional y no garantizada del emisor y el garante y se emiten sin derechos preferenciales entre ellos y tienen al menos la misma antigüedad que otros presentes y futuros no subordinados y no garantizados bonos del emisor y el garante;

> cláusulas de incumplimiento cruzado, según las cuales la aparición de un evento predeterminado respecto de un pasivo financiero específico (por encima de un nivel umbral) del emisor, el garante o, en algunos casos, subsidiarias "significativas" constituye un incumplimiento en relación con el responsabilidades en cuestión, que se convierten inmediatamente reembolsable.

En 2017, Enel Finance International NV emitió una serie de bonos en el mercado estadounidense con garantías de Enel. Sus principales convenios son los mismos que para los bonos emitidos en virtud del programa Euro Medium-Term Notes.

Los principales convenios que cubren los bonos híbridos de Enel se pueden resumir de la siguiente manera:

> cláusulas de subordinación, en virtud de las cuales cada enlace híbrido está subordinado a todos los demás bonos emitidos por la empresa y tiene la misma antigüedad que todos los demás instrumentos financieros híbridos emitidos, siendo sénior solo para instrumentos de patrimonio;

> prohibición de fusiones con otras empresas, venta o arrendamiento de la totalidad o una parte sustancial de los activos de la empresa a otra empresa, a menos que este último tenga éxito en todas las obligaciones del emisor.

Los principales compromisos previstos en los contratos de préstamo de Enel y Enel Finance International NV y las demás empresas del Grupo se pueden resumir de la siguiente manera:

> cláusulas de compromiso negativo, según las cuales el prestatario y, en algunos casos, el garante están sujetos a limitaciones en el establecimiento de hipotecas, gravámenes u otros gravámenes sobre la totalidad o parte de sus respectivos activos, con la excepción de gravámenes expresamente permitidos;

> cláusulas de disposición, en virtud de las cuales el prestatario y, en algunos casos, el garante no pueden disponer de sus activos u operaciones, con la excepción de las disposiciones expresamente permitidas;

> cláusulas pari passu, según las cuales las empresas de pago del prestatario tienen la misma antigüedad que sus otras obligaciones de pago no subordinadas y no garantizadas;

> cláusulas de cambio de control, en virtud de las cuales el prestatario y, en algunos casos, el garante podrían verse obligados a renegociar los términos y condiciones del financiamiento o hacer el reembolso anticipado obligatorio de los préstamos otorgados;

> cláusulas de calificación, que prevén que el prestatario o el garante mantengan su calificación por encima de un cierto nivel especificado;

> cláusulas de incumplimiento cruzado, según las cuales la ocurrencia de un evento predeterminado con respecto a un pasivo financiero específico (por encima de un nivel umbral) del emisor o, en algunos casos, el garante constituye un incumplimiento con respecto a los pasivos en cuestión, que convertirse de inmediato reembolsable.

En algunos casos, los convenios también son vinculantes para las empresas o subsidiarias significativas de las partes obligadas.

Todos los préstamos financieros considerados especifican "eventos de incumplimiento" típicos de la práctica comercial internacional, tales como, por ejemplo, insolvencia, procedimientos de bancarrota o la entidad deja de cotizar.

Además, las garantías emitidas por Enel en interés de e-distribuzione SpA para determinados préstamos a e-distribuzione SpA de Cassa Depositi e Prestiti SpA requieren que al final de cada período de medición de seis meses la deuda financiera neta consolidada de Enel no EBITDA consolidado anual de 4.5 veces.

Finalmente, la deuda de Enel Américas SA y las demás subsidiarias sudamericanas (especialmente Enel Generación Chile SA) contiene cláusulas y eventos de incumplimiento típicos de la práctica comercial internacional.

La siguiente tabla informa el impacto en la deuda bruta a largo plazo de las coberturas establecidas para mitigar el riesgo cambiario.

Cobertura de deuda financiera a largo plazo por moneda

Millones de euros	Al 31 de Dic. 2017						Al 31de Dic. 2016					
	Estructura inicial de deuda			**Impacto de cobertura**	**Estructura de deuda después de que cobertura**		**Estructura inicial de deuda**			**Impacto de cobertura.**	**Estructura de deuda después de cobertura**	
	Valor en libros	Valor nominal	%				Valor en libros	Valor nominal	%			
Euro	**25,925**	**26,449**	**52.7%**	**15,144**	**41,593**	**82.9%**	**25,546**	**26,127**	**56.2%**	**12,220**	**38,347**	**82.5%**
Dólar estadounidense	13,521	13,658	27.2%	(10,577)	3,081	6.1%	9,879	9,978	21.5%	(6,889)	3,089	6.6%
Libra esterlina	4,786	4,835	9.6%	(4,835)	-	-	4,955	5,011	10.8%	(5,011)	-	-
Peso colombiano	1,618	1,618	3.2%	29	1,647	3.3%	1,872	1,872	4.0%	-	1,872	4.0%
Real brasileño	1,201	1,230	2.5%	977	2,207	4.4%	1,088	1,098	2.4%	276	1,374	3.0%
Franco suizo	687	688	1.4%	(688)	-	-	539	540	1.2%	(540)	-	-
Peso chileno / UF	465	475	0.9%	-	475	0.9%	490	501	1.1%	-	501	1.1%
Sol peruano	385	385	0.8%	-	385	0.8%	437	437	0.9%	-	437	0.9%
Rublo ruso	245	245	0.5%	100	345	0.7%	295	295	0.6%	112	407	0.9%
yen japonés	233	233	0.5%	(233)	-	-	255	255	0.5%	(255)	-	-
Otras monedas	373	381	0.7%	83	464	0.9%	364	376	0.8%	87	463	1.0%
Total de monedas distintas al euro	**23,514**	**23,748**	**47.3%**	**(15,144)**	**8,604**	**17.1%**	**20,174**	**20,363**	**43.8%**	**(12,220)**	**8,143**	**17.5%**
TOTAL	**49,439**	**50,197**	**100.0%**	**-**	**50,197**	**100.0%**	**45,720**	**46,490**	**100.0%**	**-**	**46,490**	**100.0%**

El monto de la deuda a tasa variable que no está cubierta contra el riesgo de tasa de interés es el principal factor de riesgo que podría afectar el estado de resultados (aumento de los costos de endeudamiento) en caso de un aumento en las tasas de interés del mercado.

Millones de euro	**2017**				2016			
	Pre-cobertura	%	Post-cobertura	%	Pre-cobertura	%	Post-Cobertura	%
Tasa variable	14,268	27.4%	11,358	21.8%	17,240	33.1%	14,667	28.1%
Tasa fija	37,823	72.6%	40,733	78.2%	34,918	66.9%	37,491	71.9%
Total	**52,091**		**52,091**		**52,158**		**52,158**	

Al 31 de diciembre de 2017, el 27.4% de la deuda financiera era a tasa variable (33.1% al 31 de diciembre de 2016). Teniendo en cuenta las coberturas de tasas de interés consideradas efectivas de conformidad con la NIIF-UE, el 21.8% de la deuda financiera neta (28.1% al 31 de diciembre de 2016) estuvo expuesta al riesgo de tasa de interés. Incluidos los derivados de tasas de interés tratados como coberturas para fines de gestión pero no elegibles para la contabilidad de coberturas, el 78% de la deuda financiera neta fue cubierta (72% de cobertura al 31 de diciembre de 2016).
Estos resultados están en línea con los límites establecidos en la política de gestión de riesgos.

41.3.2 Préstamos a corto plazo - *€1,894 millones*

Al 31 de diciembre de 2017, los préstamos a corto plazo ascendían a € 1,894 millones, una disminución de € 3,478 millones al 31 de diciembre de 2016. Se desglosan de la siguiente manera:

Millones de euros	**Al 31 de Dic. 2017**	Al 31de Dic. 2016	Cambio
Préstamos bancarios a corto plazo	249	909	(660)
Papel comercial	889	3,059	(2,170)
Colateral en efectivo sobre derivados y otras financiaciones	449	1,286	(837)
Otros préstamos a corto plazo (1)	307	118	189
préstamos de corto plazo	**1,894**	**5,372**	**(3,478)**

(1) no incluye la deuda financiera corriente incluida en otros Pasivos financieros corrientes.

Los préstamos bancarios a corto plazo ascendieron a € 249 millones.
Las cuentas por pagar representadas por papel comercial se relacionan con emisiones pendientes a fines de diciembre de 2017 bajo el
Programa de 6.000 millones de euros lanzado en noviembre de 2005 por Enel Finance International y avalado por Enel SpA, que se renovó en abril de 2010, así como el programa de 3.000 millones de euros de International Endesa BV y el de Enel Américas y Enel Generación Chile de 400 millones de dólares (igual a € 334 millones).
Al 31 de diciembre de 2017, las emisiones de estos programas ascendían a 889 millones de euros correspondientes a International Endesa BV. La disminución sustancial de € 2,170 millones considera la contracción en la exposición de Enel Finance International como resultado de una disminución en cuestiones durante el año y el reclasificación a "Activos Pasivos retenida para venta" de el deuda asociado con las empresas del proyecto mexicano (el "Kino Proyecto").

41.4 Pasivos financieros derivados

Para obtener más información sobre los pasivos financieros derivados, consulte la nota 44 "Derivados y contabilidad de cobertura".

41.5 Ganancias y pérdidas netas

El siguiente cuadro muestra las ganancias y pérdidas netas por categoría de instrumentos financieros, excluyendo derivados.

Millones de euros	2017		2016	
	Ganancias /(pérdidas) netas	Del cual deterioro/reversa de deterioro.	**Ganancias/(pérdidas) netas**	Del cual deterioro/reversa de deterioro.
Activos financieros disponibles para la venta medidos a valor razonable	81	-	59	-
Activos financieros disponibles para la venta medidos al costo amortizado	1	-	7	-
Activos financieros mantenidos hasta su vencimiento	-	-	(1)	-
Préstamos y cuentas por cobrar	(701)	(870)	(595)	(764)
Activos financieros en FVTPL				
Activos financieros mantenidos para negociar	-	-	1	-
Activos financieros designados en el reconocimiento inicial (opción de valor razonable)	-	-	(1)	-
Total de activos financieros en FVTPL	**-**	**-**	**-**	**-**
Pasivos financieros medidos al costo amortizado	(1,054)	-	(1,873)	-
Pasivos financieros en FVTPL				
Pasivos financieros mantenidos para negociar	1	-	-	-
Pasivos financieros designados en el reconocimiento inicial (opción del valor razonable)	-	-	-	-
Pasivos financieros totales en FVTPL	**1**	**-**	**-**	**-**

Para obtener más detalles sobre las ganancias y pérdidas netas en derivados, consulte la nota 10 "Ingresos financieros netos / (gastos) derivados".

42. Gestión de riesgo

Gobierno de gestión de riesgos financieros y objetivos

Como parte de sus operaciones, el Grupo Enel está expuesto a una variedad de riesgos financieros, especialmente los riesgos de mercado (incluido el riesgo de tasa de interés, el riesgo cambiario y el riesgo de los productos básicos), el riesgo crediticio y el riesgo de liquidez.

Como se señala en la sección "Principales riesgos e incertidumbres", los mecanismos de gobierno del Grupo para los riesgos financieros incluyen comités internos y el establecimiento de políticas específicas y límites operacionales. El objetivo principal de Enel es mitigar los riesgos financieros de manera apropiada para que no generen cambios inesperados en los resultados.

Riesgos de mercado

Los riesgos de mercado están compuestos principalmente por el riesgo de la tasa de interés, el riesgo cambiario y el riesgo del precio de los productos básicos. Las fuentes de la exposición de Enel a los riesgos de mercado no han cambiado desde el año anterior.

El riesgo de tasa de interés se genera principalmente por el uso de instrumentos financieros. Los principales pasivos financieros mantenidos por el Grupo incluyen bonos, préstamos bancarios, otros préstamos, papeles comerciales, derivados, depósitos en efectivo recibidos para asegurar transacciones comerciales o derivadas (garantías recibidas, colateral en efectivo), pasivos por contratos de construcción y cuentas por pagar comerciales. Los principales activos financieros del Grupo incluyen cuentas por cobrar financieras, cuentas por cobrar, derivados, depósitos en efectivo para asegurar transacciones comerciales o derivadas (garantías pignoradas, garantías en efectivo), efectivo (y equivalentes de efectivo), cuentas por cobrar por contratos de construcción y cuentas por cobrar comerciales.

El objetivo principal de esos instrumentos financieros es respaldar las operaciones del Grupo. Para obtener más detalles, consulte la nota 40 "Instrumentos financieros".

El riesgo de cambio es generado por transacciones en combustibles y energía, inversiones industriales, dividendos de las empresas participadas, transacciones comerciales y el uso de instrumentos financieros. Los estados financieros consolidados del grupo también están expuestos al riesgo de conversión.

Las políticas del Grupo para gestionar los riesgos de mercado prevén la mitigación de los efectos sobre el rendimiento de los cambios en los tipos de interés y tipos de cambio con la exclusión del riesgo de conversión (estados financieros consolidados). Este objetivo se logra en la fuente del riesgo, mediante la diversificación tanto de la naturaleza de los instrumentos financieros como de las fuentes de ingresos, y mediante la modificación del perfil de riesgo de exposiciones específicas con derivados contratados en mercados extrabursátiles o con acuerdos comerciales específicos.

El riesgo de fluctuaciones en los precios de las materias primas se genera por la volatilidad de esos precios y las correlaciones estructurales existentes entre ellos, lo que crea incertidumbre sobre el margen en las transacciones de combustibles y energía. La evolución de los precios se observa y analiza para desarrollar las estrategias y políticas industriales, financieras y comerciales del Grupo.

Con el fin de contener los efectos de tales fluctuaciones y estabilizar los márgenes, de acuerdo con las políticas y los límites operacionales establecidos por el Grupo con los mecanismos de gobernanza de riesgos, Enel desarrolla y planifica estrategias que impactan en las diversas etapas del proceso industrial asociado con la producción y venta de electricidad y gas (como el suministro anticipado y los acuerdos comerciales a largo plazo) y los planes y técnicas de mitigación de riesgos para riesgos de cobertura con derivados.

Como parte de sus gobernancia de mercado riesgos, Enel regularmente monitores el tamaño de el cuerpos de cadetes militares derivados portafolio en relación a los valores umbral establecidos por los reguladores para la activación de las obligaciones de compensación (EMIR - Reglamento de Infraestructura de Mercado Europeo - nº 648/2012 del Parlamento Europeo y del Consejo). Durante 2017, no se sobrepasó el umbral de esos valores detectado

Riesgo de tipo de interés

El riesgo de tasa de interés se manifiesta principalmente como cambios inesperados en cargos sobre pasivos financieros, si está indexado a tasas variables y / o expuesto a la incertidumbre de los términos y condiciones financieros en la negociación de nuevos instrumentos de deuda, o como un cambio inesperado en el valor de los instrumentos financieros medidos a valor razonable (como la deuda de tasa fija).

los Enel Grupo principalmente maneja interesar tarifa riesgo mediante el definición de un óptimo financiero estructura, con el doble objetivo de estabilizar los costos de endeudamiento y contener el costo de los fondos. Este objetivo se persigue mediante la diversificación de la cartera de financiero pasivo por tipo de contrato , madurez y interesar tarifa, y modificando el riesgo perfil de específico exposiciones usando cuerpos de cadetes militares derivados, principalmente interesar tarifa swaps y interesar tarifa opciones. los término de tal derivados hace no excederá el vencimiento del pasivo financiero subyacente, de modo que cualquier cambio en el valor razonable y / o los flujos de efectivo esperados de dichos contratos se compensen con un cambio correspondiente en el valor razonable y / o los flujos de efectivo de la cobertura posición.

Las técnicas de cobertura de proxy pueden usarse en una cantidad de circunstancias residuales, cuando los instrumentos de cobertura para los factores de riesgo no están disponibles en el mercado o no son lo suficientemente líquidos. A efectos del cumplimiento de EMIR, con el fin de probar la eficacia real de las técnicas de cobertura adoptadas, el Grupo somete sus carteras de cobertura a una evaluación estadística periódica.

Utilizando interesar tarifa swaps, el Enel Grupo de acuerdo con la contraparte a periódicamente intercambiar tipo de interés variable interesar flujos con flujos de tasa fija, ambos calculados sobre el mismo monto de capital nocional .

Los swaps de tasa de interés variable a fija transforman los pasivos financieros a tasa variable en pasivos a tasa fija, neutralizando así la exposición de los flujos de efectivo a los cambios en las tasas de interés.

Los swaps de tasa de interés de tasa fija a variable transforman pasivos financieros de tasa fija en pasivos de tasa variable, neutralizando así la exposición de su valor razonable a cambios en las tasas de interés.

Los swaps de tasa de interés variable-variable transforman los criterios de indexación para los pasivos financieros a tasa variable.

Algunos préstamos estructurados tienen flujos de efectivo de varias etapas cubiertos por swaps de tasas de interés que en la fecha de presentación y, por un tiempo limitado, prevén el intercambio de flujos de interés de tasa fija.

Las opciones de tasa de interés involucran el cambio de las diferencias de interés calculadas sobre un monto nocional de capital una vez que se alcanzan ciertos umbrales (precios de ejercicio). Estos umbrales especifican la tasa máxima efectiva (tope) o la tasa mínima (piso) a la cual se indexará el instrumento financiero sintético como resultado de la cobertura. Ciertas estrategias de cobertura preven el uso de combinaciones de opciones (collares) que establecen las tasas mínima y máxima al mismo tiempo. En este caso, los precios de ejercicio se establecen normalmente para que no se pague ninguna prima en el contrato (collarines de costo cero).

Dichos contratos se utilizan normalmente cuando la tasa de interés fija que se puede obtener en un swap de tasa de interés se considera demasiado alta con respecto a las expectativas del mercado para la evolución futura de las tasas de interés. Además, las opciones de tasa de interés también se consideran más apropiadas en períodos de mayor incertidumbre sobre la evolución futura de las tasas de interés porque permiten beneficiarse de cualquier disminución en las tasas de interés.

La siguiente tabla informa el monto nocional de los derivados de tasa de interés al 31 de diciembre de 2017 y al 31 de diciembre de 2016 desglosados por tipo de contrato:

Millones de euros	Importe nocional	
	2017	2016
Swaps de tasa de interés variable a fija	11,166	11,526

Swaps de tasa de interés fija a variable	884	853
Swaps de tasa de interés fija-a-fija	-	-
Swaps de tasa de interés variable a variable	165	165
Opciones de tasa de interés	50	50
Total	**12,265**	**12,594**

Para obtener más detalles sobre los derivados de tasas de interés, consulte la nota 44 "Derivados y contabilidad de coberturas".

Análisis de sensibilidad al riesgo de la tasa de interés

Enel analiza la sensibilidad de su exposición al estimar los efectos de un cambio en las tasas de interés en la cartera de instrumentos financieros.

Más específicamente, sensibilidad análisis medidas el potencial impacto en lucro o pérdida y en equidad de mercado escenarios eso podría porque un cambio en la feria valor de derivados o en el financiero gasto asociado con sin cobertura bruto deuda.

Estos escenarios de mercado se obtienen simulando aumentos y disminuciones paralelas en la curva de rendimiento en la fecha de presentación.

No se introdujeron cambios en los métodos y supuestos utilizados en el análisis de sensibilidad en comparación con el año anterior.

Con todas las demás variables mantenidas constantes, la ganancia antes de impuestos del Grupo se vería afectada por un cambio en el nivel de las tasas de interés de la siguiente manera:

Millones de euros	**2017**				
	Impacto antes de impuesto en resultados			**Impacto antes de impuesto en Patrimonio**	
	Puntos de base	Disminución	de Aumento	de Disminución	de aumento
Cambio en los gastos financieros en la deuda bruta a largo plazo a tasa variable después de la cobertura	25	24	(24)	-	-
Cambio en el valor razonable de derivados clasificados como instrumentos sin cobertura	25	8	(8)	-	-
Cambio en el valor razonable de los derivados designados como instrumentos de cobertura					
Coberturas de flujo de efectivo	25	-	-	107	(107)
Coberturas de valor razonable	25	(3)	3	-	-

Riesgo de cambio

Intercambiar riesgo principalmente manifiestos sí mismo como inesperado cambios en el financiero declaración artículos asociado con transacciones denominadas en una moneda distinta a la moneda de la cuenta. La exposición del Grupo está relacionada con la compra o venta de combustibles y electricidad, inversiones (flujos de efectivo para costos capitalizados), dividendos y la compra o venta de inversiones de capital, transacciones comerciales y activos financieros y pasivo.

Con el fin de minimizar la exposición al riesgo cambiario, Enel implementa fuentes de ingresos y costos diversificados geográficamente, y utiliza mecanismos de indexación en contratos comerciales. Enel también usa varios tipos de derivados, generalmente en el mercado OTC.

Los derivados en la cartera de instrumentos financieros del Grupo incluyen swaps de tasas de interés de tipo de cambio, divisas a plazo y swaps de divisas. El plazo de dichos contratos no excede el vencimiento del instrumento subyacente, por lo que cualquier cambio en el valor razonable y / o los flujos de efectivo esperados de dichos instrumentos compensa el cambio correspondiente en el valor razonable y / o los flujos de efectivo de la posición cubierta.

Los swaps de tasa de interés cruzada se utilizan para transformar un pasivo financiero a largo plazo denominado en moneda distinta a la moneda de la cuenta en un pasivo equivalente en la moneda de la cuenta.

Forwards de divisas son contratos en los cuales las contrapartes acuerdan intercambiar montos de capital denominados en diferentes monedas en una fecha futura específica y tipo de cambio (la huelga). Dichos contratos pueden exigir el intercambio real de los dos importes principales (entregas a plazo) o el pago de la diferencia generada por las diferencias entre la tasa de cambio vigente y la tasa de cambio vigente al vencimiento (contratos a plazo no entregables). En este último caso, la tasa de ejercicio y / o la tasa de interés se pueden determinar como promedios de las tasas observadas en un período determinado.

Los swaps de divisas son contratos en los cuales las contrapartes realizan dos transacciones del signo opuesto en diferentes fechas futuras (normalmente un spot, el otro forward) que prevén el intercambio de principal denominado en diferentes monedas.

La siguiente tabla informa el monto nocional de las transacciones en circulación al 31 de diciembre de 2017 y al 31 de diciembre de 2016, desglosado por tipo de partida cubierta.

Millones de euros	Importe Nocional	
	2017	2016
Cross Currency Interest Rate Swaps (CCIRS) deuda de cobertura denominada en monedas distintas del euro	19,004	14,973
Riesgo cambiario de cobertura forwards en commodities	3,526	2,887
Forwards de divisas cobertura de flujos de efectivo futuros en monedas distintas del euro	6,319	6,036
Swaps de divisas que cubren papeles comerciales	-	-
Préstamos de cobertura de divisas	-	-
Otras divisas hacia adelante	300	1,014
Total	**29,149**	**24,910**

> CCIRSs con un monto nocional de € 19,004 millones para cubrir el riesgo cambiario de la deuda denominada en monedas distintas al euro (€ 14,973 millones al 31 de diciembre de 2016);

> Forwards de moneda con un importe teórico total de € 9,845 millones utilizados para cubrir el riesgo cambiario asociado con compras y ventas de gas natural, compras de combustible y flujos de efectivo esperados en monedas distintas al euro (€ 8,923 millones al 31 de diciembre de 2016) ;

> otros forwards de moneda incluyen operaciones con derivados OTC llevadas a cabo para mitigar el riesgo cambiario en efectivo esperado

flujos en monedas distintas de la moneda de cuenta relacionada con la compra de bienes de inversión en los sectores de energías renovables e infraestructura y redes (contadores digitales de nueva generación), en gastos operativos para el suministro de servicios en la nube y en ingresos por la venta de energía renovable.

Al 31 de diciembre de 2017, el 47% (44% al 31 de diciembre de 2016) de la deuda a largo plazo del Grupo estaba denominada en monedas distintas al euro.

Teniendo en cuenta las coberturas de riesgo cambiario, el porcentaje de la deuda no cubierta frente a ese riesgo ascendió al 17% al 31 de diciembre de 2017 (18% al 31 de diciembre de 2016).

Análisis de sensibilidad de riesgo de Exchange

Los Grupo análisis el sensibilidad de sus exposición por estimando el efectos de un cambio en intercambiar tasas en la cartera de financieros instrumentos.

Más específicamente, el análisis de sensibilidad mide el impacto potencial en la ganancia o pérdida y la equidad de los escenarios de mercado que causarían un cambio en el valor razonable de los derivados o en el gasto financiero asociado con la deuda bruta a mediano / largo plazo no cubierta.

Estas escenarios son adquirido por simulando la apreciación / depreciación de el euro en contra todas de las monedas en comparación con el valor observado como en el informe fecha.

No hubo cambios en los métodos o supuestos utilizados en el análisis de sensibilidad en comparación con el año anterior.

Con todas las demás variables mantenidas constantes, la ganancia antes de impuestos se vería afectada por los cambios en los tipos de cambio de la siguiente manera:

Millones de euros		2017			
		Impacto antes de impuestos en resultados		Impacto antes de impuestos en patrimonio	
	Tasa de intercambio	Disminución	Aumento	Disminución	Aumento
Variación del gasto financiero en la deuda bruta a largo plazo denominada en monedas distintas del euro después de la cobertura	10%	-	-	-	-
Cambio en el valor razonable de derivados clasificados como instrumentos sin cobertura	10%	544	(663)	-	-
Cambio en el valor razonable de los derivados designados como instrumentos de cobertura					
Coberturas de flujo de efectivo	10%	-	-	(2,413)	2,946
Coberturas de valor razonable	10%	-	-	-	-

Riesgo de commodities

El riesgo de fluctuaciones en el precio de los productos básicos se asocia principalmente con la compra y venta de electricidad y combustibles a precios variables (por ejemplo, contratos bilaterales indexados, transacciones en el mercado al contado, etc.).

Las exposiciones sobre los contratos indexados se cuantifican al desglosar los contratos que generan exposición a los factores de riesgo subyacentes.

En cuanto a la electricidad vendida por el Grupo, Enel utiliza principalmente contratos de precio fijo en forma de contratos físicos bilaterales (PPA) y contratos financieros (por ejemplo, contratos por diferencias, contratos VPP, etc.) en los que se pagan diferencias a la contraparte si el el precio de la electricidad del mercado excede el precio de ejercicio y a Enel en el caso contrario. La exposición residual con respecto a la venta de energía en el mercado spot no cubierto con dichos contratos se agrega por factores de riesgo uniformes que se pueden gestionar con transacciones de cobertura en el mercado. Las técnicas de cobertura de proxy pueden utilizarse para las carteras industriales cuando los instrumentos de cobertura para los factores de riesgo específicos que generan la exposición no están disponibles en el mercado o no son lo suficientemente líquidos. Además, Enel utiliza técnicas de cobertura de carteras para evaluar las oportunidades de compensación de exposiciones intercompañía.

El Grupo utiliza principalmente derivados simples de vainilla para cobertura (más específicamente, forwards, swaps, opciones sobre commodities, futuros, contratos por diferencias).

Enel también participa en operaciones de compraventa para mantenerse presente en los mercados de productos básicos de referencia del Grupo. Estas operaciones consisten en asumir exposiciones en productos energéticos (productos derivados del petróleo, gas, carbón, certificados de CO_2 y electricidad) utilizando derivados financieros y contratos físicos negociados en mercados regulados y extrabursátiles, optimizando los beneficios a través de transacciones realizadas sobre la base de los desarrollos esperados del mercado.

La siguiente tabla informa el monto nocional de las transacciones pendientes al 31 de diciembre de 2017 y al 31 de diciembre de 2016, desglosadas por tipo de instrumento.

Millones de euros	Importe nocional	
	2017	2016
Forward y contratos futuros	24,824	28,197
Swaps	4,584	6,195
Opciones	422	308
Derivados implícitos	-	-
Total	**29,830**	**34,700**

Para obtener más detalles, consulte la nota 44 "Derivados y contabilidad de coberturas".

Análisis de sensibilidad del riesgo de los productos básicos

La siguiente tabla presenta los resultados del análisis de sensibilidad a un cambio razonablemente posible en los precios de las materias primas subyacentes al modelo de valoración utilizado en el escenario en la misma fecha, con todas las demás variables mantenidas constantes.

El impacto en los beneficios antes de impuestos de los cambios de + 10% y -10% en la curva de precios de los principales productos básicos que componen el escenario de combustible y la canasta de fórmulas utilizadas en los contratos se debe principalmente a la variación en el precio de los contratos. gas y productos petrolíferos y, en menor medida, de electricidad y CO_2. El impacto en la equidad de los mismos cambios en la curva de precios se debe principalmente a los cambios en los precios del carbón y la electricidad y, en menor medida, el CO_2.

Millones de euros		2017			
		Pre-Impacto de impuesto encima beneficio o pérdida		Pre-Impacto de impuesto encima equidad	
	Precio de Commodoty	Aumento	Disminución	Aumento	Disminución
Cambio en el valor razonable de los derivados de negociación en productos básicos	10%	23	(18)	-	-
Cambio en el valor razonable de los derivados sobre los productos designados como instrumentos de cobertura	10%	-	-	67	(65)

Riesgo crediticio

Las operaciones comerciales, de productos básicos y financieras del Grupo lo exponen al riesgo de crédito, es decir, la posibilidad de deterioro de la solvencia de una contraparte que tenga un impacto adverso en el valor esperado de la posición del acreedor o, en el caso de cuentas comerciales por pagar, .

En consecuencia, la exposición al riesgo de crédito es atribuible a los siguientes tipos de operaciones:

> la venta y distribución de electricidad y gas en mercados libres y regulados y el suministro de bienes y servicios (cuentas comerciales por cobrar);

> actividades de negociación que implican el intercambio físico de activos o transacciones en instrumentos financieros (la cartera de productos básicos);

> negociación de derivados, depósitos bancarios y, en general, instrumentos financieros (la cartera financiera).

Con el fin de minimizar el riesgo de crédito, las exposiciones de crédito se gestionan a nivel de la región / país / línea de negocio por diferentes unidades, lo que garantiza la segregación necesaria de las actividades de control y gestión de riesgos. La supervisión de la exposición consolidada se lleva a cabo por Enel SpA.

Además, a nivel de Grupo, la política prevé el uso de criterios uniformes (en todas las principales regiones / países / líneas de negocio globales y en el nivel consolidado) para medir las exposiciones crediticias comerciales con el fin de identificar rápidamente cualquier deterioro en la calidad de los servicios. cuentas por cobrar pendientes y cualquier acción de mitigación que deba tomarse.

La política de gestión del riesgo de crédito asociado a las actividades comerciales prevé una evaluación preliminar de la solvencia de las contrapartes y la adopción de instrumentos de mitigación, como la obtención de garantías o garantías no garantizadas.

Además, el Grupo realiza transacciones para asignar cuentas por cobrar sin recurso, lo que resulta en la baja completa de los activos correspondientes involucrados en la asignación, ya que los riesgos y recompensas asociados con ellos han sido transferidos.

Finalmente, con respecto a las transacciones financieras y de productos básicos, la mitigación del riesgo se lleva a cabo con un sistema uniforme de evaluación de contrapartes a nivel de Grupo, incluida la implementación a nivel de regiones / países / líneas de negocios globales, así como con la adopción de contratos contractuales estándar específicos. marcos que contienen cláusulas de mitigación de riesgos (por ejemplo, acuerdos de compensación) y posiblemente el intercambio de garantías en efectivo.

Concentración del riesgo de crédito del cliente

Las cuentas por cobrar comerciales son generadas por las operaciones del Grupo en muchas regiones y países con una base de clientes y contrapartes altamente diversificada, ya sea geográficamente, sectorialmente o por tamaño (clientes corporativos, residenciales y gubernamentales). A través de sus subsidiarias, Enel tiene más de 60 millones de clientes o contrapartes con quienes generalmente tiene exposiciones crediticias granulares.

Las Activos financieras vencidos pero no deteriorados

Millones de euros

	2017	2016
Cuentas por cobrar comerciales deterioradas	**2,402**	**2,028**
No cuentas por cobrar comerciales vencidas y no deterioradas	**10,425**	**10,006**
Cuentas por cobrar comerciales vencidas pero no deterioradas:	**4,105**	**3,499**
- menos de 3 meses	1,779	1,349
- de 3 meses a 6 meses	444	288
- de 6 meses a 12 meses	349	334
- de 12 meses a 24 meses	343	500
- más de 24 meses	1,190	1,028

Total	**16,932**	**15,533**

Riesgo de liquidez

El riesgo de liquidez se manifiesta como la incertidumbre sobre la capacidad del Grupo para cumplir con sus obligaciones asociadas con los pasivos financieros que se liquidan mediante la entrega de efectivo u otro activo financiero.

Enel gestiona el riesgo de liquidez implementando medidas para garantizar un nivel apropiado de recursos financieros líquidos, minimizando el costo de oportunidad asociado y manteniendo una estructura de deuda equilibrada en términos de su perfil de vencimientos y fuentes de financiación.

En el corto plazo, el riesgo de liquidez se mitiga manteniendo un nivel apropiado de recursos incondicionalmente disponibles, incluyendo liquidez disponible y depósitos a corto plazo, líneas de crédito comprometidas disponibles y una cartera de activos altamente líquidos. A largo plazo, el riesgo de liquidez se mitiga manteniendo un perfil de vencimientos equilibrado para nuestra deuda, acceso a una variedad de fuentes de financiamiento en diferentes mercados, en diferentes monedas y con contrapartes diversas.

La mitigación del riesgo de liquidez permite al Grupo mantener una calificación crediticia que garantiza el acceso al mercado de capitales y limita el costo de los fondos, con un impacto positivo en su desempeño y posición financiera.

El Grupo posee las siguientes líneas de crédito no utilizadas:

Millones de euros	**Al 31 de Dic. 2017**		Al 31de Dic. 2016	
	Vencimiento dentro de un año	Vencimientos más allá de un año	Vencimiento dentro de un año	Vencimiento más allá de un año
Líneas de crédito comprometidas	245	13,761	176	14,214
Líneas de crédito no comprometidas	360	1	448	19
Papel comercial	7,464	-	6,320	-
Total	**8,069**	**13,762**	**6,944**	**14,233**

Análisis de vencimientos

El siguiente cuadro resume el perfil de vencimientos de la deuda a largo plazo del Grupo.

Millones de euros	Vencimiento en						
	menos de 3 meses	De 3 meses a un Año	2019	2020	2021	2022	Más allá
Bonos:							
- tasa fija cotizada	2,506	2,173	2,098	2,173	1,320	2,254	12,751
- tasa variable cotizada	500	184	229	115	168	306	1,274
- tasa fija no cotizada	-	-	-	-	-	1,291	7,167
- tasa variable no cotizada	-	66	229	177	111	97	525
Total de bonos	**3,006**	**2,423**	**2,556**	**2,465**	**1,599**	**3,948**	**21,717**
Préstamos bancarios:							
- tipo de interés fijo	73	220	398	340	133	53	316
- tipo de interés variable	93	960	797	1,374	1,067	545	3,280
- uso de líneas de crédito revolventes	-	-	-	7	-	-	-
Total de préstamos bancarios	**166**	**1,180**	**1,195**	**1,721**	**1,200**	**598**	**3,596**
No bancario préstamos:							
- tipo de interés fijo	53	145	164	176	173	174	980

- tipo de interés variable	7	20	30	30	40	16	61
Préstamos no bancarios totales	**60**	**165**	**194**	**206**	**213**	**190**	**1,041**
Total	**3,232**	**3,768**	**3,945**	**4,392**	**3,012**	**4,736**	**26,354**

Compromisos para comprar productos

Al realizar su negocio, el Grupo Enel ha celebrado contratos para comprar cantidades específicas de productos en una fecha futura determinada para su propio uso, que califican para la exención de uso propio prevista en la NIC 39.

La siguiente tabla informa los flujos de efectivo no descontados asociados con los compromisos pendientes al 31 de diciembre de 2017.

Millones de euros **Compromisos para adquirir commodities**	**Al 31 de Dic. 2017**	2015-2019	2020-2024	2025-2029	Más allá
- Electricidad	79,163	19,475	14,596	14,163	30,929
- Combustibles	42,302	24,671	10,764	5,222	1,645
Total	**121,465**	**44,146**	**25,360**	**19,385**	**32,574**

43. Compensación de activos financieras y pasivos financieros

Al 31 de diciembre de 2017, el Grupo no tenía posiciones compensadas en activos y pasivos, ya que no es política del Grupo Enel liquidar activos y pasivos financieros en términos netos.

44. Derivados y contabilidad de cobertura

Las siguientes tablas muestran el importe nocional y el valor razonable de los activos financieros derivados y pasivos financieros derivados elegibles para la contabilidad de coberturas o medidos a FVTPL, clasificados en función del tipo de relación de cobertura y el riesgo cubierto, desglosados en corrientes y no instrumentos actuales.

El monto nocional de un contrato de derivados es el monto en función del cual se intercambian los flujos de efectivo. Este importe puede expresarse como un valor o una cantidad (por ejemplo, toneladas, convertidas en euros multiplicando el importe nocional por el precio acordado). Los importes denominados en monedas distintas del euro se convierten al tipo de cambio de fin de año proporcionado por el Banco Central Europeo.

Millones de euros	Corriente No				actual			
	Importe nocional		valor razonable		Importe nocional		valor razonable	
	Al 31de Dic. 2017	Al 31de Dic.2016	**Al 31de Dic. 2017**	Al 31de Dic. 2016	**Al 31de Dic. 2017**	Al 31de Dic. 2016	**Al 31de Dic. 2017**	Al 31de Dic. 2016
Derivados de cobertura de valor razonable:								
- En tasas de interés	827	848	23	36	-	20	-	1
Total	**827**	**848**	**23**	**36**	**-**	**20**	**-**	**1**
Derivados de cobertura de flujo de efectivo:								
- En tasas de interés	780	379	5	3	127	17	1	-
- En tipos de cambio	3,644	8,057	594	1,531	1,130	3,561	45	464
- En commodities	367	99	63	18	1,975	1,869	281	453
Total	**4,791**	**8,535**	**662**	**1,552**	**3,232**	**5,447**	**327**	**917**
Derivados comerciales:								
- En tasas de interés	394	50	3	3	-	-	-	-
- En tipos de cambio	134	120	5	7	4,442	3,246	80	70
- En commodities	177	69	9	11	12,909	15,539	1,902	2,957
Total	**705**	**239**	**17**	**21**	**17,351**	**18,785**	**1,982**	**3,027**
TOTAL ACTIVO FINANCIERO DERIVADO	**6,323**	**9,622**	**702**	**1,609**	**20,583**	**24,252**	**2,309**	**3,945**

Millones de euros	Corriente No				actual			
	Importe nocional		valor razonable		Importe nocional		valor razonable	
	Al 31de Dic. 2017	Al 31de Dic. 2016	**Al 31de Dic. 017**	Al 31de Dic. 2016	**Al 31de Dic. 2017**	Al 31de Dic. 2016	**Al 31de Dic. 2017**	Al 31de Dic. 2016
Derivados de cobertura de valor razonables:								
- En tasas de interés	-	-	-	-	-	-	-	-
- En tipos de cambio	63	106	7	15	35	7	6	1
- En commodities	-	-	-	-	-	4	-	-
Total	**63**	**106**	**7**	**15**	**35**	**11**	**6**	**1**
Derivados de cobertura de flujo de dinero efectivo:								
- En tasas de interés	9,899	11,042	556	695	50	31	1	1
- En tipos de cambio	15,756	5,686	2,375	1,764	2,096	457	114	88
- En commodities	368	352	39	36	1,114	1,096	159	216
Total	**26,023**	**17,080**	**2,970**	**2,495**	**3,260**	**1,584**	**274**	**305**
Derivados comerciales:								
- En tasas de interés	88	88	9	13	100	119	65	73
- En tipos de cambio	326	37	10	5	1,474	3,633	38	62
- En commodities	18	64	2	4	12,902	15,608	1,877	2,881
Total	**432**	**189**	**21**	**22**	**14,476**	**19,360**	**1,980**	**3,016**
TOTAL PASIVO FINANCIERO DERIVADO	**26,518**	**17,375**	**2,998**	**2,532**	**17,771**	**20,955**	**2,260**	**3,322**

44.1 Los derivados designaron como instrumentos de cobertura

Los derivados se reconocen inicialmente a su valor razonable, en la fecha de negociación del contrato, y posteriormente se vuelven a medir al valor razonable.

El método para reconocer la ganancia o pérdida resultante depende de si el derivado se designa como instrumento de cobertura y, de ser así, de la naturaleza del elemento que se está cubriendo.

La contabilidad de cobertura se aplica a los derivados contratados para reducir riesgos tales como el riesgo de tasa de interés, el riesgo de cambio, el riesgo de los productos básicos, el riesgo de crédito y el riesgo de capital cuando se cumplen todos los criterios establecidos en la NIC 39.

Al inicio de la transacción, el Grupo documenta la relación entre los instrumentos de cobertura y los elementos cubiertos, así como sus objetivos y estrategia de gestión de riesgos. El Grupo también analiza, tanto al inicio de la cobertura como sistemáticamente, la efectividad de las coberturas usando pruebas prospectivas y retrospectivas para determinar si los instrumentos de cobertura son altamente efectivos para compensar los cambios en los valores razonables o los flujos de efectivo de los ítems cubiertos. Dependiendo de la naturaleza de los riesgos a los que está expuesto, el Grupo designa derivados como instrumentos de cobertura en una de las siguientes relaciones de cobertura:

> derivados de cobertura de flujos de efectivo con respecto al riesgo de: i) cambios en los flujos de efectivo asociados a flotación a largo plazo

tasa de deuda; ii) cambios en los tipos de cambio asociados con la deuda a largo plazo denominada en una moneda distinta de la moneda de la cuenta o la moneda funcional en la que opera la empresa que posee el pasivo financiero; iii) cambios en el precio de los combustibles y productos no energéticos denominados en una moneda extranjera; iv) cambios en el precio de las ventas de electricidad previstas a precios variables; v) cambios en el precio de las transacciones de carbón y productos derivados del petróleo; vi) cambios en los precios de los bienes de capital; vii) cambios en los gastos operativos; y viii) cambios en los ingresos de la venta de electricidad;

> los derivados de cobertura de valor razonable que implican la cobertura de exposiciones a cambios en el valor razonable de un activo, un pasivo o un

compromiso firme atribuible a un riesgo específico;

> derivados que cubren una inversión neta en una operación en el extranjero (NIFO), que implica la cobertura de exposiciones a la volatilidad del tipo de cambio asociadas con inversiones en entidades extranjeras.

Para obtener más detalles sobre la naturaleza y el alcance de los riesgos derivados de los instrumentos financieros a los que la Compañía está expuesta, consulte la nota 42 "Gestión de riesgos".

Coberturas de flujo de efectivo

Las coberturas de flujo de efectivo se utilizan para cubrir la exposición del Grupo a los cambios en los flujos de efectivo futuros que son atribuibles a un riesgo particular asociado con un activo, un pasivo o una transacción altamente probable que podría afectar la ganancia o pérdida.

La porción efectiva de los cambios en el valor razonable de los derivados que se designan y califican como coberturas de flujo de efectivo se reconoce en otro resultado integral. La ganancia o pérdida relacionada con la porción inefectiva se reconoce inmediatamente en el estado de resultados.

Los importes acumulados en el patrimonio se reclasifican a resultados en el período en que la partida cubierta afecta a la ganancia o pérdida. Cuando un instrumento de cobertura vence o se vende, o cuando una cobertura ya no cumple los criterios para la contabilidad de coberturas, pero la partida cubierta no ha vencido o cancelado, cualquier ganancia o pérdida acumulada existente en el patrimonio en ese momento permanece en patrimonio y se reconoce cuando la transacción prevista se reconoce finalmente en el estado de resultados.

Cuando ya no se espera que ocurra una transacción prevista, la ganancia o pérdida acumulada que se informó en el patrimonio se transfiere inmediatamente a la ganancia o pérdida.

El Grupo actualmente utiliza estas relaciones de cobertura para minimizar la volatilidad de la ganancia o pérdida.

Coberturas de valor razonable

Las coberturas del valor razonable se utilizan para proteger al Grupo frente a exposiciones a cambios adversos en el valor razonable de los activos, pasivos o compromisos en firme atribuibles a un riesgo particular que podría afectar los resultados.

Los cambios en el valor razonable de los derivados que califican y se designan como instrumentos de cobertura se reconocen en el estado de resultados, junto con los cambios en el valor razonable de la partida cubierta que son atribuibles al riesgo cubierto.

Si la cobertura es ineficaz o ya no cumple con los criterios para la contabilidad de coberturas, el ajuste al valor en libros de una partida cubierta para la cual se utiliza el método de interés efectivo se amortiza a resultados en el período hasta el vencimiento.

Actualmente, el Grupo hace un uso marginal de tales relaciones de cobertura para aprovechar las oportunidades asociadas con desarrollos generales en la curva de rendimiento.

44.1.1 Relaciones de cobertura por tipo de riesgo cubierto

Riesgo de tipo de interés

La siguiente tabla muestra el monto teórico y el valor razonable de los instrumentos de cobertura sobre el riesgo de tasa de interés de las transacciones en circulación al 31 de diciembre de 2017 y 31 de diciembre de 2016, desglosados por tipo de cobertura.

Millones de euros		Valor razonable	Importe nocional	Valor razonable	Importe nocional
Instrumento de cobertura	**Elemento cubierto**	**Al 31 de Dic. 2017**		Al 31de Dic. 2016	
Swaps de tasa de interés	Préstamos a tasa fija	22	812	35	853
Swaps de tasa de interés	Préstamos de tasa variable	(550)	10,799	(691)	11,484
Swaps de tasa de interés	Cuentas por cobrar financieras de tasa variable	-	72		
Total		**(528)**	**11,683**	**(656)**	**12,337**

La siguiente tabla muestra el monto teórico y el valor razonable de los derivados de cobertura sobre el riesgo de tasa de interés al 31 de diciembre de 2017 y al 31 de diciembre de 2016, desglosados por tipo de cobertura:

Millones de euros	Importe nocional		Activos de valor razonable		Importe nocional		Pasivos de valor razonable	
	Al 31de Dic. 2017	Al 31de Dic.2016	**Al 31de Dic. 2017**	Al 31de Dic.2016	**Al 31de Dic. 2017**	Al 31de Dic.2016	**Al 31de Dic. 2017**	Al 31de Dic.2016
Derivados de cobertura de valor razonables:								
- swaps de tasas de interés	827	868	23	37		-		-
Derivados de cobertura de flujo de efectivo:								
- swaps de tasas de interés	907	396	6	3	9,949	11,073	(557)	(696)
Derivados de índice de interés totales	**1,734**	**1,264**	**29**	**40**	**9,949**	**11,073**	**(557)**	**(696)**

El importe nocional de derivados clasificados como instrumentos de cobertura al 31 de diciembre de 2017 ascendió a € 11,683 millones, con un valor justo negativo correspondiente de € 528 millones.

El importe nocional disminuyó en € 654 millones. Más específicamente, los swaps de tasas de interés con un valor total de 1.089 millones de euros expiraron, mientras que los nuevos derivados ascendieron a 666 millones de euros. El valor también refleja la reducción en el monto nocional de los swaps de tasas de interés amortizadoras.

La mejora en el valor razonable de € 128 millones refleja principalmente el aumento en el segmento de largo plazo de la curva de rendimiento durante el año.

Derivados de cobertura de flujo de efectivo

La siguiente tabla muestra los flujos de efectivo esperados en los próximos años a partir de los derivados de cobertura de flujos de efectivo sobre el riesgo de tasa de interés.

Millones de euros	Valor razonable	Distribución de los flujos de efectivo esperado					
	Al 31 de Dic. 2017	2018	2019	2020	2021	2022	Más allá
Derivados de cobertura de flujo de efectivo en tasas de interés							
Valor razonable positivo	6	1	3	2	1	-	-
Valor razonable negativo	(557)	(93)	(113)	(109)	(88)	(61)	(131)

La siguiente tabla muestra el impacto de las reservas de los derivados de cobertura de flujo de efectivo sobre el riesgo de tasa de interés sobre el patrimonio durante el período, los efectos impositivos brutos.

Millones de euros	
Saldo inicial al 1 de enero de 2016	**(442)**
Cambios en el valor razonable reconocidos en el patrimonio (OCI)	(361)
Cambios en el valor razonable reconocidos en utilidad o pérdida	35
Saldo de cierre al 31 de diciembre de 2016	**(768)**
Saldo inicial al 1 de enero de 2017	**(768)**
Cambios en el valor razonable reconocidos en el patrimonio (OCI)	99
Cambios en el valor razonable reconocidos en utilidad o pérdida	52
Saldo de cierre al 31 de diciembre de 2017	**(617)**

Riesgo de cambio

El siguiente cuadro muestra el importe teórico y el valor razonable de los instrumentos de cobertura sobre el riesgo cambiario de las transacciones en circulación al 31 de diciembre de 2017 y 31 de diciembre de 2016, desglosados por tipo de partida cubierta.

Millones de euros		Valor Razonable	Importe nocional	Valor Razonable	Importe nocional
		Al 31 de Dic. 2017		Al 31de Dic. 2016	
Instrumento de cobertura:	**Elemento cubierto:**				
- Cross Currency Interest Rate Swaps (CCIRS)	- préstamos a tasa fija	(1,720)	17,616	148	13,988
- Cross Currency Interest Rate Swaps (CCIRS)	- préstamos a tasa variable	(4)	977	(16)	650
- Cross Currency Interest Rate Swaps (CCIRS)	- flujos de efectivo futuros denominados en monedas extranjeras	(29)	321	(69)	335
- Forwards de divisas	- compras futuras de productos básicos denominados en monedas extranjeras	(130)	3,076	120	2,091
- Forwards de divisas	- futuros flujos de efectivo denominados en monedas extranjeras	30	552	1	38
- Forwards de divisas	- Compras de bienes de inversión y otros	(9)	183	(57)	772
Total		**(1,863)**	**22,725**	**127**	**17,874**

Las coberturas de flujo de efectivo y las coberturas de valor razonable incluyen:

> CCIRSs con un monto nocional de € 17,616 millones utilizados para cubrir el riesgo cambiario en deuda de tasa fija denominada en monedas distintas al euro, con un valor justo negativo de € 1,720 millones;

> CCIRS con un valor nocional de € 1.298 millones utilizados para cubrir el riesgo cambiario de la deuda a tasa variable denominada en monedas distintas del euro, con un valor justo negativo de € 33 millón;

> Forwards de moneda con un valor nocional de 3.628 millones de euros utilizados para cubrir el riesgo de cambio asociado con las compras de gas natural, las compras de combustible y los flujos de efectivo esperados en monedas distintas del euro, con un valor justo negativo de 100 millones de euros;

> Forwards de moneda con un valor teórico de € 183 millones y un valor justo negativo de € 9 millones con respecto a transacciones OTC para mitigar el riesgo de cambio en los flujos de efectivo esperados en monedas distintas de la moneda de cuenta relacionada con la compra de bienes de inversión los sectores de energías renovables e infraestructura y redes (contadores digitales de nueva generación), sobre los gastos operativos para el suministro de servicios en la nube y sobre los ingresos de la venta de energía renovable.

La siguiente tabla informa el monto teórico y el valor razonable de los derivados de tipo de cambio al 31 de diciembre de 2017 y al 31 de diciembre de 2016, desglosados por tipo de cobertura.

Millones de euro	Importe nocional		Activos a valor razonable		Importe nocional		Pasivos a valor razonable	
	Al 31de Dic., 2017	Al 31de Dic.2016	**Al 31de Dic.2017**	Al 31de Dic.2016	**Al 31de Dic.2017**	Al 31de Dic.2016	**Al 31de Dic.2017**	Al 31de Dic., 2016
Derivados de cobertura de valor razonables:								

- Forwards de divisas	-	-	-	-	4	7	-	(1)
- CCIRSs	-	-	-	-	93	106	(13)	(15)
Derivados de cobertura de flujo de efectivo:								
- Forwards de divisas	747	2,521	32	141	3,060	373	(142)	(76)
- CCIRSs	4,028	9,097	607	1,854	14,793	5,770	(2,347)	(1,776)
Total de derivados de intercambio	**4,775**	**11,618**	**639**	**1,995**	**17,950**	**6,256**	**(2,502)**	**(1,868)**

El monto nocional de CCIRS al 31 de diciembre de 2017 ascendió a € 18,914 millones (€ 14,973 millones al 31 de diciembre de 2016), un aumento de € 3,941 millones. Los swaps de tasas de interés cruzadas en divisas con un valor total de 1.513 millones de euros expiraron, mientras que los swaps de tasas de interés cruzados con un valor de 1.660 euros se cerraron anticipadamente. Los nuevos derivados ascendieron a € 7.896 millones, de los cuales € 2.501 millones y € 4.169 millones respecto de emisiones de bonos denominados en dólares estadounidenses en mayo y octubre 2017, respectivamente. El valor también refleja la evolución del tipo de cambio del euro frente a las otras monedas principales, lo que hizo que su importe nocional disminuyera en 782 millones de euros.

El valor nocional de los forwards de moneda al 31 de diciembre de 2017 ascendió a € 3.807 millones (€ 2.894 millones al 31 de diciembre de 2016), un aumento de € 913 millones. La exposición al riesgo de cambio, especialmente la asociada con el dólar estadounidense, se debe principalmente a las compras de gas natural, la compra de combustible y los flujos de efectivo con respecto a las inversiones. Los cambios en la cantidad nocional están relacionados con desarrollos normales en las operaciones.

Derivados de cobertura de flujo de efectivo

La siguiente tabla muestra los flujos de efectivo esperados en los próximos años a partir de los derivados de cobertura de flujos de efectivo sobre el riesgo cambiario.

Millones de euros	Valor razonable	Distribución de flujos de efectivo esperado					
	Al 31 de Dic. 2017	2018	2019	2020	2021	2022	Más allá
Derivados de cobertura de flujo de efectivo en tipos de cambio							
Valor razonable positivo	638	81	138	66	53	44	493
Valor razonable negativo	(2,488)	(52)	(174)	71	38	(46)	268

La siguiente tabla muestra el impacto de las reservas de los derivados de cobertura de flujos de efectivo sobre el riesgo cambiario sobre el patrimonio durante el período, los efectos impositivos brutos.

Millones de euros	
Saldo inicial al 1 de enero de 2016	**(614)**
Cambios en el valor razonable reconocido en patrimonio (OCI)	(508)
Cambios en el valor razonable reconocido en resultados	(230)
Saldo de cierre al 31 de diciembre de 2016	**(1,341)**
Saldo inicial al 1 de enero de 2017	**(1,341)**
Cambios en el valor razonable reconocidos en el patrimonio (OCI)	(211)
Cambios en el valor razonable reconocidos en utilidad o pérdida	(88)
Saldo de cierre al 31 de diciembre de 2017	**(1,640)**

Riesgo de commodities

Millones de euros	Importe nocional		Activos de valor razonable		Importe nocional		Pasivos de valor razonable	
	Al 31de Dic.2017	Al 31de Dic.2016	**Al 31de Dic.2017**	Al 31de Dic.2016	**Al 31de Dic.2017**	Al 31de Dic.2016	**Al 31de Dic.2017**	Al 31de Dic.2016
Derivados de cobertura de valor razonables								
Derivados de energía:								
- swaps	-	-	-	-	-	-	-	-
- forwards/futuros	-	-	-	-	-	4	-	-
- opciones	-	-	-	-	-	-	-	-
Total de derivados de energía	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**4**	**-**	**-**

Derivados de cobertura de flujo de efectivo								
Derivados de energía:								
- swaps	458	21	39	5	238	4	(22)	-
- forwards/futuros	116	87	11	10	545	590	(102)	(66)
- opciones	-	-	-	-	-	-	-	-
Total de derivados de energía	**574**	**108**	**50**	**15**	**783**	**594**	**(124)**	**(66)**
Derivados de carbón:								
- swaps	525	380	84	247	18	1	(1)	-
- forwards/futuros	-	-	-	-	-	-	-	-
- opciones	-	-	-	-	-	-	-	-
Derivados totales de carbón	**525**	**380**	**84**	**247**	**18**	**1**	**(1)**	**-**
Derivados en gas y petróleo:								
- swaps	45	161	12	44	-	13	-	(2)
- forwards/futuros	1,036	1,259	130	149	681	744	(73)	(180)
- opciones	-	-	-	-	-	-	-	-
Total de derivados en gas y petróleo	**1,081**	**1,420**	**142**	**193**	**681**	**757**	**(73)**	**(182)**
Derivados de CO_2:								
- swaps	-	-	-	-	-	-	-	-
- forwards/futuros	162	60	68	16	-	96	-	(4)
- opciones	-	-	-	-	-	-	-	-
Total de derivados en CO_2	**162**	**60**	**68**	**16**	**-**	**96**	**-**	**(4)**
TOTAL DE DERIVADOS DE COMMODITIES	**2,342**	**1,968**	**344**	**471**	**1,482**	**1,452**	**(198)**	**(252)**

La tabla informa el monto teórico y el valor razonable de los derivados que cubren el riesgo de precio de los productos básicos al 31 de diciembre de 2017 y al 31 de diciembre de 2016, desglosados por tipo de cobertura. El valor razonable positivo de los derivados de cobertura de flujos de efectivo en commodities se refiere a los derivados de gas y petróleo por 142 millones de euros, las coberturas de compras de carbón solicitadas por las compañías de generación por 84 millones de euros y, en menor medida, derivados sobre CO_2 (€ 68 millones) y potencia (€ 50 millones). La primera categoría se refiere principalmente a las coberturas de fluctuaciones en el precio del gas natural, tanto para compras como para ventas, llevadas a cabo para productos petroleros y productos de gas con entrega física (coberturas "todo en uno").

Los derivados de cobertura de flujos de efectivo sobre productos incluidos en los pasivos se refieren a derivados sobre electricidad por 124 millones de euros, derivados sobre gas y petróleo por valor de 73 millones de euros y, en menor medida, derivados sobre carbón (1 millón de euros).

Derivados de cobertura de flujo de efectivo

La siguiente tabla muestra los flujos de efectivo previstos en los próximos años derivados de los derivados de cobertura de flujos de efectivo sobre el riesgo de los commodities.

Millones de euros	Valor razonable	Distribución de flujos de efectivo esperado					
	Al 31de Dic. 2017	2018	2019	2020	2021	2022	Más allá
Derivados de cobertura de flujo de efectivo en commodities							
Valor razonable positivo	344	280	28	15	-	-	21
Valor razonable negativo	(198)	(159)	(39)	-	-	-	-

La siguiente tabla muestra el impacto de las reservas de los derivados de cobertura de flujos de efectivo sobre el riesgo de los productos básicos sobre el patrimonio durante el período, los efectos brutos de los impuestos.

Millones de euros

Saldo inicial al 1 de enero de 2016	**(622)**
Cambios en el valor razonable reconocidos en el patrimonio (OCI)	137
Cambios en el valor razonable reconocidos en utilidad o pérdida	830
Cambios en el valor razonable reconocidos en utilidad o pérdida - porción inefectiva	-
Saldo de cierre al 31 de diciembre de 2016	**345**
Saldo inicial al 1 de enero de 2017	**345**
Cambios en el valor razonable reconocidos en el patrimonio (OCI)	409
Cambios en el valor razonable reconocidos en utilidad o pérdida	(513)
Saldo de cierre al 31 de diciembre de 2017	**241**

44.2 Derivados a valor razonable con cambios en resultados.

La siguiente tabla muestra el monto teórico y el valor razonable de los derivados en FVTPL al 31 de diciembre de 2017 y al 31 de diciembre de 2016.

Millones de euros	Importe nocional		Activos de valor razonable		Importe nocional		pasivos de valor razonable	
	Al 31 de Dic.2017	Al 31de Dic. 2016	**Al 31 de Dic.2017**	Al 31de Dic. 2016	**Al 31 de Dic.2017**	Al 31de Dic.2016	**Al 31 de Dic.2017**	Al 31de Dic. 2016
Derivados a FVTPL								
Derivados en tasas de interés:								
- swaps de tasas de interés	394	50	3	3	138	157	(68)	(79)
- opciones de tasa de interés	-	-	-	-	50	50	(6)	(7)
Derivados en tipos de cambio:								
- Forwards de divisas	4,576	3,366	85	77	1,759	3,670	(46)	(67)
CCIRS	-	-	-	-	90	-	(2)	-
Derivados en commodities _ Derivados en energía:								
- Swaps	776	1,105	125	163	608	1,169	(107)	(172)
- Futuros/ forwards	3,439	5,820	457	1,005	3,500	5,705	(522)	(1,033)
- Opciones	7	16	9	14	16	23	(5)	(9)
Total de derivados en energía	**4,222**	**6,941**	**591**	**1,182**	**4,124**	**6,897**	**(634)**	**(1,214)**
Derivados en carbón:								
- Swaps	369	1,077	86	387	294	1,069	(57)	(409)
- Futuros/ forwards	29	103	1	15	4	93	-	(2)
- Opciones	-	-	-	-	-	1	-	(1)
Total de derivados en carbón	**398**	**1,180**	**87**	**402**	**298**	**1,163**	**(57)**	**(412)**
Derivados en gas y petróleo:								
- Swaps	534	616	125	205	629	572	(123)	(109)
- Futuros/ forwards	7,653	6,591	823	941	7,483	6,648	(732)	(853)
- Opciones	181	125	254	177	216	143	(293)	(245)
Total de derivados en gas y petróleo	**8,368**	**7,332**	**1,202**	**1,323**	**8,328**	**7,363**	**(1,148)**	**(1,207)**
Derivados en CO_2:								
- Swaps	-	-	-	-	-	6	-	(3)
- Futuros/ forwards	97	155	30	61	79	243	(34)	(49)
- Opciones	1	-	1	-	1	-	(1)	-
Total de derivados en CO_2	**98**	**155**	**31**	**61**	**80**	**249**	**(35)**	**(52)**
Derivados en otros:								
- Swaps	-	-	-	-	90	-	(5)	-
- Futuros/ forwards	-	-	-	-	-	-	-	-
- Opciones	-	-	-	-	-	-	-	-
Total de derivados en otros	**-**	**-**	**-**	**-**	**90**	**-**	**(5)**	**-**
Derivados implícitos	-	-	-	-	-	-	-	-
TOTAL DE DERIVADOS	**18,056**	**19,024**	**1,999**	**3,048**	**14,957**	**19,549**	**(2,001)**	**(3,038)**

Al 31 de diciembre de 2017, el monto nocional de derivados de negociación sobre tasas de interés ascendió a € 582 millones. El valor razonable de € 71 millones negativos mejoró en € 12 millones en el año anterior, principalmente debido al aumento en el segmento de largo plazo de la curva de rendimiento.

Al 31 de diciembre de 2017, el monto nocional de derivados sobre los tipos de cambio fue de € 6.425 millones. La disminución en su valor nocional y el aumento en el valor justo neto asociado de € 27 millones refleja principalmente las operaciones normales y la evolución de los tipos de cambio.

Al 31 de diciembre de 2017, el monto nocional de derivados sobre commodities ascendió a € 26,006 millones. El valor razonable de los derivados de negociación sobre materias primas clasificadas como activos refleja principalmente la valoración de mercado de las coberturas de gas y petróleo por un importe de 1.202 millones de euros y los derivados por electricidad que ascienden a 591 euros. millón.

El valor razonable de los derivados bursátiles en productos clasificados como pasivos se refiere principalmente a las coberturas de gas y petróleo por un importe de 1.148 millones de euros y los derivados por electricidad que ascienden a 634 euros. millón.

Estos valores incluyen transacciones que, aunque establecidas con fines de cobertura, no cumplieron los requisitos para la contabilidad de coberturas.

La categoría "otros" incluye coberturas que utilizan derivados climáticos. Además del riesgo de los productos básicos, las empresas del Grupo también están expuestas a cambios en los volúmenes asociados con las condiciones climáticas (por ejemplo, la temperatura afecta el consumo de gas y energía).

45. Activos medidos s valor razonable

El Grupo determina el valor razonable de acuerdo con la NIIF 13 siempre que dicha medición sea requerida por las normas contables internacionales como un criterio de reconocimiento o medición.

El valor razonable se define como el precio que se recibiría por vender un activo o se pagaría para transferir un pasivo, en una transacción ordenada, entre participantes del mercado, en la fecha de medición (es decir, un precio de salida).

El mejor proxy del valor razonable es el precio de mercado, es decir, el precio actual disponible públicamente realmente utilizado en un mercado líquido y activo.

El valor razonable de los activos y pasivos se clasifica de acuerdo con la jerarquía de tres niveles que se describe a continuación, dependiendo de las técnicas de entrada y valuación utilizadas para determinar su valor razonable:

> Nivel 1, donde el valor razonable se determina sobre la base de precios cotizados (no ajustados) en mercados activos para idénticos activos o pasivos a los que la entidad puede acceder en la fecha de medición;

> Nivel 2, donde el valor razonable se determina sobre la base de insumos distintos de los precios cotizados incluidos en el Nivel 1 que son observables para el activo o pasivo, ya sea directamente (como los precios) o indirectamente (derivados de los precios);

> Nivel 3, donde el valor razonable se determina sobre la base de entradas no observables.

Esta nota también proporciona información detallada sobre las técnicas de valoración y las entradas utilizadas para realizar estas mediciones.

Con ese fin:

> las mediciones recurrentes del valor razonable de activos o pasivos son aquellas requeridas o permitidas por las NIIF en el balance general al cierre de cada período;

> las mediciones de valor razonable no recurrentes son aquellas requeridas o permitidas por las NIIF en el balance general en circunstancias particulares.

Para obtener información general o divulgaciones específicas sobre el tratamiento contable de estas circunstancias, consulte la nota 2 "Políticas contables y criterios de medición".

La siguiente tabla muestra, para cada clase de activos medidos al valor razonable de forma recurrente o no recurrente en los estados financieros, la medición del valor razonable al final del período sobre el que se informa y el nivel en la jerarquía del valor razonable en el que la feria las medidas de valor de esos activos se clasifican.

Millones de euros			Activos No corrientes				Activos Corrientes		
	Notas	**Valor razonable**	Nivel 1	Nivel 2	Nivel 3	**Valor razonable**			
Nivel 1 Nivel 2 Nivel 3									
Inversiones de capital en otras compañías medidas a valor razonable	24	**6**	4	-	2	**-**	-	-	-
Acuerdos de concesión de servicios	24	**1,476**	-	1,476	-	**16**	-	16	-
Valores mantenidos para negociar	24.1	**382**	382	-	-	**69**	69	-	-
Préstamos y cuentas por cobrar a valor razonable	24 y 28	**49**	-	15	34	**41**	41	-	-
Otras inversiones de liquidez a valor razonable	30	**-**	-	-	-	**203**	101	102	-
Derivados de cobertura de flujo de efectivo:									
- En las tasas de interés	44	**5**	-	5	-	**1**	-	1	-
- En los tipos de cambio	44	**594**	-	594	-	**45**	-	45	-
- En commodities	44	**63**	41	22	-	**281**	216	65	-
Derivados de cobertura de valor razonables:									
- En tasas de interés	44	**23**	-	23	-	**-**	-	-	-
Derivados comerciales:									
- En las tasas de interés	44	**3**	-	3	-	**-**	-	-	-
- En los tipos de cambio	44	**5**	-	5	-	**80**	-	80	-
- En commodities	44	**9**	3	6	-	**1,902**	902	1,000	-
Inventarios medidos a valor razonable	26	**-**	-	-	-	**45**	1	44	-
Consideración contingente	25	**23**	-	23	-	**-**	-	-	-
Otros activos medidos al valor razonable	25	**5**	-	5	-	**-**	-	-	-
Activos clasificados como mantenidos para la venta	31	**4**	-	-	4	**-**	-	-	-

El valor razonable de "inversiones de capital en otras compañías" se determina para las empresas cotizadas sobre la base del precio cotizado establecido en la fecha de cierre del año, mientras que para las compañías no cotizadas se basa en una valoración confiable de los activos y pasivos relevantes.

Los "acuerdos de concesión de servicios" se refieren a las operaciones de distribución de electricidad en Brasil, principalmente por Enel Distribución Rio, Enel Distribución Ceará y Enel Distribuição Goiás, y se contabilizan de acuerdo con la CINIIF 12. El valor razonable se calculó como el costo de reposición neto basado en la tasa más reciente información disponible y sobre el índice general de precios para el mercado brasileño.

"Préstamos y cuentas a cobrar" incluye (reconocido en el nivel 3) la cuenta por cobrar de la enajenación de Slovak Power Holding de € 189 millones al 31 de diciembre de 2017. El valor razonable se determina sobre la base de la fórmula de precio especificada en el contrato.

El valor razonable de los contratos de derivados se determina utilizando los precios oficiales de los instrumentos negociados en mercados regulados. El valor razonable de los instrumentos no cotizados en un mercado regulado se determina usando los métodos de valoración apropiados para cada tipo de instrumento financiero y datos de mercado al cierre del período (como tasas de interés, tipos de cambio, volatilidad), descontando los flujos de efectivo futuros esperados sobre la base de la curva de rendimiento del mercado y la conversión de los importes en monedas distintas del euro utilizando los tipos de cambio proporcionados por el Banco Central Europeo. Para los contratos que involucran productos básicos, la medición se realiza utilizando precios, cuando estén disponibles, para los mismos instrumentos en mercados regulados y no regulados.

De acuerdo con las nuevas normas internacionales de contabilidad, en 2013 el Grupo incluyó una medición del riesgo de crédito, tanto de la contraparte (Ajuste de valuación de crédito o CVA) como su propia (Ajuste de valoración de débito o DVA), para ajustar el valor razonable de instrumentos financieros para el monto correspondiente del riesgo de contraparte. Más específicamente, el Grupo mide CVA / DVA utilizando una técnica de valoración de posible exposición futura para la exposición neta de la posición y, posteriormente, asignar el ajuste a los instrumentos financieros individuales que componen la cartera general. Todos los insumos utilizados en esta técnica son observables en el mercado.

El monto nocional de un contrato derivado es la cantidad en la que se intercambian los flujos de efectivo. Este importe puede expresarse como un valor o una cantidad (por ejemplo, toneladas, convertidas en euros multiplicando el importe nocional por el precio acordado).

Los importes denominados en monedas distintas del euro se convierten en euros al tipo de cambio de cierre del año provisto por el Banco Central Europeo.

Los montos nocionales de los derivados que se informan aquí no representan necesariamente los importes intercambiados entre las partes y, por lo tanto, no son una medida de la exposición al riesgo de crédito del Grupo. Para los instrumentos de deuda cotizados, el valor razonable viene dado por los precios oficiales. Para los instrumentos no cotizados, el valor razonable se determina utilizando técnicas de valoración apropiadas para cada categoría de instrumentos financieros y datos de mercado a la fecha de cierre del año, incluidos los márgenes de crédito de Enel SpA.

45.1 Valor razonable de otros activos

Para cada clase de activos no medidos a valor razonable recurrente pero cuyo valor razonable debe ser informado, la siguiente tabla informa el valor razonable al final del período y el nivel en la jerarquía del valor razonable en el que las mediciones del valor razonable de esos activos están clasificados.

Millones de euros		Activos No corrientes		Activos Corrientes
	Notas	**Valor**	**Valor razonable**	**r a**

		nable	Nivel 1	Nivel 2	Nivel 3		Nivel 1	Nivel 2	Nivel 3
Préstamos y cuentas por cobrar	24 Y28	**649**	-	5	644	**102**	-	-	102
Propiedasdes de Inversión	18	**111**	-	-	111	**-**	-	-	-
Inversiones de capital en otras compañías	24	**34**	-	-	34	**-**	-	-	-
Inventarios	26	**62**	-	-	62	**-**	-	-	-

La tabla informa el valor razonable de las propiedades de inversión y los inventarios de bienes inmuebles no utilizados en el negocio por un monto de € 111 millones y € 62 millones, respectivamente. Los montos fueron calculados con la ayuda de evaluaciones realizadas por expertos independientes, que utilizaron diferentes métodos dependiendo de los activos específicos involucrados.

El agregado más grande es "Préstamos y cuentas por cobrar", que esencialmente informa las cuentas por cobrar de la distribución electrónica para la eliminación del Fondo de Pensiones de los Trabajadores Eléctricos y para el reembolso de los cargos relacionados con la jubilación anticipada de contadores electromecánicos.

46. Pasivos medidos a valor razonable

La tabla siguiente informa para cada clase de pasivos medidos al valor razonable de forma recurrente o no recurrente en los estados financieros, la medición del valor razonable al final del período sobre el que se informa y el nivel en la jerarquía del valor razonable en el que las mediciones del valor razonable están categorizados

Millones de euros		Pasivos No corrientes				Pasivos Corrientes			
	Notas	**Valor razonable**	Nivel 1	Nivel 2	Nivel 3	**Valor razonable**	Nivel 1	Nivel 2	Nivel 3
Derivados de cobertura de flujo de efectivo:									
- En las tasas de interés	44	**556**	-	556	-	**1**	-	1	-
- En los tipos de cambio	44	**2,375**	-	2,375	-	**114**	-	114	-
- En commodities	44	**39**	12	27	-	**159**	21	138	-
Derivados de cobertura de valor razonables:									
- En las tasas de interés	44	**-**	-	-	-	**-**	-	-	-
- En los tipos de cambio	44	**7**	-	7	-	**6**	-	6	-
- En commodities	44	**-**	-	-	-	**-**	-	-	-
Derivados comerciales:									
- En las tasas de interés	44	**9**	-	9	-	**65**	-	65	-
- En los tipos de cambio	44	**10**	-	10	-	**38**	-	38	-
- En commodities	44	**2**	1	1	-	**1,877**	774	1,098	5
Consideración contingente	36 y 40	**9**	-	9	-	**23**	-	23	-

La consideración contingente se refiere a una serie de inversiones de capital mantenidas por el Grupo en América del Norte, cuyo valor razonable se determinó sobre la base de los términos y condiciones contractuales.

El valor razonable de los derivados en productos clasificados como nivel 3 se refiere a la medición de derivados de cobertura en índices climáticos (derivados del clima). Para estos contratos, la medición utiliza datos históricos certificados sobre las variables subyacentes. Por ejemplo, un HDD ("Degree Degree Days") derivado en una estación de medición dada indicada en el contrato derivado se mide a valor razonable calculando la diferencia entre el strike acordado y el promedio histórico de la misma variable observada en la misma estación.

46.1 Valor razonable de otros pasivos

Para cada clase de pasivos no medidos al valor razonable en el balance pero cuyo valor razonable debe ser informado, la siguiente tabla informa el valor razonable al final del período y el nivel en la jerarquía del valor razonable en el cual las mediciones del valor razonable de esos pasivos están clasificados.

Millones de euros

	Notas	**Valor razonable**	Nivel 1	Nivel 2	Nivel 3
Bonos:					
- tipo de interés fijo	41.3.1	38,818	35,739	3,079	-
- tipo de interés variable	41.3.1	4,252	667	3,585	-
Préstamos bancarios:					
- tipo de interés fijo	41.3.1	4,155	-	4,155	-
- tipo de interés variable	41.3.1	8,452	-	8,452	-
Préstamos no bancarios:					
- tipo de interés fijo	41.3.1	2,149	-	2,149	-
- tipo de interés variable	41.3.1	231	-	231	-
Total		**58,057**	**36,406**	**21,651**	**-**

47. Partes relacionadas

Como operador en el campo de la generación, distribución, transporte y venta de electricidad y la venta de gas natural, Enel realiza transacciones con una serie de empresas controladas directa o indirectamente por el Estado italiano, el accionista controlador del Grupo.

La siguiente tabla resume los principales tipos de transacciones realizadas con dichas contrapartes.

Relacionada	Relación	Naturaleza de las principales transacciones
Comprador individual	Plenamente controlado (indirectamente) por el Ministerio para la Economía y Finanzas	Compra de electricidad para el mercado de protección mejorada
Cassa Depositi e Prestiti Grupo	Directamente controlado por el Ministerio de Economía y Finanzas	Venta de electricidad en los Servicios Subsidiarios Mercado (Terna) Venta de servicios de transporte de la electricidad (Eni Grupo) Compra de transporte, despacho y medición de servicios (Terna) Compra de servicios postals (Poste Italiane) Compra de combustibles para plantas de generación y almacenamiento de gas natural y servicios de distribución (Eni Grupo)
ESO - Operador de Servicios de energía	Plenamente controlado (directamente) por el Ministerio para la Economía y Finanza	Venta de electricidad subvencionada Pago de A3 componente para incentivos de recurso renovable
EMO - Operador de Mercados de energía	Plenamente controlado (indirectamente) por el Ministerio de Economía y Finanzas	Venta de electricidad de Power Exchange (EMO) Compra de electricidad de Power Exchange (EMO) para bombear y planificación de planta (EMO)
Grupo Leonardo	Directamente controlado por el Ministerio de Economía y Finanzas	Compra de servicios y bienes de tecnología

Además, el Grupo realiza transacciones esencialmente comerciales con empresas o compañías asociadas en las que posee participaciones minoritarias.

Finalmente, Enel también mantiene relaciones con los fondos de pensiones FOPEN y FONDENEL, así como con Fondazione Enel y Enel Cuore, una compañía sin fines de lucro de Enel dedicada a proporcionar asistencia social y sanitaria.

Todas las transacciones con partes relacionadas se llevaron a cabo en condiciones normales de mercado, que en algunos casos están determinadas por la Autoridad Reguladora de Energía, Redes y Medio Ambiente.

Las siguientes tablas resumen las transacciones con partes relacionadas, compañías asociadas y acuerdos conjuntos vigentes al 31 de diciembre de 2017 y 31 de diciembre de 2016 y llevadas a cabo durante el período.

Millones de euros

	Comprador individual	EMO	Cassa Depositi e Prestiti Grupo	ESO	Otros	Personal de administración clave	**Total 2017**	Asociadas y Arreglos conjuntos	**Total global 2017**	**Total en Estados financieras**	**% De total**
Estado de resultados											
Ingresos por ventas y servicios	1	1,767	2,668	443	89	-	**4,968**	156	**5,124**	**72,664**	**7.1%**
Otros ingresos e ingresos	-	-	2	-	3	-	**5**	17	**22**	**1,975**	**1.1%**
Otros ingresos financieros	-	-	-	-	-	-	**-**	18	**18**	**2,371**	**0.8%**
Compras de electricidad, gas y combustible	3,345	2,458	1,636	-	4	-	**7,443**	318	**7,761**	**36,039**	**21.5%**
Costos por servicios y otros materiales	-	75	2,340	5	115	-	**2,535**	129	**2,664**	**17,982**	**14.8%**
Otros gastos operacionales	4	524	3	-	-	-	**531**	-	**531**	**2,886**	**18.4%**
Ingresos netos / (gastos) de la gestión del riesgo de los productos básicos	-	-	32	-	-	-	**32**	(5)	**27**	**578**	**4.7%**
Otros gastos financieros	-	-	-	1	-	-	**1**	24	**25**	**3,908**	**0.6%**

Millones de euros

	Comprador individual	EMO	Cassa Depositi e Prestiti Grupo	ESO	Otros	Personal de administración clave	**Total al 31 de Dic. 2017**	Asociadas y acuerdos conjuntos	**Total global al 31de Dic. 2017**	**Total en estados financieros**	**% de total**
Balance General											
Cuentas por cobrar comerciales	-	77	526	57	34	-	**694**	138	**832**	**14,529**	**5.7%**
Otros activos financieros corrientes	-	-	-	-	-	-	**-**	3	**3**	**4,614**	**0.1%**
Otros activos circulantes	-	-	24	129	1	-	**154**	8	**162**	**2,695**	**6.0%**
Activos derivados	-	-	-	-	-	-	**-**	11	**11**	**2,309**	**0.5%**
Otros pasivos no corrientes	-	-	-	-	6	-	**6**	30	**36**	**2,003**	**1.8%**
Préstamos a largo plazo	-	-	893	-	-	-	**893**	-	**893**	**42,439**	**2.1%**
Acreedores comerciales	682	110	543	977	11	-	**2,323**	42	**2,365**	**12,671**	**18.7%**
Otros pasivos corrientes	-	-	10	-	-	-	**10**	27	**37**	**12,462**	**0.3%**
Pasivo derivado corriente	-	-	-	-	-	-	**-**	9	**9**	**2,260**	**0.4%**
Porción corriente de préstamos a largo plazo	-	-	89	-	-	-	**89**	-	**89**	**7,000**	**1.3%**
Otra información											
Garantías emitidas	-	280	360	-	108	-	**748**	**-**	**748**		
Garantías recibidas	-	-	208	-	23	-	**231**	**-**	**231**		
Compromisos	-	-	46	-	6	-	**52**	**-**	**52**		

Millones de euros

	Comprador individual	EMO	Cassa Depositi e Prestiti Group	ESO	Otros	Personal de administración clave	**Total 2016**	Asociadas Arreglos conjuntos	**Total global 2016**	**Total en Estados financieras**	**% De total**
Estado de resultados											
Ingresos por ventas y servicios	46	1,486	2,190	468	90	-	**4,280**	270	**4,550**	**68,604**	**6.6%**
Otros ingresos y gastos	-	1	1	4	3	-	**9**	11	**20**	**1,988**	**1.0%**
Otros gastos financieros	-	-	17	-	-	-	**17**	4	**21**	**2,289**	**0.9%**
Compras de electricidad, gas y combustible	3,169	1,769	1,319	2	-	-	**6,259**	344	**6,603**	**32,039**	**20.6%**
Costos de servicios y materiales	-	75	2,259	4	139	-	**2,477**	100	**2,577**	**17,393**	**14.8%**
Otros gastos operativos	3	309	-	-	-	-	**312**	-	**312**	**2,783**	**11.2%**
Ingresos/(gastos) netos	-	-	5	-	-	-	**5**	24	**29**	**(133)**	**-21.8%**
Administración de riesgo de la mercancía Otros gastos financieros	-	-	12	1	-	-	**13**	26	**39**	**4,339**	**0.9%**

Millones de euros

	Comprador individual	EMO	Cassa Depositi e Prestiti Grupo	ESO	Otros	Personal de administración clave	**Total en Dic. 31, 2016**	Asociadas y acuerdos conjuntos	**Total global Al 31de Dic. 2016**	**Total en Estados financieras**	**% De total**
Balance General											
Cuentas por cobrar comerciales	8	301	477	27	57	-	**870**	88	**958**	**13,506**	**7.1%**
Otros activos financieras corrientes	-	-	-	9	-	-	**9**	126	**135**	**3,053**	**4.4%**
Otros Activos corrientes	-	-	15	92	1	-	**108**	1	**109**	**3,044**	**3.6%**
Activos derivados	-	-	-	-	-	-	**-**	18	**18**	**3,945**	**0.5%**
Otros pasivos no corrientes	-	-	-	-	6	-	**6**	17	**23**	**1,856**	**1.2%**
Préstamos a largo plazo	-	-	1,072	-	-	-	**1,072**	-	**1,072**	**41,336**	**2.6%**
Cuentas por pagar comerciales	638	372	490	1,239	18	-	**2,757**	164	**2,921**	**12,688**	**23.0%**
Otros pasivos corrientes	-	-	3	-	21	-	**24**	4	**28**	**12,141**	**0.2%**
Pasivos derivados corrientes	-	-	-	-	-	-	**-**	11	**11**	**3,322**	**0.3%**
Porción actual de largo-plazo borrowings	-	-	89	-	-	-	**89**	-	**89**	**4,384**	**2.0%**
Otra información											
Garantías emitidas	-	280	262	-	80	-	**622**	**-**	**622**		
Garantías recibidas	-	-	261	-	32	-	**293**	**-**	**293**		
Compromisos	-	-	72	-	9	-	**81**	**-**	**81**		

En noviembre de 2010, el Consejo de Administración de Enel SpA aprobó un procedimiento que rige la aprobación y ejecución de transacciones con partes relacionadas llevadas a cabo por Enel SpA directamente oa través de subsidiarias. El procedimiento (disponible en www.enel.com/investors/bylaws-rules-and-policies/transactions-with-related-parties) establece reglas diseñadas para garantizar la transparencia y la propiedad procesal y sustantiva de las transacciones con partes relacionadas. Fue adoptado en aplicación de las disposiciones del Artículo 2391- *bis* del Código Civil italiano y las normas de implementación emitidas por la CONSOB. En 2017, no se llevaron a cabo transacciones para las cuales fue necesario hacer las divulgaciones requeridas en las reglas sobre transacciones con partes relacionadas adoptadas con la Resolución CONSOB no. 17221 del 12 de marzo de 2010, según enmendado con la Resolución no. 17389 del 23 de junio de 2010.

48. Compromisos contractuales y Garantías

Los compromisos asumidos por el Grupo Enel y las garantías otorgadas a terceros se muestran a continuación.

Millones de euros

	Al 31 de Dic. 2017	Al 31de Dic. 2016	Cambio
Las garantías dadas:			
- Fianzas y otras garantías otorgadas a terceros	8,171	8,123	48
Compromisos con los proveedores para:			
- Compras de electricidad	79,163	63,407	15,756
- Compras de combustible	42,302	47,305	(5,003)
- Varios suministros	3,119	1,309	1,810
- Ofertas	3,334	1,846	1,488
- Otro	2,912	3,751	(839)
Total	**130,830**	**117,618**	**13,212**
TOTAL	**139,001**	**125,741**	**13,260**

Para obtener más detalles sobre la expiración de compromisos y garantías, consulte la sección "Compromisos para comprar productos básicos" en la nota 42.

49. Activos y pasivos contingentes

A continuación se detallan los principales activos y pasivos contingentes al 31 de diciembre de 2017, que no se reconocen en los estados financieros ya que no cumplen con los requisitos establecidos en la NIC 37.

Central térmica de Porto Tolle - Contaminación del aire - Procedimientos penales contra directores y empleados de Enel

El Tribunal de Adria, en un fallo emitido el 31 de marzo de 2006, condenó a ex directores y empleados de Enel por varios incidentes de contaminación del aire causados por las emisiones de la planta termoeléctrica de Porto Tolle. La decisión mantuvo a los demandados y a Enel (como parte civilmente responsable) solidariamente responsable del pago de daños y perjuicios a múltiples partes, tanto personas naturales como autoridades públicas. Los daños para un número de partes principalmente privadas (individuos y asociaciones ambientales) se fijaron en la cantidad de € 367,000. El cálculo del monto de los daños adeudados a determinadas entidades públicas (Ministerio de Medio Ambiente, varias entidades públicas de Véneto y Emilia Romagna, incluidas las agencias de parques de la zona) se pospuso para un juicio civil posterior, aunque un "laudo provisional" de alrededor de € 2.5 millones vencían inmediatamente.

Se interpuso un recurso contra la resolución del Tribunal de Adria y, el 12 de marzo de 2009, el Tribunal de Apelación de Venecia revocó parcialmente la decisión del tribunal inferior. Se encontró que los ex directores no habían cometido un delito y que no había daños ambientales y, por lo tanto, ordenó la recuperación del premio provisional ya pagado. Los fiscales y los demandantes civiles interpusieron un recurso contra el fallo ante el Tribunal de Casación. En un fallo del 11 de enero de 2011, el Tribunal de Casación aceptó la apelación, anulando la decisión del Tribunal de Apelaciones de Venecia, y remitió el caso a la sección civil de la Corte de Apelaciones de Venecia para que dictaminara sobre el pago de daños y perjuicios y división de tales daños entre los acusados. En cuanto a los importes pagados a varias entidades públicas en Veneto, Enel ya ha realizado el pago en virtud de un acuerdo alcanzado en 2008. Con una demanda presentada en julio de 2011, el Ministerio del Medio Ambiente, las entidades públicas de Emilia y los actores privados que ya habían participado como partes lesionadas en la causa penal pidieron a la Corte de Apelaciones de Venecia que ordene a Enel SpA y Enel Produzione que paguen daños civiles por los daños causados por las emisiones de la central eléctrica de Porto Tolle. El monto de los daños solicitados por pérdidas económicas y ambientales fue de aproximadamente € 100 millones, que Enel impugnó. Durante 2013, se llegó a un acuerdo, sin que Enel / Enel Produzione admitiera responsabilidades, con las entidades públicas de Emilia Romagna para expresar solidaridad social en línea con las políticas generales de sostenibilidad del Grupo. Los pleitos con el Ministerio y las partes privadas (asociaciones ambientales y un número de personas residentes, que no han recibido pagos de Enel durante el proceso) permanecen abiertos. El 10 de julio de 2014, la decisión de la Corte de Apelaciones de Venecia fue presentada ordenando a los demandados, conjuntamente con Enel / Enel Produzione, a pagar daños y perjuicios por un monto de € 312,500, más más de € 55,000 en gastos legales. La solicitud del Ministerio de cálculo del monto de los daños y perjuicios que alegaba que se le debía se consideró inadmisible, ya que en el curso del proceso penal se dieron motivos para excluir tal acción. Mientras tanto, el Tribunal emitió una condena general con daños y perjuicios que se otorgaría en una decisión separada y ordenó el pago de costas judiciales. Enel presentó una apelación ante el Tribunal de Casación en febrero de 2015 de la decisión del Tribunal de Apelaciones de Venecia del 10 de julio de 2015 y actualmente está a la espera de que se establezca la fecha de la audiencia.

En agosto de 2011, el Ministerio Público de Rovigo solicitó que varios directores, ex directores,

funcionarios, ex oficiales y empleados de Enel y Enel Produzione fueran enjuiciados bajo la acusación de omisión deliberada de tomar medidas preventivas para evitar un desastre en el país. respecto de las supuestas emisiones de la planta de Porto Tolle.

Posteriormente, el fiscal presentó cargos de causar deliberadamente un desastre. Durante 2012, el juez de audiencia preliminar de Rovigo, al solicitar el Ministerio Público de Rovigo, ordenó el enjuiciamiento de todos los acusados por ambos delitos. El Ministerio del Medio Ambiente, el Ministerio de Salud y otros actores, principalmente las autoridades locales de Emilia Romagna y Veneto, así como las agencias de parques de la zona, se unieron al caso como partes perjudicadas, buscando daños no especificados de las personas mencionadas, sin citar Enel o Enel Produzione como partes responsables. Durante 2013, como parte del acuerdo mencionado anteriormente, la mayoría de las entidades públicas retiraron sus demandas.

En la audiencia del 31 de marzo de 2014, el Tribunal emitió su sentencia de primera instancia, absolviendo a todos los acusados de la acusación de omisión deliberada de tomar medidas de seguridad preventivas, también absolviendo al acusado del cargo de causar intencionalmente un desastre, con el excepción de los dos exdirectores ejecutivos de Enel SpA.

Luego se les ordenó pagar daños no especificados en una acción civil separada, con una resolución provisional total de € 410,000 y el pago de costas judiciales para las partes civiles restantes de la acción.

Después de la apelación, el nivel de apelación del procedimiento ante el Tribunal de Apelaciones de Venecia se completó el 18 de enero de 2017 con la absolución de todos los acusados con el argumento de que "no se cometió ningún delito". La fiscalía apeló la absolución de los tres ex consejeros delegados ante el Tribunal de Casación, y el tribunal rechazó la apelación por inadmisible el 10 de enero de 2018.

Planta de generación térmica Brindisi Sud - Proceso penal contra empleados de Enel

Se celebró un procedimiento penal ante el Tribunal de Brindisi en relación con la central térmica de Brindisi Sud. Varios empleados de Enel Produzione - citados como parte responsable en litigios civiles - han sido acusados de causar daños criminales y vertidos de sustancias peligrosas con respecto a la supuesta contaminación de tierras adyacentes a la planta con polvo de carbón como resultado de acciones entre 1999 y 2011. A finales de 2013, las acusaciones se ampliaron para cubrir 2012 y 2013. Como parte del procedimiento, las partes lesionadas, incluida la Provincia y la ciudad de Brindisi, han presentado reclamaciones por daños totales de alrededor de € 1,4 mil millones. En su decisión de 26 de octubre de 2016, el Tribunal de Brindisi: (i) absolvió a nueve de los trece acusados (empleados / gerentes de Enel Produzione) por no haber cometido el delito; (ii) dictaminó que no tenía que proceder, ya que la ofensa prescribió para dos de los acusados; y iii) condenó a los dos acusados restantes, y los condenó con todas las asignaciones previstas por la ley a nueve meses de prisión. Con respecto al pago de daños y perjuicios, el fallo del Tribunal también: (i) denegó todas las reclamaciones de los partidos públicos y las asociaciones que actúan en el proceso penal a recuperar daños y perjuicios; y (ii) concedido más de el reclamaciones archivado por el privado fiestas interino a recuperar daños, remitiendo a este último a los tribunales civiles para la cuantificación sin otorgar un laudo provisional. Los empleados condenados y Enel Produzione SpA como la parte civil apeló el fallo. El empleado por el cual el delito fue prescrito también apeló.

También se han iniciado procedimientos penales ante los tribunales de Reggio Calabria y Vibo Valentia contra varios empleados de Enel Produzione por el delito de eliminación ilegal de desechos en relación

con presuntas violaciones relativas a la eliminación de desechos de la planta de Brindisi. Enel Produzione no ha sido citada como parte responsable de daños civiles.

El proceso penal ante el Tribunal de Reggio Calabria finalizó con la audiencia del 23 de junio de 2016. El tribunal absolvió a casi todos los acusados de Enel de los cargos principales porque no se cometió ningún delito. Solo un caso fue desestimado bajo el estatuto de limitaciones. Del mismo modo, todos los cargos restantes relacionados con ofensas menores fueron desestimados bajo el estatuto de limitaciones. El procedimiento ante el Tribunal de Vibo Valentia se aplazó hasta el 19 de abril de 2018, para escuchar el testimonio de los testigos finales convocados por los otros acusados.

Planta de generación térmica Brindisi Sud - Incautación de planta

Para obtener más detalles sobre el caso, consulte la presentación en "Eventos importantes en 2017" en el Informe sobre operaciones y en la nota 50 "Eventos después del período sobre el que se informa".

Litigios y disputas extrajudiciales relacionadas con el apagón del 28 de septiembre de 2003

A raíz del apagón que ocurrió el 28 de septiembre de 2003, se presentaron numerosas reclamaciones contra Enel Distribuzione (ahora e-distribuzione) por indemnizaciones automáticas y otras por pérdidas. Estas demandas dieron lugar a sustanciales litigios ante jueces de paz, principalmente en las regiones de Calabria, Campania y Basilicata, con un total de aproximadamente 120,000 procedimientos. Los cargos con respecto a tales indemnizaciones podrían recuperarse en parte en virtud de las pólizas de seguro existentes. La mayoría de los fallos iniciales de estos jueces se encontraron a favor de los demandantes, mientras que los tribunales de apelación casi todos han fallado a favor de Enel Distribuzione. El Tribunal de Casación también ha fallado sistemáticamente a favor de Enel Distribuzione. Al 31 de diciembre de 2017, los casos pendientes sumaban aproximadamente 8,100. Además, a la vista de las sentencias a favor de Enel por parte de los tribunales de apelación y el Tribunal de Casación, el flujo de nuevas reclamaciones se ha detenido. A partir de 2012, se iniciaron una serie de acciones de cobro, que continúan, para obtener el reembolso de los montos pagados por Enel en la ejecución de los fallos en los tribunales de primera instancia.

En mayo de 2008, Enel entregó a su compañía de seguros (Cattolica) una citación para determinar su derecho al reembolso de los montos pagados en la resolución de fallos desfavorables. El caso también involucró a varias compañías de reaseguros en el procedimientos judiciales, que han impugnado el reclamo de Enel. En un fallo del 21 de octubre de 2013, el Tribunal de Roma aceptó la petición de Enel de considerar válida la cobertura del seguro y ordenó a Cattolica y, en consecuencia, a las compañías de reaseguros, que eximieran a Enel de los montos pagados o por pagar a los usuarios y sus abogados, así como, dentro de los límites establecidos por las políticas, para pagar defensa costos.

Posteriormente, Cattolica apeló el fallo del tribunal de primera instancia del 21 de octubre de 2013 ante la Corte de Apelaciones de Roma, solicitando su anulación. En la audiencia del 23 de febrero de 2018, el juez dictó la fecha límite para el intercambio de argumentos finales y tomó el caso por juicio.

Sobre la base de la sentencia del 21 de octubre de 2013, en octubre de 2014, Enel presentó una demanda contra Cattolica ante el Tribunal de Roma para obtener una cuantificación y el pago de los montos adeudados a Enel por parte de Cattolica. En la audiencia del 3 de octubre de 2016, el tribunal denegó la petición de las contrapartes para la suspensión del procedimiento hasta que finalice el proceso

de apelación, y levantó el caso para el examen de las mociones hasta el 4 de julio de 2017. En un fallo del 12 de julio 2017 el tribunal decidió sobre la base de los escritos preliminares para aplazar la demanda hasta el 25 de noviembre de 2019 para una decisión.

Enel Energia y Servizio Elettrico Nazionale procedimiento antimonopolio

Con medida no. 26581 notificado el 11 de mayo de 2017, la Autoridad de la Competencia inició un procedimiento por presunto abuso de posición dominante contra Enel SpA (Enel), Enel Energia SpA (EE) y Servizio Elettrico Nazionale SpA (SEN), realizando inspecciones en la misma fecha para adquirir documentación en ciertas oficinas de estas compañías, Enel Italia Srl y Punto Enel en Catania.

El procedimiento se inició sobre la base de informes elaborados por la Asociación Italiana de Mayoristas y Comerciantes de Energía (AIGET), la empresa Green Network SpA (GN) y los informes de consumidores individuales recibidos por la Autoridad de la Competencia, especialmente desde la segunda mitad de 2016 .

Según los alegatos formulados por la Autoridad de la Competencia en la medida, el Grupo Enel, como actor integrado en la distribución y venta de energía en el mercado regulado, se ha comprometido (en un mercado en medio de una fase crucial de transición hacia la completa apertura a la competencia de los mercados minoristas de clientes domésticos y no domésticos de baja tensión), en una estrategia de exclusión que utiliza una serie de estratagemas comerciales no replicables capaces de obstaculizar su no integrado competidores a el beneficio de el Grupo de empresa operando en el gratis mercado, es decir Enel Energia.

Enel y las demás empresas del Grupo implicadas en el procedimiento, aunque no admitieron la conducta controvertida, presentaron compromisos para abordar las preocupaciones contrarias a la competencia expresadas por la Autoridad de la Competencia en la medida en que se inició el procedimiento.

Con las medidas adoptadas el 8 de noviembre de 2017, la Autoridad de la Competencia rechazó los compromisos presentados, argumentando que existe un interés en determinar los méritos de la conducta controvertida. En consecuencia, el procedimiento continuará con la investigación preliminar ordinaria, en la que las empresas involucradas pueden presentar escritos y presentar su posición en relación con las objeciones formuladas por la Autoridad.

El límite de tiempo para cerrar el procedimiento es el 30 de junio de 2018.

Litigio BEG

Tras un procedimiento de arbitraje iniciado por BEG SpA en Italia, Enelpower obtuvo un fallo a su favor en 2002, que fue confirmado por el Tribunal de Casación en 2010, que rechazó por completo la queja con respecto a la supuesta violación por parte de Enelpower de un acuerdo relativo a la construcción de una central hidroeléctrica en Albania. Posteriormente, BEG, actuando a través de su filial Albania BEG Ambient, interpuso una demanda contra Enelpower y Enel SpA en Albania en relación con el asunto, obteniendo una sentencia del Tribunal de Distrito de Tirana, confirmada por el Tribunal de Casación albanés, ordenando a Enelpower y Enel pagar indemnizaciones daños de alrededor de € 25 millones para 2004, así como una cantidad no especificada de daños y perjuicios para los años siguientes. Tras el fallo, Albania BEG Ambient exigió el pago de más de 430 millones de euros por parte de Enel.

El Tribunal Europeo de Derechos Humanos, con el que Enelpower SpA y Enel SpA presentaron una apelación por violación del derecho a un justa juicio y el regla de ley por el República de Albania,

rechazado el petición como inadmisible. los decisión estaba puramente de procedimiento y no abordaba el contenido de la traje. Mediante resolución de 16 de junio de 2015, se completó el primer nivel en la demanda adicional interpuesta por Enelpower SpA y Enel SpA ante el Tribunal de Roma solicitando al Tribunal que verifique la responsabilidad de BEG SpA por haber eludido el cumplimiento del laudo arbitral emitido en Italia a favor de Enelpower SpA a través de la acción legal tomada por Albania BEG Ambient Shpk. Con esta acción, Enelpower SpA y Enel SpA solicitaron al Tribunal que declare a BEG responsable y le ordene el pago de daños y perjuicios por la cantidad que el otro podría tener que pagar a Albania BEG Ambient Shpk en caso de que se cumpliera la condena emitida por el Tribunales albaneses. Con la sentencia, el Tribunal de Roma determinó que BEG SpA no tenía legitimación para ser demandada, o alternativamente, que la solicitud no era admisible por falta de interés para Enel SpA y Enelpower SpA para demandar, ya que la resolución albanesa aún no ha sido declarado ejecutable en cualquier tribunal. El Tribunal ordenó el establecimiento de costos judiciales. Enel Spa y Enelpower Spa apelado el decisión antes de el Roma Corte de Apelación, preguntando ese eso ser volcado en su totalidad. La próxima audiencia está programada para el 14 de noviembre, 2018.

El 5 de noviembre de 2016, Enel SpA y Enelpower SpA presentaron una petición ante el Tribunal de Casación de Albania, solicitando la anulación de la sentencia emitida por el Tribunal de Distrito de Tirana el 24 de marzo de 2009. El procedimiento aún está pendiente.

Procedimientos emprendidos por Albania BEG Ambient Shpk para obtener la ejecución de la sentencia del Tribunal de Distrito de Tirana de 24 de marzo de 2009

Francia

En febrero de 2012, Albania BEG Ambient interpuso una demanda contra Enel SpA y Enelpower SpA ante el *Tribunal de Grande Instance* en París con el fin de hacer que el fallo del tribunal albanés sea aplicable en Francia. Enel SpA y Enelpower SpA desafiaron la demanda.

Tras el inicio del caso ante el *Tribunal de Grande Instance* , una vez más por iniciativa de BEG Ambient, entre 2012 y 2013 Enel France recibió dos " *Saise Conservatoire de Créances* " (órdenes de embargo precautorio de cuentas por cobrar) para conservar las cuentas por cobrar de Enel SpA con respecto a Enel France.

El 29 de enero de 2018, el *Tribunal de Gran Instancia* emitió un fallo a favor de Enel y Enelpower, que negaba a Albania BEG Ambient Shpk el reconocimiento y la ejecución del fallo del tribunal de Tirana en Francia por falta de los requisitos de la legislación francesa a efectos de la concesión *exequátur.* Entre otras cuestiones, el *Tribunal de Grande Instance* dictaminó que: (i) la sentencia albanesa estaba en conflicto con una decisión existente, en este caso el arbitraje de 2002 y que (ii) el hecho de que BEG buscaba obtener en Albania lo que no era poder obtener en el procedimiento de arbitraje italiano, volver a presentar el mismo reclamo a través de Albania BEG Ambient Shpk, representó fraude.

Albania BEG Ambient Shpk apeló el fallo y el procedimiento se encuentra en sus etapas preliminares.

Estado de Nueva York

En marzo de 2014, Albania BEG Ambient Shpk entabló una demanda contra Enel SpA y Enelpower SpA en Nueva York para hacer que el fallo del tribunal albanés fuera exigible en el Estado de Nueva York.

El 22 de abril de 2014, en respuesta a una moción presentada por Enel y Enelpower, el tribunal revocó el fallo anterior emitido sin audiencia de las partes contra las empresas que congelaron activos de alrededor

de $ 600 millones (alrededor de € 487 millones). El 27 de abril de 2015, Enel SpA y Enelpower SpA solicitaron que el caso se transfiriera de los tribunales estatales de Nueva York a los tribunales federales. En un fallo del 10 de marzo de 2016, el tribunal federal remitió el caso al tribunal estatal de Nueva York. Enel SpA y Enelpower SpA apelaron la decisión que negaba el alegato de que los tribunales del estado de Nueva York no tenían jurisdicción. En unánime decisión de febrero 8, 2018, el De apelación Corte de el Estado de Nuevo York mantenido el apelación de Enel Spa y Enelpower SpA, rechazando el argumento de que el Tribunal de Nueva York tenía jurisdicción sobre la solicitud de ejecución presentada por Albania BEG Ambient Shpk.

Los países bajos

El 2 de junio de 2014, Albania BEG Ambient Shpk obtuvo una orden del tribunal de La Haya, basada en el requerimiento preliminar, la congelación de hasta € 440 millones en manos de varias entidades y el establecimiento de un derecho de retención sobre las acciones de dos subsidiarias de Enel SpA en ese país. Enel SpA y Enelpower SpA impugnaron esa resolución y el 1 de julio de 2014, el tribunal holandés, al conceder la petición de Enel y Enelpower, determinó provisionalmente el valor de la demanda en € 25 millones y ordenó la eliminación de la orden judicial preliminar sujeta a la emisión de una garantía bancaria por un monto de € 25 millones por parte de Enel y Enelpower. Enel y Enelpower han apelado esta decisión.

En un fallo del 9 de febrero de 2016, el Tribunal de Apelación de La Haya confirmó los recursos, ordenando la revocación de los mandamientos preliminares sujetos a la promesa de una garantía por parte de Enel de € 440 millones y una contragarantía de Albania BEG Ambient Shpk de aproximadamente 50 millones de euros (el valor estimado de las pérdidas de Enel y Enelpower por la incautación de activos y el compromiso de garantías bancarias). La garantía de Enel se emitió el 30 de marzo de 2016. Albania BEG Ambient Shpk no emitió su contragarantía.

El 4 de abril de 2016, Albania BEG Ambient Shpk apeló el fallo del 9 de febrero de 2016 ante el Tribunal de Casación de los Países Bajos, que en un fallo del 23 de junio de 2017 denegó el recurso de apelación de Albania BEG Ambient Shpk, decidiendo definitivamente la revocación de los mandamientos preliminares.

A fines de julio de 2014, Albania BEG Ambient Shpk entabló una demanda ante el Tribunal de Amsterdam para que el fallo del tribunal albanés fuera exigible en los Países Bajos. El 29 de junio de 2016, el tribunal presentó su fallo, que: (i) dictaminó que el fallo albanesa cumple con los requisitos de reconocimiento y ejecución en los Países Bajos; (ii) ordenó a Enel y Enelpower a pagar 433.091.870,00 € a Albania BEG Ambient Shpk, además de los costos y los gastos accesorios de € 60,673.78; y (iii) denegó la solicitud de Albania BEG Ambient Shpk para declarar el fallo provisionalmente aplicable. El 14 de julio de 2016, Albania BEG Ambient Shpk presentó un recurso de aprehensión preventiva sobre la base de la decisión del Tribunal de Amsterdam de 29 de junio de 2016 por un importe de 440 millones de euros con varias entidades y la incautación de las acciones de tres empresas controladas por Enel SpA en los Países Bajos. Enel apeló y en un fallo del 26 de agosto de 2016, el Tribunal de Amsterdam decidió que las medidas cautelares emitidas en 2014 y 2016 serían revocadas si Albania BEG Ambient Shpk no proporcionaba una garantía bancaria de 7 millones de euros a Enel y Enelpower para octubre 21, 2016

Albania BEG Ambient Shpk no proporcionó la garantía y, en consecuencia, las incautaciones de los activos de Enel y Enelpower en los Países Bajos se revocaron y dejaron de estar vigentes a partir del 21 de

octubre de 2016. Albania BEG Ambient Shpk apeló la decisión del 26 de agosto de 2016 pero el procedimiento fue suspendido en virtud de un acuerdo entre las partes a la espera de la resolución del Tribunal de Casación de los Países Bajos en el procedimiento sobre las medidas cautelares (que se emitió el 23 de junio de 2017). Por lo tanto, la apelación contra la decisión del 26 de agosto de 2016 permanece suspendida a falta de una solicitud específica de una de las partes. La suspensión no ha tenido ningún impacto en el hecho de que las incautaciones de activos en los Países Bajos no han estado en vigor desde octubre de 2016.

El 29 de junio de 2016, Enel y Enelpower presentaron recursos contra la resolución del Tribunal de Amsterdam emitida en la misma fecha. La apelación tiene un efecto completo de novo. El Tribunal de Apelación volverá a examinar todo el tema de la disputa.

En consecuencia, Enel y Enelpower podrán presentar su defensa en su totalidad. El 27 de septiembre de 2016, Albania BEG Ambient también apeló el fallo del tribunal del 29 de junio de 2016 para solicitar la revocación de su pérdida parcial en cuanto al fondo. El 11 de abril de 2017, el Tribunal de Apelaciones de Amsterdam concedió la solicitud de Enel y Enelpower para unirse a dos apelaciones pendientes.

El 29 de enero de 2018, se presentaron argumentos orales en el procedimiento de apelación, tras lo cual el Tribunal permitió a Enel y Enelpower poner en evidencia la decisión con la cual el *Tribunal de Grande Instance* de París denegó el *exequátur* del fallo albanés en Francia. La decisión del Tribunal de Apelaciones de Amsterdam se emitirá el 17 de julio de 2018.

Irlanda

Albania BEG Ambient Shpk también entabló una demanda en Irlanda para hacer cumplir el fallo del Tribunal de Tirana en este país. El Tribunal Superior emitió un fallo el 8 de marzo de 2016 defendiendo la defensa de Enel y Enelpower, y concluyó que el país no tenía jurisdicción. El 31 de marzo de 2017, Albania BEG Ambient Shpk presentó un recurso de apelación expedito contra la resolución del 8 de marzo de 2016 que dictaminó que Irlanda no tenía jurisdicción. Enel y Enelpower respondieron a la presentación de la apelación el 7 de abril de 2017.

En un fallo del 26 de febrero de 2018, el tribunal irlandés denegó la apelación de Albania BEG Ambient Shpk.

Luxemburgo

En Luxemburgo, nuevamente a iniciativa de BEG Ambient Shpk de Albania, se entregó a JP Morgan Bank Luxembourg SA una orden de embargo precautorio de las cuentas por cobrar de Enel SpA. En paralelo, Albania BEG Ambient Shpk presentó un reclamo para obtener la ejecución del fallo del Tribunal de Tirana en ese país. El procedimiento aún está en curso y se están intercambiando informes entre las partes. No se ha emitido ninguna decisión.

Violaciones del Decreto Legislativo 231/2001

El 14 de julio de 2017, Enel Green Power SpA recibió notificación de los cargos presentados ante el Tribunal de Ancona por presunta violación del Decreto Legislativo 231/2001 relativo a la responsabilidad administrativa de las personas jurídicas. El procedimiento se inició para la supuesta comisión por parte de un agente de la compañía, en interés de la compañía, del delito de destrucción de un hábitat natural en un área protegida. El caso se ha unido a un procedimiento separado que involucra al mismo agente y otros dos acusados por los mismos presuntos delitos. El tribunal ha establecido las fechas para las audiencias de los testigos.

Litigio CIEN - Brasil

En 1998, la empresa brasileña CIEN (ahora Enel CIEN) firmó un acuerdo con Tractebel para la entrega de electricidad desde Argentina a través de su línea de interconexión Argentina-Brasil. Como resultado de los cambios regulatorios argentinos introducidos como consecuencia de la crisis económica en 2002, CIEN no pudo poner la electricidad a disposición de Tractebel. En octubre de 2009, Tractebel demandó a CIEN, que presentó su defensa. CIEN citó la fuerza mayor como resultado de la crisis argentina como el principal argumento en su defensa. Fuera del tribunal, Tractebel ha indicado que planea adquirir el 30% de la línea de interconexión involucrada en la disputa. En marzo de 2014, el tribunal otorgó la moción de CIEN para suspender el procedimiento en vista de la existencia de otro litigio pendiente entre las partes. El monto involucrado en la disputa se estima en alrededor de R $ 118 millones (alrededor de € 27 millones), más los daños no especificados. Por razones análogas, en mayo de 2010, Furnas también presentó una demanda contra CIEN por no entregar la electricidad, solicitando el pago de aproximadamente R $ 520 millones (aproximadamente € 121 millones), además de los daños no especificados. Alegando incumplimiento por parte de CIEN, Furnas también busca adquirir propiedad (en este caso 70%) de la línea de interconexión. La defensa de CIEN es similar al caso anterior. Las demandas presentadas por Furnas fueron rechazadas por el tribunal de primera instancia en agosto de 2014. Furnas presentó un recurso contra esta última decisión, mientras que CIEN también presentó una apelación y el procedimiento está en curso.

Litigio de Cibran - Brasil

Companhia Brasileira Delaware Antibióticos ("Cibran") tiene archivado seis trajes en contra Enel Distribución Río (antes Ampla) a obtener daños y perjuicios por presuntas pérdidas incurridas como resultado de la interrupción del servicio de electricidad por parte de la empresa distribuidora brasileña entre 1987 y 2002, además de daños inmateriales. El Tribunal ordenó una evaluación técnica unificada para esos casos, cuyos resultados fueron en parte desfavorables para Enel Distribución Rio. Este último desafió los hallazgos, pidiendo un nuevo estudio, que condujo a la negación de parte de las peticiones de Cibran. Posteriormente, Cibran apeló la decisión y el fallo fue a favor de Enel Distribución Rio.

La primera demanda, presentada en 1999 y en relación con los años de 1994 a 1999, fue adjudicada en septiembre de 2014 cuando el tribunal de primera instancia emitió un fallo contra Enel Distribución Rio, imponiendo una multa de aproximadamente R $ 200,000 (aproximadamente € 46,000) y otros daños que se cuantificarán en una etapa posterior. Enel Distribución Rio apeló el fallo y el recurso fue confirmado por el *Tribunal de Justiça.* En respuesta, el 16 de diciembre de 2016, Cibran interpuso un *recurso* ante el *Tribunal Superior de Justiça* , y el proceso está en curso.

Con respecto al segundo caso, presentado en 2006 y en relación con los años de 1987 a 2002, el 1 de junio de 2015, los tribunales emitieron un fallo ordenando a Enel Distribución Rio pagar R $ 80,000 brasileños (alrededor de € 18,000) en concepto de daños inmateriales como así como R $ 96.465.103 (alrededor de € 22 millones) en daños pecuniarios, más intereses. El 8 de julio de 2015 Enel Distribución Rio apeló la decisión ante el *Tribunal de Justiça* de Río de Janeiro y las partes están esperando una decisión.

Las decisiones aún están pendientes con respecto a las cuatro demandas restantes. El valor de todas las disputas se estima en aproximadamente R $ 445 millones (alrededor de € 124 millones).

Litigio de Coperva - Brasil

Como parte del proyecto para ampliar la red en las zonas rurales de Brasil, en 1982 Enel Distribución Ceará SA (anteriormente Coelce), entonces propiedad del gobierno brasileño y ahora una empresa del Grupo Enel, había celebrado contratos para el uso de las redes de una cantidad de cooperativas establecidas específicamente para

continuar con el proyecto de expansión. Los contratos previstos para el pago de una tarifa mensual por Enel Distribución Ceará SA, que también se requería para mantener las redes.
Esos contratos, entre las cooperativas establecidas en circunstancias especiales y la empresa del sector público, no identifican específicamente las redes reguladas por los acuerdos, lo que ha llevado a varias cooperativas a demandar a Enel.

Distribución Ceará SA solicitando, entre otras cosas, una revisión de los honorarios acordados en los contratos. Estas acciones incluyen la demanda presentada por la Cooperativa de Electrificación Rural de V Acarau Ltda ("Coperva") por un valor de aproximadamente R $ 203 millones (alrededor de € 56 millones). Enel Distribución Ceará SA recibió fallos a su favor del tribunal de primera instancia y el tribunal de apelación, pero Coperva presentó un nuevo recurso (*Embargo de Aclaración*), que fue denegado en un fallo del 11 de enero de 2016, Coperva presentó un recurso extraordinario antes el *Superior Tribunal de Justiça* el 3 de febrero de 2016. El proceso se encuentra actualmente en curso.

Enel Distribuição Goiás AGM - Brasil

En 1993, Enel Distribuição Goiás, la Asociación de Municipios de Goiás (AGM), el Estado de Goiás y la Banca di Goiás llegaron a un acuerdo (*convenio*) para el pago de deudas municipales a Enel Distribuição Goiás a través de la transferencia de la porción del ICMS (IVA) que el Estado habría transferido a esos gobiernos. En 2001, las partes en el acuerdo fueron demandadas por los gobiernos municipales individuales para obtener una decisión de que el acuerdo era inválido, un puesto que luego fue confirmado por el Supremo Tribunal Federal sobre la base de la no participación de los gobiernos locales en el proceso del acuerdo . En septiembre de 2004, Enel Distribuição Goiás llegó a un acuerdo con 23 municipios. Entre 2007 y 2008, Enel Distribuição Goiás fue nuevamente demandada en numerosas ocasiones (actualmente hay 113 demandas pendientes) que buscan la restitución de los montos pagados en virtud del acuerdo. A pesar de que el acuerdo era nulo, Enel Distribuição Goiás argumenta que el pago de las deudas por parte de los gobiernos locales es legítimo, ya que la electricidad se suministró de acuerdo con los contratos de suministro y, en consecuencia, los reclamos por la restitución de los montos pagados debería ser negado El valor total de los trajes es de aproximadamente R $ 1 mil millones (aproximadamente € 277 millones).
Es importante señalar que, como parte de la privatización de Enel Distribuição Goiás, se introdujo un mecanismo de desgravación fiscal que permite a Enel Distribuição Goiás compensar su pasivo del ICMS (IVA) con un crédito fiscal con respecto a las inversiones de Enel Distribuição Goiás en el desarrollo y mantenimiento de su red. El valor de los créditos fiscales se limita a los pasivos de Enel Distribuição Goiás devengados hasta el 27 de enero de 2015, incluidos los mencionados en el litigio.

El Quimbo - Colombia

Varias acciones legales (" *acciones de grupo* " y " *acciones populares* ") presentadas por residentes y pescadores en el área afectada están pendientes con respecto al proyecto El Quimbo para la construcción de una planta hidroeléctrica de 400 MW en la región de Huila (Colombia). Más específicamente, la primera *acción de grupo* , actualmente en la etapa preliminar, fue presentada por alrededor de 1.140 residentes del municipio de Garzón, quienes afirman que la construcción de la planta reduciría sus ingresos comerciales en un 30%. Una segunda acción fue iniciada, entre agosto de 2011 y diciembre de 2012, por residentes y empresas / asociaciones de cinco municipios del Huila que reclaman daños relacionados con el cierre de un puente (Paso El Colegio). Con respecto a *acciones populares* , o demandas colectivas, en 2008 varios residentes del área presentaron una demanda exigiendo, entre otras cosas, que se suspendiera el permiso ambiental. Otra *acción popular* fue presentada por varias empresas de piscicultura sobre el presunto impacto que tendría el relleno de la cuenca de Quimbo en la pesca en la cuenca de Betania aguas abajo de Quimbo. En febrero de 2015, el Tribunal ordenó la suspensión cautelar de las operaciones de llenado hasta que se hayan cumplido una serie de requisitos específicos. reunió.
La suspensión cautelar fue modificada posteriormente para permitir el llenado, que comenzó el 30 de junio de 2015. Sin embargo, el 17 de julio de 2015, Emgesa recibió un aviso modificando la medida cautelar para prohibir actividades de generación hasta que ANLA (la autoridad ambiental nacional) certifique que La empresa eliminó la biomasa y los desechos forestales de la cuenca del embalse de Quimbo.
A la espera de la decisión, cuando se declaró una emergencia energética, el Ministerio de Energía emitió un decreto que autoriza a Emgesa a comenzar la generación. El 16 de diciembre de 2015, el Tribunal Constitucional dictaminó

que el Decreto presidencial era inconstitucional y desde esa fecha Emgesa suspendió la generación de electricidad. El 24 de diciembre de 2015, *Ministero Minas y Energía* y la AUNAP (la autoridad para agricultura y pesca) presentaron una moción conjunta solicitando al tribunal penal que autorice la generación como medida de precaución. El 8 de enero de 2016, el tribunal otorgó la medida cautelar solicitada por el Ministerio y la AUNAP, autorizando la reanudación temporal e inmediata de la generación en El Quimbo. La medida cautelar otorgada por el tribunal permanecería vigente hasta que el tribunal del Huila emitiera un fallo sobre el fondo del asunto, es decir, la revocación o el mantenimiento de la medida cautelar previamente emitido por el tribunal administrativo local. Con una decisión de 22 de febrero de 2016, el tribunal de Huila emitió un fallo que permite que la generación continúe durante seis meses. El tribunal ordenó a Emgesa que preparara un diseño técnico que aseguraría el cumplimiento de los requisitos de nivel de oxígeno y proporcionaría una garantía de aproximadamente 20,000,000,000 de pesos colombianos (alrededor de € 5,5 millones). En un fallo del Tribunal Administrativo del Huila de 11 de abril de 2016, la revocación temporal de la medida cautelar fue confirmada por un período de seis meses hasta el 16 de octubre de 2016, que posteriormente fue prorrogado por seis meses más a partir de febrero de 2017. A continuación el plazo para la suspensión de la medida cautelar en agosto de 2017, en ausencia de sentencias judiciales contrarias, la planta de Quimbo continúa generando electricidad, ya que el sistema de oxigenación instalado por Emgesa ha demostrado que puede mantener los niveles de oxígeno requeridos por el tribunal . El procedimiento se encuentra actualmente estancado ya que el Tribunal evalúa un acuerdo propuesto entre las partes, presentado el 27 de noviembre de 2017, que también ha sido notificado a las autoridades competentes. El 24 de enero de 2018, el Juzgado de Huila rechazó el acuerdo conciliatorio, un fallo que fue apelado por las partes.

Procedimientos *de Nivel de Tensión Uno* - Colombia

Esta disputa involucra una " *acción de grupo* " presentada por el Centro Médico de la Sabana y otras partes en contra de Codensa en busca de la restitución de supuestas tarifas excedentes. La acción se basa en la presunta omisión de Codensa de aplicar una tarifa subsidiada que alegan que los usuarios debieron haber pagado como usuarios de la categoría *Tensión Uno* (voltaje inferior a 1 kV) y propietarios de infraestructura, según lo establecido en la Resolución no. 82/2002, según enmendado por la Resolución no. 97/2008. El traje es a un preliminar escenario. los estimado valor de el proceder es acerca de 337 mil millones colombiano pesos (alrededor de € 96 millones).

Procedimientos de arbitraje de Emgesa y Codensa - Colombia

El 4 de diciembre de 2017, Enel Américas SA fue notificada por el Grupo Energía di Bogotá ("GEB") (que posee aproximadamente el 51.5% de Emgesa y Codensa) del inicio del procedimiento de arbitraje ante la Junta de Arbitraje de Bogotá para resolver la disputa entre las partes concernientes a la distribución del beneficio neto para 2016 para Emgesa y Codensa. GEB alega que el "Acuerdo Marco de Inversión" (un acuerdo de accionistas) había sido violado por la falta de distribución del 100% de las ganancias.
GEB ha presentado un reclamo de aproximadamente 63,619,000,000 de pesos colombianos (aproximadamente € 18 millones) por Codensa y 82,820,000,000 de pesos colombianos (alrededor de € 23 millones) por Emgesa.

Procedimiento de arbitraje SAPE (anteriormente Electrica) - Rumania

El 20 de abril de 2016, SAPE presentó una nueva solicitud de arbitraje ante la Cámara de Comercio Internacional en París con respecto a Enel SpA y Enel Investment Holding BV en relación con una presunta violación contractual por no distribuir dividendos de E-Distributie Muntenia y Enel Energie Muntenia . En septiembre de 2016, SAPE modificó sus reclamaciones de arbitraje, entablando una demanda contra Enel Energie Muntenia y E-Distributie Muntenia y revisando su reclamación monetaria a aproximadamente € 56 millones. El 22 de mayo de 2017, SAPE volvió a modificar su reclamación, cuantificándola en aproximadamente € 110 millones más intereses. Las partes intercambian informes.

Conflicto de Gabčíkovo - Eslovaquia

Slovenské elektrárne ("SE") interviene en varios asuntos ante los tribunales nacionales en relación con la central hidroeléctrica Gabčíkovo de 720 MW, administrada por Vodohospodárska Výsatavba Štátny Podnik ("VV") y cuya operación y mantenimiento, como parte de la privatización de SE en 2006, se había confiado a SE por un período de 30 años en virtud de un acuerdo de gestión (el Acuerdo de funcionamiento de VEG).

Inmediatamente después del cierre de la privatización, la Oficina de Contratación Pública (PPO) entabló una demanda ante el Tribunal de Bratislava para anular el Acuerdo Operativo VEG sobre la base de presuntas violaciones de las normas que rigen las licitaciones públicas, calificando el contrato como un contrato de servicio y como tal gobernado por esas regulaciones. En noviembre de 2011, el tribunal de primera instancia falló a favor de SE, por lo que el PPO apeló inmediatamente la decisión.
Paralelamente a la acción PPO, VV también presentó una serie de demandas, solicitando en particular la anulación del Acuerdo Operativo de VEG.
El 12 de diciembre de 2014, VV se retiró unilateralmente del Acuerdo Operativo de VEG, notificando su terminación el 9 de marzo de 2015, por incumplimiento de contrato. El 9 de marzo de 2015, la decisión del tribunal de apelación anuló la decisión del tribunal de primera instancia y anulado el contrato como parte de el acción perseguido por el PPO. SE alojado un apelación extraordinaria en contra ese decisión ante el Tribunal Supremo. En una audiencia del 29 de junio de 2016, el Tribunal Supremo denegó la apelación. Luego, SE apeló el fallo ante el Tribunal Constitucional, que denegó la apelación el 18 de enero de 2017.
Además, SE presentó una solicitud de arbitraje ante el Centro Internacional de Arbitraje de Viena (VIAC) en virtud del Acuerdo de Indemnización VEG. En virtud de ese acuerdo, que se había firmado como parte de la privatización entre el Fondo Nacional de Propiedad (ahora MH Manazment) de la República Eslovaca y SE, este último tiene derecho a una indemnización en caso de terminación anticipada del Acuerdo Operativo VEG para razones no atribuibles a SE. El tribunal de arbitraje rechazó la objeción de que no tenía jurisdicción y el procedimiento de arbitraje continuó examinando los méritos del caso, con una decisión sobre el monto involucrado siendo diferida a cualquier procedimiento posterior. El 30 de junio de 2017, el tribunal de arbitraje emitió su fallo denegando la solicitud de SE.
Paralelamente al procedimiento de arbitraje iniciado por SE, tanto VV como el National Property Fund (ahora MH Manazment) presentaron demandas, actualmente pendientes, en los tribunales eslovacos para anular el Acuerdo de Indemnización VEG debido a la supuesta conexión de este último con el VEG operativo. Acuerdo. Con respecto al procedimiento iniciado por VV contra SE, el 27 de septiembre de 2017, se celebró una audiencia ante el Tribunal de Bratislava en la que el juez denegó la solicitud del demandante por razones de procedimiento. Además, a nivel local, SE fue demandado por VV por supuesto enriquecimiento injustificado (estimado en alrededor de € 360 millones más intereses) durante el período de 2006 a 2015. Se llevó a cabo la fase de intercambio de informes del procedimiento y en febrero 2, 2018 SE presentó contrademandas para los procedimientos relativos a 2010, 2013 y 2014. Finalmente, en otro procedimiento ante el Tribunal de Bratislava, VV solicitó a SE devolver la tasa por la transferencia de SE a VV de los activos tecnológicos de la Planta Gabčíkovo como parte de la privatización, con un valor de alrededor de € 43 millones más intereses. La audiencia se celebró el 4 de diciembre de 2017 y el juez estableció un plazo para el intercambio de escritos adicionales entre el fiestas.

Procedimiento administrativo cautelar y arbitraje de Chucas

PH Chucas SA ("Chucas") es una entidad de propósito especial establecida por Enel Green Power Costa Rica SA luego de ganar una licitación organizada en 2007 por el Instituto Costarricense de Electricidad ("ICE") para la construcción de una planta hidroeléctrica de 50 MW y la venta de la energía generada por la planta a ICE bajo un contrato de construcción, operación y transferencia ("BOT"). El acuerdo estipula que Chucas construirá y operará la planta durante 20 años, antes de transferirla a ICE. Según el contrato BOT, la planta debería haber entrado en servicio el 26 de septiembre de 2014. Por diversas razones, incluidas inundaciones, deslizamientos de tierra y eventos similares, el proyecto experimentó sobrecostos y demoras, con el consiguiente retraso en cumplir con la obligación de entregar electricidad . En vista de estos desarrollos, en 2012 y 2013, Chucas presentó una petición administrativa al ICE para recuperar los mayores costos incurridos y obtener un aplazamiento de la entrada en servicio de la planta. ICE negó la petición en 2015 y, de hecho, impuso dos multas de alrededor de $ 9 millones (alrededor de € 7 millones) por las demoras en el ingreso al servicio. Luego de la apelación preventiva de Chucas, se suspendió el pago de las multas. La planta entró en servicio en diciembre de 2016.
Además, como ICE había rechazado la petición administrativa, el 27 de mayo de 2015, conforme a las disposiciones del contrato BOT, Chucas inició un procedimiento de arbitraje ante la Cámara Costarricense-Norteamericana de Comercio (AMCHAM CICA) solicitando el reembolso de los costos adicionales incurridos para construir la planta y como resultado de los retrasos en completar el proyecto, así como la anulación de la multa impuesta por ICE. En una decisión emitida en diciembre de 2017, la junta de arbitraje falló a favor de Chucas, otorgando el reconocimiento de los

costos adicionales en la cantidad de aproximadamente $ 113 millones (alrededor de € 91 millones) y costos legales y dictaminando que las multas no deberían pagarse. ICE apeló el fallo de arbitraje en los tribunales locales y el proceso se encuentra en una etapa preliminar.

Además, el 3 de octubre de 2015, en consideración a la violación de una serie de obligaciones contractuales (incluida la falta de cumplimiento del plazo para completar las obras) por parte de FCC Construcción America SA y FCC Construcción SA (FCC) - que tenían se comprometió a construir algunos de los trabajos para la planta hidroeléctrica - Chucas notificó a las partes que estaba rescindiendo el contrato por incumplimiento, haciendo cumplir las garantías que se le otorgaron. Sin embargo, las garantías aún no se han pagado en espera de la resolución de un procedimiento cautelar iniciado por FCC el 27 de octubre de 2015 en la Corte Internacional de Arbitraje de París. En un documento presentado el 10 de marzo de 2017, la FCC solicitó una decisión de que el contrato había sido rescindido sin porque y preguntó para daños y perjuicios de acerca de $ 27 millones (alrededor de € 22 millones). en un breve archivado en Mayo 2017, Chucas, además de solicitar la denegación de los reclamos del demandante, presentó un contrademanda para obtener la confirmación de la terminación del contrato por incumplimiento, solicitando daños de al menos $ 38 millones (alrededor de € 30 millones). La audiencia se celebró en febrero de 2018 y el intercambio de alegatos finales está en curso.

Litigios tributarios en Brasil

Impuesto a la retención - Enel Distribución Rio SA

En 1998, Enel Distribución Rio SA financió la adquisición de Enel Distribución Ceará SA con la emisión de bonos por $ 350 millones ("Fixed Rate Notes" - FRN) suscritos por su subsidiaria panameña, que se había establecido para recaudar fondos en el exterior. Bajo las reglas especiales entonces vigentes, sujetas a mantener el bono hasta el 2008, el interés pagado por Enel Distribución Rio SA a su subsidiaria no estaba sujeto a retención fiscal en Brasil. Sin embargo, la crisis financiera de 1998 obligó a la empresa panameña a refinanciarse con su matriz brasileña, que para tal fin obtuvo préstamos de bancos locales. Las autoridades tributarias consideraron este financiamiento como el equivalente a la extinción anticipada del bono, con la consecuente pérdida del derecho a la exención de la retención fiscal.

En diciembre de 2005, Enel Distribución Rio SA llevó a cabo una escisión que implicó la transferencia de la deuda residual de FRN y los derechos y obligaciones asociados.

El 6 de noviembre de 2012, la *Camara Superior de Recursos Fiscales* (el más alto nivel de los tribunales administrativos) emitió un fallo en contra de Enel Distribución Rio SA, por lo que la empresa solicitó puntualmente aclaraciones a ese organismo. El 15 de octubre de 2013, Enel Distribución Rio SA fue notificada de la denegación de la solicitud de aclaración (" *Embargo de Declaración* "), manteniendo así la decisión adversa previa. La compañía proporcionó seguridad para la deuda y el 27 de junio de 2014 continuó el litigio ante los tribunales ordinarios (" *Tribunal de Justiça* ").

En diciembre de 2017, el tribunal nombró a un experto para examinar el asunto en mayor detalle en apoyo de la decisión futura. El monto involucrado en la disputa al 31 de diciembre de 2017 fue de aproximadamente € 312 millones.

ICMS - Enel Distribución Rio SA y Enel Distribución Ceará SA

Los estados de Río de Janeiro y Ceará emitieron una serie de evaluaciones tributarias contra Enel Distribución Rio SA (para los años 1996-1999 y 2007-2014) y Enel Distribución Ceará (para los años 2003, 2004 y 2006-2011), desafiando la deducción de ICMS (*Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços*) en relación con la compra de ciertos activos no corrientes. Las empresas impugnaron las evaluaciones, argumentando que dedujeron correctamente el impuesto y afirmaron que los activos, cuya compra generó el ICMS, están destinados a ser utilizados en sus actividades de distribución de electricidad. Las empresas continúan defendiendo sus acciones en los diversos niveles de adjudicación.

El monto involucrado en las disputas ascendió aproximadamente a € 69 millones al 31 de diciembre de 2017.

Retención de impuestos - Endesa Brasil

En noviembre 4, 2014, el brasileño impuesto autoridades emitido un evaluación en contra Endesa Brasil SA (ahora Enel Brasil SA) alegando la no aplicación de retención fiscal a pagos de supuestamente mayores dividendos a

receptores no residentes. Más específicamente, en 2009, Endesa Brasil, como resultado de la aplicación por primera vez de la NIIF-IAS, había cancelado la plusvalía, reconociendo los efectos en el patrimonio, sobre la base de la aplicación correcta de las normas de contabilidad que había adoptado. Sin embargo, las autoridades fiscales brasileñas afirmaron, durante una auditoría, que el tratamiento contable era incorrecto y que los efectos de la cancelación deberían haberse reconocido a través de ganancias o pérdidas. Como resultado, el valor correspondiente (alrededor de € 202 millones) se reclasificó como un pago de ingresos a no residentes y, por lo tanto, sujeto a una retención a cuenta del 15%.
Cabe señalar que el tratamiento contable adoptado por la empresa fue acordado con el auditor externo y también confirmado por una opinión legal específica emitida por una firma local especializada en derecho corporativo.
El 2 de diciembre de 2014, la compañía apeló el fallo inicial, argumentando que su tratamiento contable era correcto.
En julio de 2016, la disputa se resolvió en primera instancia a favor de las autoridades fiscales. Por lo tanto, Endesa Brasil apelará la decisión al segundo nivel de jurisdicción administrativa.
El monto total involucrado en la disputa al 31 de diciembre de 2017 fue de aproximadamente € 69 millones.

Litigio fiscal en España

Impuesto a las ganancias - Enel Green Power España SL

El 7 de junio de 2017, las autoridades fiscales españolas emitieron un aviso de evaluación a Enel Green Power España SL, impugnando el tratamiento de la fusión de Enel Unión Fenosa Renovables SA ("EUFER") en Enel Green Power España SL en 2011 como un impuesto transacción neutral, afirmando que la transacción no tenía una razón económica válida.
El 6 de julio de 2017, la empresa apeló la evaluación en el primer nivel administrativo (*Tribunal Económico-Administrativo Central* - TEAC), defendiendo la idoneidad del tratamiento fiscal aplicado a la fusión. Durante el procedimiento, la empresa proporcionará toda la documentación de respaldo que demuestre las sinergias logradas como resultado de la fusión con el fin de demostrar la existencia de una razón económica válida para la transacción.
El valor total involucrado en el procedimiento al 31 de diciembre de 2017 fue de aproximadamente € 88 millones. Este monto ha sido asegurado con garantías bancarias para obtener una suspensión de los esfuerzos de cobro.

50. Eventos después de la presentación de informes .

Emisión de nuevos bonos verdes en Europa por € 1.250 millones

El 9 de enero de 2018, Enel Finance International colocó con éxito su segundo bono verde en el mercado europeo. Está reservado para inversores institucionales y está respaldado por una garantía emitida por Enel.
La emisión asciende a un total de € 1.250 millones y prevé el reembolso en una sola cuota al vencimiento el 16 de septiembre de 2026 y el pago de un cupón de tasa fija igual a 1.125%, pagadero anualmente en mora en el mes de septiembre a partir de Septiembre de 2018. El precio de emisión se fijó en 99.184% y el rendimiento efectivo al vencimiento es igual a 1.225%.
La transacción ha recibido pedidos por aproximadamente € 3 mil millones, con la participación significativa de Inversores Socialmente Responsables ("SRI"), lo que permite al Grupo Enel continuar diversificando su base de inversionistas. Los ingresos netos de la emisión, llevados a cabo bajo el "Programa de notas a medio plazo en euros de € 35,000,000,000", se utilizarán para financiar y / o refinanciar, en su totalidad o en parte, los proyectos verdes elegibles del Grupo Enel identificados y / o ser identificado de acuerdo con los "Principios de Green Bond" publicados por la International Capital Market Association (ICMA).

Enel confirmado en los índices de sostenibilidad ECPI

El 23 de enero de 2018, Enel fue confirmada por décima vez en la serie del Índice de Sostenibilidad de ECPI, que evalúa a las empresas sobre la base de su desempeño ambiental, social y de gobierno (ESG). La inclusión de Enel en el índice es un reconocimiento de su clara visión estratégica a largo plazo, prácticas de gestión operativa sólidas y un trabajo positivo para abordar las necesidades sociales y ambientales. La filial española de Enel, Endesa, también ha sido incluida en ECPI Indices.
Enel ha sido incluido en cuatro de los índices de ECPI:

> ECPI Global Renewable Energy Equity Index, que selecciona a las 40 empresas con calificación ESG más altas activas en la producción o comercialización de energía de fuentes renovables ;

> ECPI Global Climate Change Equity Index, que ofrece a los inversores exposición a las empresas que están mejor posicionadas para aprovechar las oportunidades que presenta el desafío del cambio climático ;

> ECPI Euro ESG Equity Index, que está compuesto por las 320 empresas con mayor capitalización de mercado en el mercado de la zona euro que cumplen con ECG ESG criterios;

> ECPI World ESG Equity Index, un amplio representante de referencia de compañías de mercados desarrollados que cumplen con ECG ESG criterios.

La serie ECPI Index proporciona una herramienta esencial para analizar el riesgo y el rendimiento de las empresas con respecto a sus actividades relacionadas con ESG y para evaluar el rendimiento de los gestores de activos impulsados por la sostenibilidad. Los criterios socialmente responsables utilizados para seleccionar los componentes de los índices permiten a los inversionistas expresar su interés en los temas de sostenibilidad y hacerlos avanzar en la agenda corporativa.

Memorando de entendimiento con PwC

El 25 de enero de 2018, Enel X y PwC firmaron un memorando de entendimiento para el desarrollo de la movilidad eléctrica corporativa con un programa de pruebas y proyectos experimentales. El acuerdo tiene un plazo de aproximadamente tres años y prevé una fase preliminar de estudios y análisis, seguida de la implementación de proyectos piloto en el campo.

El objetivo es fomentar el desarrollo sostenible del sector del transporte, en particular del sector empresarial, explotando el potencial que ofrece la movilidad eléctrica en términos de reducción de la contaminación atmosférica y los costos de gestión de la flota. La prueba se llevará a cabo con la flota de PwC con el objetivo de anular la idea de que los vehículos eléctricos solo pueden ser utilizados por particulares y en áreas urbanas. PwC también proporcionará a Enel X su experiencia en el campo de la movilidad eléctrica y la gestión de flotas para el desarrollo de soluciones innovadoras en la gestión de flotas corporativas. De hecho, los automóviles electrónicos podrían convertirse fácilmente en parte del mundo corporativo, dado que casi la mitad de los vehículos de la compañía viajan menos de 100 kilómetros por día, muy por debajo del rango promedio de modelos eléctricos en el mercado. El acuerdo entre Enel y PwC les permitirá compartir sus respectivos conocimientos técnicos y difundir la cultura de los automóviles eléctricos en flotas corporativas entre las empresas de la red PwC en Italia.

Acuerdo para suministrar energía en Nevada

El 25 de enero de 2018, Enel Green Power North America ("EGPNA") firmó un acuerdo de compra de energía (PPA) con Wynn Las Vegas por el cual el complejo, ubicado en el famoso Las Vegas Strip, comprará la energía producida por EGPNA. 27 MW Wynn Solar Facility en Stillwater. Se espera que el nuevo proyecto solar, actualmente en construcción en Nevada, comience a producir en la primera mitad de 2018.

La inversión en la construcción de la nueva instalación solar fotovoltaica de 160 acres asciende a aproximadamente $ 40 millones, en línea con la inversión delineada en el plan estratégico actual de Enel. Se espera que la producción total que será producida por la planta fotovoltaica y vendida bajo el PPA con el complejo de Las Vegas ascienda a más de 43.900 MWh al año.

Premio Yankee Bond 2017

El 31 de enero de 2018, Enel fue reconocida por International Financing Review (IFR), un proveedor líder de inteligencia de mercados globales de capital, con el premio Yankee Bond 2017 por su bono de $ 5 mil millones de tres tramos emitido en mayo de 2017, el más grande de la historia Bono estadounidense emitido por una empresa italiana. IFR elogió a Enel por la excelente ejecución y precio del acuerdo, la primera incursión de la compañía en dólares desde 2013. La transacción siguió un enfoque de marketing concertado implementado durante más de cuatro años, durante el cual Enel actualizó a los inversores estadounidenses de forma regular, haciéndolos conscientes de las fortalezas fundamentales del negocio de Enel.

Acuerdo para la adquisición de Parques Eólicos Gestinver

El 2 de febrero de 2018, Enel Green Power España ("EGPE") firmó un acuerdo para comprar el 100% de Parques

Eólicos Gestinver, una compañía que posee cinco plantas eólicas en Galicia y Cataluña con una capacidad total de 132 MW, de las empresas españolas Elawan Energy y Genera Avante por un precio total de € 178 millones.
Tras el cierre, que está previsto que tenga lugar en la primera mitad de 2018 y sujeto a una serie de condiciones normales para este tipo de transacción, la capacidad instalada de EGPE en España superará los 1.806 MW, de los cuales 1.749 MW de energía eólica (aproximadamente el 8% de la capacidad eólica total instalada en España), 43 MW de minihidráulica y 14 MW de otros recursos renovables.

Acuerdo de asociación en Canadá

El 7 de febrero de 2018, Enel Green Power North America ("EGPNA") firmó un acuerdo de asociación con Alberta Investment Management Corporation según el cual el Grupo venderá el 49% de las acciones en el parque eólico Riverview de 115 MW y la fase 2 de 30,6 MW El parque eólico de Castle Rock Ridge, ambos para ser construido en Alberta, Canadá. El precio total de la transacción, que se pagará una vez cerrado el trato, se determinará en la operación comercial del parque eólico, que se espera para finales de 2019. Tras el cierre de la transacción, EGPNA gestionará, operará y mantener ambos parques eólicos, manteniendo una participación mayoritaria del 51% del interés en los proyectos.
Riverview Wind y la Fase 2 de Castle Rock Ridge, que es una expansión del parque eólico de Castle Rock Ridge de 76.2 MW existente de EGPNA, se encuentran ambos en Pincher Creek, Alberta. La inversión total en la construcción de los dos parques eólicos, que entrarán en servicio a fines de 2019, asciende a unos $ 170 millones. Una vez en funcionamiento, se espera que las dos plantas generen alrededor de 555 GWh por año, más del doble de la capacidad del Grupo en Canadá, que actualmente supera los 103 MW.
Los dos parques eólicos suministrarán sus créditos de energía y energía renovable al Operador del Sistema Eléctrico de Alberta ("AESO") bajo dos Acuerdos de Apoyo a la Energía Renovable a 20 años que fueron adjudicados a Enel en diciembre de 2017 en la primera licitación del Programa de Energía Renovable de la provincia .

Contrato para suministrar servicios de respuesta a la demanda en Japón

El 8 de febrero de 2018, Enel X, actuando a través de su compañía estadounidense de servicios de respuesta a la demanda EnerNOC, recibió la entrega de 165 MW de recursos de respuesta a la demanda en Japón luego de completar una licitación para equilibrar las reservas lanzadas por un grupo de empresas japonesas.
Como resultado de este premio, que confirma a Enel como el mayor agregador independiente de respuesta a la demanda en Japón, el Grupo casi triplicará su planta de energía virtual en el mercado japonés, alcanzando aproximadamente 165 MW de los actuales 60 MW, equivalente a una participación de mercado de 17%, cuando los nuevos programas comiencen en julio de 2018.

Premio "Gobierno Corporativo 2018"

El 12 de febrero de 2018, *Ethical Boardroom* , una destacada revista especializada del Reino Unido, reconoció a Enel con el Premio de Gobierno Corporativo 2018 para Europa en el sector de la industria "Utilities". La revista, que cubre y analiza cuestiones de gobernanza global, elogió los estándares de sostenibilidad de Enel y las mejores prácticas de gobierno corporativo. Enel fue nominado para el premio por los lectores de la revista, que incluyen a los principales ejecutivos de las principales compañías cotizadas mundiales y analistas de sostenibilidad de los principales inversores institucionales. Enel es la única empresa italiana en la edición de premios de gobierno corporativo *Ethical Boardroom de* este año .

Memorando de entendimiento para la movilidad sostenible en la industria del turismo en Italia

El 15 de febrero de 2018, Enel y el Ministerio de Patrimonio Cultural firmaron un memorando de entendimiento para la promoción y el desarrollo del uso de la electricidad para la movilidad sostenible en el sector turístico.
El memorándum es una palanca estratégica para aumentar la conciencia pública sobre los beneficios de la movilidad eléctrica. También permitirá la creación de un marco institucional para posteriores acuerdos comerciales con asociaciones comerciales para la instalación de infraestructura de carga eléctrica en instalaciones turísticas y el lanzamiento de proyectos en las principales ciudades turísticas.
Enel, a través de Enel X, la compañía del Grupo dedicada al desarrollo de productos y servicios innovadores,

colaborará con asociaciones comerciales y entidades de la industria turística para instalar estaciones de carga eléctrica en alojamientos turísticos utilizando soluciones comerciales a medida y en investigación y diseño para soluciones replicables. extendido a otras áreas de la península italiana.
Enel también experimentará con sistemas de movilidad eléctrica en áreas metropolitanas y en las principales ciudades turísticas, incluyendo acuerdos en asociación con otros operadores de la industria.

Fortaleza - Brasil

La empresa Petroleo Brasileiro SA ("Petrobras"), el proveedor de gas para la planta de Fortaleza (Central Geradora Termelectrica Fortaleza - "CGTF") en Brasil, anunció su intención de rescindir el contrato entre las partes sobre la base de una supuesta relación económico-financiera desequilibrio en consideración de las condiciones actuales del mercado. El contrato se firmó en 2003 como parte del "Programa de prioridad termoeléctrica" establecido por el gobierno brasileño para aumentar la generación térmica y mejorar la seguridad del suministro en el país. El programa estipula que el Estado brasileño sea el garante del suministro de gas a precios regulados determinado por el Ministerio de Hacienda, Minas y Energía.
CGTF, para garantizar la seguridad eléctrica en Brasil, inició acciones legales contra Petrobras y, a finales de 2017, obtuvo un mandamiento cautelar de los tribunales que suspendió la rescisión del contrato, que se declaró en vigencia.
A fines de enero de 2018, CGTF recibió la solicitud de arbitraje de Petrobras sobre las disputas descritas anteriormente y este procedimiento se encuentra en las etapas preliminares.
Posteriormente, el 27 de febrero de 2018, el tribunal decidió extinguir la acción iniciada por CFTG ante los tribunales ordinarios y, en consecuencia, revocar la medida cautelar que había permitido el suministro de gas.
CGTF ha impugnado esta última decisión para restablecer el suministro de gas, confiando en que el tribunal reconozca la obligación de Petrobras de ejecutar el contrato.

Construcción de un nuevo parque eólico en los Estados Unidos

El proyecto eólico Diamond Vista de 300 MW venderá su energía a tres grandes clientes, incluida la empresa de fabricación global Kohler Co.
Enel, actuando a través de su compañía estadounidense de energía renovable Enel Green Power North America, comenzó la construcción del parque eólico Diamond Vista, que tendrá una capacidad instalada de alrededor de 300 MW y se ubicará en los condados de Marion y Dickinson, en Kansas. Una vez que se complete, Diamond Vista asegurará aún más la posición de Enel como el mayor operador eólico del estado con alrededor de 1.400 MW de capacidad eólica operativa.
La inversión planificada en la construcción de Diamond Vista asciende a aproximadamente $ 400 millones y es parte de la inversión descrita en el plan estratégico actual del Grupo Enel. El proyecto se financia a través de los recursos propios del Grupo Enel. Se espera que el proyecto entre en servicio a fines de 2018 y, una vez que esté en pleno funcionamiento, podrá generar alrededor de 1.300 GWh anuales.

e-distribuzione gana licitación del Ministerio de Desarrollo Económico para la construcción de redes inteligentes

e-distribuzione ha ganado una licitación nacional para la infraestructura eléctrica para la construcción de redes inteligentes para la distribución de electricidad en las regiones menos desarrolladas, para lo cual el Ministerio de Desarrollo Económico ha asignado
80 millones de euros para el Programa Operativo Nacional (NOP) sobre "Empresas y Competitividad" 2014-2020.
La licitación exige la construcción, la modernización, la mejora de la eficiencia y el fortalecimiento de la infraestructura de distribución de electricidad, o redes inteligentes, con el fin de aumentar directamente la proporción de la demanda de electricidad con la generación distribuida de las energías renovables. Para alcanzar este objetivo, e-distribuzione recibió todos los recursos asignados actualmente por el Ministerio de Desarrollo Económico para financiar la iniciativa, con 21 proyectos admitidos para financiación (subvenciones por el 100% de los costos) por un total de € 80 millones, con dos proyectos por valor € 7 millones en Basilicata, siete proyectos por valor de € 29 millones en Campania y 12 proyectos por valor de € 44 millones en Sicilia.

Incautación de la central eléctrica de Brindisi

Con una medida emitida el 16 de marzo de 2018, la Fiscalía de Lecce confirmó la medida emitida el 18 de diciembre de

2017 y, como resultado, ordenó la ejecución de la incautación preventiva de € 523,3 millones por parte de la Policía Financiera de Taranto.

La Policía Financiera notificó esa medida el 19 de marzo de 2018, con un límite de tiempo del 21 de marzo de 2018, para la identificación / apertura de una cuenta corriente en un banco reconocido por el *Fondo Único de* Justicia. La compañía está cumpliendo con el pedido.

Declaración del Director Ejecutivo y el oficial responsable de la preparación de los informes financieros corporativos

Declaración del Director General y del funcionario responsable de la preparación del informe financiero consolidado del Grupo Enel al 31 de diciembre de 2017, de conformidad con las disposiciones del Artículo 154-bis, párrafo 5, del Decreto Legislativo 58 de 24 de febrero de 1998 y el Artículo 81-ter del Reglamento CONSOB no. 11971 del 14 de mayo de 1999

1. Los abajo firmantes Francesco Starace y Alberto De Paoli, en sus respectivas funciones como Director Ejecutivo y funcionario responsable de la preparación de los informes financieros de Enel SpA, certifican por este medio, teniendo en cuenta las disposiciones del Artículo 154 *bis* , párrafos 3 y 4, del Decreto Legislativo 58 de 24 de febrero de 1998:
   a. la idoneidad con respecto a las características del Grupo Enel y
   segundo. la adopción efectiva de
   los procedimientos administrativos y contables para la preparación de los estados financieros consolidados del Grupo Enel en el período comprendido entre el 1 de enero de 2017 y el 31 de diciembre de 2017.

2. En este sentido, informamos que:
   a. la adecuación de los procedimientos administrativos y contables utilizados en la preparación de los estados financieros consolidados del Grupo Enel se ha verificado en una evaluación del sistema de control interno de reportando los evaluación estaba llevado fuera en el base de el lineamientos conjunto fuera en el "Interno Controles
   - Marco Integrado "emitido por el Comité de Organizaciones Patrocinadoras de la Comisión Treadway (COSO);
   segundo. la evaluación del sistema de control interno para la información financiera no identificó ningún material cuestiones.

3. Además, certificamos que los estados financieros consolidados del Grupo Enel al 31 de diciembre de 2017:
   a. han sido preparados de conformidad con las normas internacionales de contabilidad reconocidas en la Unión Europea de conformidad con el Reglamento (CE) no. 1606/2002 del Parlamento Europeo y del Consejo de 19 de julio, 2002;
   segundo. corresponde a la información en los libros y otras cuentas archivos;
   do. proporcionar una representación verdadera y justa del desempeño y la posición financiera del emisor y de las compañías incluidas en el alcance de la consolidación.

4. Finalmente, certificamos que el informe de operaciones, incluido en el Informe Anual 2017 y acompañado por los estados financieros consolidados del Grupo Enel al 31 de diciembre de 2017, contiene un análisis confiable de las operaciones y el desempeño, así como la situación del emisor y las compañías incluidas en el alcance de la consolidación, junto con una descripción de los principales riesgos e incertidumbres a los que están expuestos.

Roma, 22 de marzo de 2018

Francesco Starace

Jefe Agente Ejecutivo de Enel Agente financieros de

Alberto De Paoli

de BALNEARIO responsable para la preparación de los informes

EnSpA

Anexos

Subsidiarias, asociadas y otras inversiones de capital significativas del Enel Grupo al 31 de diciembre 31 de 2017

En cumplimiento con CONSOB Aviso no. DEM / 6064293 de 28 de julio de 2006 y artículo 126 de la Resolución CONSOB no. 11971 del 14 de mayo de 1999, una lista de subsidiarias y asociadas de Enel SpA al 31 de diciembre de 2017, de conformidad con el Artículo 2359 del Código Civil italiano, y de otras inversiones significativas de capital se proporciona a continuación. Enel tiene el título completo de todas las inversiones.
Se incluye la siguiente información para cada empresa: nombre, domicilio social, capital social, moneda en la que se denomina capital social, actividad, método de consolidación, empresas del Grupo que tienen participación en la compañía y su respectiva participación de propiedad del Grupo.

Nombre de compañía	Sede	País	Acciones	Moneda	Actividad	Método de consolidación	Mantenido por	% Holding	Holding % de grupo
Sociedad Dominante									
EnSpA	Roma	Italia	10,166,679,946.00	EUR	Compañía Holding	Compañía Holding			100.00%
Filiales									
(Cataldo) Hydro Power Asocia	Nueva York (Nueva York)	EE.UU.	-	USD	Generación de electricidad de Recursos Renovable	Equidad	Hydro Desarrollo Grupo Adquisición LLC Pyrites Hydro LLC	50.00% 50.00%	50.00%
Società di sviluppo realizzazione e gestione del gasdotto Argelia-Italia vía Sardegna BALNEARIO\" en breve Galsi BALNEARIO	Milán	Italia	37,419,179.00	EUR	Energía e infraestructura Ingeniería	-	Enel Produzione BALNEARIO	17.65%	17.65%
3-101-665717 SA	Costa Rica	Costa Rica	10,000.00	CRC	Generación de electricidad de Renovable Recursos	Línea-por-línea	PH Chucas SA	100.00%	65.00%
3Sol Srl	Catania	Italia	35,205,984.00	EUR	Desarrollo de planta, Diseño, construcción Y operación	Línea-por-línea	Enel Verde Power BALNEARIO	100.00%	100.00%
Energía de activación Limitó	-	Irlanda	100,000.00	EUR	Energía renovable	Línea-por-línea	EnerNOC Irlanda Limitó	100.00%	100.00%
Adams Solar PV Proyecto Dos (RF) PTY LTD	Johannesburgo	Del sur África	10,000,000.00	ZAR	Electricidad Generación de renovable Recursos	Línea-por-línea	Enel Verde Power RSA (Pty) Ltd	60.00%	60.00%
Adria Enlace Srl	Gorizia	Italia	500,000.00	EUR	Diseño, construcción y operación de Líneas de mercader	Equidad	Enel Produzione BALNEARIO	33.33%	33.33%
Agassiz Playa LLC	Minnesota	EE.UU.	-	USD	Generación de electricidad de Renovable Recursos	Línea-por-línea	Chi Viento de Minnesota LLC	51.00%	51.00%
Agatos Poder verde Trino	Roma	Italia	10,000.00	EUR	Electricidad Generación de Recursos renovables	Línea-por-línea	Enel Verde Power Solar Energía Srl	80.00%	80.00%
Agrupación Acefhat AIE	Barcelona	España	793,340.00	EUR	Diseño y servicios	-	Endesa Distribución Eléctrica SL	16.67%	11.69%
Aguilon 20 SA	Zaragoza	España	2,682,000.00	EUR	Electricidad Generación de Recursos renovables	Línea-por-línea	Enel Verde Power España SL	51.00%	35.75%
Albany Solar LLC	Delaware	EE.UU.	-	USD	Electricidad	Línea-por-línea	Aurora	100.00%	51.00%

				Generación de renovable Recursos		Distribuido Solar LLC		
Almeyda BALNEARIO solar	Santiago	Chile	1,736,965,000.00 CLP	Generación de electricidad de Renovable Recursos	Línea-por-línea	Enel Chile de Poder verde Ltda	100.00%	100.00%
Almussafes Servicios Energéticos SL	Valencia	España	3,010.00 EUR	Administración y Mantenimiento de Plantas de poder	Línea-por-línea	Enel Verde Power España SL	100.00%	70.10%
Alpe Adria Energia Srl	Udine	Italia	450,000.00 EUR	Diseño, construcción Y operación de Líneas de mercader	Línea-por-línea	Enel Produzione BALNEARIO	100.00%	100.00%

Altomonte Fv Srl	Roma	Italia	5,100,000.00 EUR	Generación de electricidad de recursos renovables	Equidad	Enel F2i Solare Italia BALNEARIO	100.00%	50.00%
Alvorada Energia SA	Río de Janeiro	Brasil	17,117,415.92 BRL	Electricidad Generación y venta	Línea-por-línea	Enel Verde Power Brasil Participações Ltda	100.00%	100.00%
Enel Distribución Rio SA	Río de Janeiro	Brasil	2,498,230,386.65 BRL	Generación de electricidad, Transmisión y Distribución	Línea-por-línea	Enel Brasil SA	99.79%	51.42%
Annandale Solar LLC	Delaware	EE.UU.	- USD	Electricidad Generación de Recursos renovables	Línea-por-línea	Aurora Distribuido Solar LLC	100.00%	51.00%
Apiacàs Energia SA	Río de Janeiro	Brasil	21,216,846.33 BRL	Electricidad Generación	Línea-por-línea	Enel Verde Power Brasil Participações Ltda	100.00%	100.00%
Aquenergy Sistemas LLC	Greenville (Carolina del Sur)	EE.UU.	- USD	Electricidad Generación de renovable Recursos	Equidad	EGPNA REP Hydro Compañías de holding LLC	100.00%	50.00%
Aragonesa de Actividades Energéticas SA	Teruel	España	60,100.00 EUR	Generación de electricidad	Línea-por-línea	Endesa Rojo SA	100.00%	70.10%
Asociación Nuclear Ascó-Vandellós II AIE	Tarragona	España	19,232,400.00 EUR	Administración y mantenimiento de poder. Plantas	Operación de junta	Endesa Generación SA	85.41%	59.87%
Athonet Smartgrid Srl	Bolzano	Italia	14,285.71 EUR	Búsqueda, desarrollo y Diseño	Equidad	Enel X Srl	30.00%	30.00%
Atwater Solar LLC	Delaware	EE.UU.	- USD	Electricidad Generación de renovable Recursos	Línea-por-línea	Aurora Distribuido Solar LLC	100.00%	51.00%
Aurora Distribuyó Solar LLC	Wilmington (Delaware)	EE.UU.	- USD	Generación de electricidad de Renovable Recursos	Línea-por-línea	Aurora Holding Solar Compañías, Llc	51.00%	51.00%
Holding de Tierra de la Aurora Compañías LLC	Delaware	EE.UU.	- USD	Electricidad Generación de Recursos renovables	Línea-por-línea	Enel Kansas LLC	100.00%	100.00%
Aurora Holding Solar Compañías Llc	Delaware	EE.UU.	- USD	Electricidad Generación de renovable Recursos	Línea-por-línea	Enel Verde Inc. de América del Norte del Power	100.00%	100.00%
Cerros de otoño LLC	Delaware	EE.UU.	- USD	Generación de electricidad de Renovable	Línea-por-línea	Chi Viento de Minnesota LLC	51.00%	51.00%

				Recursos				
Avikiran Energía India Privado Limitó	Gurugram (Haryana)	India	100,000.00 INR	Electricidad Generación y venta De recursos renovables	Línea-por-línea	Blp Energía Privado Limitó	100.00%	76.56%
Avikiran India solar Privado Llimited	Haryana	India	100,000.00 INR	Electricidad Generación de Recursos renovable s	Línea-por-línea	Blp Energía Privado Limitó	100.00%	76.56%
Aysén Energía SA	Santiago	Chile	4,900,100.00 CLP	Actividades de electricidad	Equidad	Centrales Hidroeléctricas de Aysén SA Enel Generación Chile SA	99.00% 0.51%	18.54%

Aysèn Transmisiòn SA	Santiago	Chile	22,368,000.00 CLP	Generación de electricidad y venta	Equidad	Centrales Hidroeléctricas de Aysén SA Enel Generación Chile SA	99.00% 0.51%	18.54%
Azovskaya WPS Limitó Responsabilidad Compañía	Moscú	Rusia	10,000.00 FROTA	-	Línea-por-línea	Enel Rus Generación de viento LLC	100.00%	56.43%
Barnet Hydro Compañía LLC	Burlington (Vermont)	EE.UU.	- USD	Generación de electricidad de Renovable Recursos	Aguantado para venta	Enel Norte de Poder verde Inc. de América Sweetwater Hidroeléctrico LLC	10.00% 90.00%	100.00%
Baylio Solar Slu	Sevilla	España	3,000.00 EUR	Generación de electricidad de Renovable Recursos	Línea-por-línea	Enel Poder verde España SL	100.00%	70.10%
Poder de Agua de Caídas de castor Compañía	Filadelfia (Pensilvania)	EE.UU.	- USD	Generación de electricidad de Renovable Recursos	Línea-por-línea	Holding de Valle del castor Compañías LLC	67.50%	67.50%
Holding de Valle del castor Compañías LLC	Filadelfia (Pensilvania)	EE.UU.	- USD	Electricidad Generación de Recursos renovable s	Línea-por-línea	Enel Verde Power Norte Inc. de América	100.00%	100.00%
Poder de Valle del castor Compañía LLC	Filadelfia (Pensilvania)	EE.UU.	- USD	Electricidad Generación de renovable Recursos	Equidad	EGPNA REP Hydro Compañías de holding LLC	100.00%	50.00%
Bioenergía Casei Gerola Srl	Roma	Italia	100,000.00 EUR	Generación de electricidad de Renovable Recursos	Línea-por-línea	EnSpA de Poder verde	100.00%	100.00%
Río negro Hydro Assoc	Nueva York (Nuevo York)	EE.UU.	- USD	Electricidad Generación de Recursos renovable s	Equidad	(Cataldo) Hydro Power Asocia Enel Verde Power Norte Inc. de América	75.00% 25.00%	62.50%
BLP La energía Privada Limitado	Nueva Delhi	India	50,000,000.00 INR	Electricidad Generación de Recursos renovable s	Línea-por-línea	Enel Verde Power Desarrollo Srl	76.56%	76.56%
BLP Vayu (Proyecto 1) Privado Limitó	Haryana	India	7,500,000.00 INR	Electricidad Generación de Recursos renovable s	Línea-por-línea	Blp Energía Privado Limitó	100.00%	76.56%
BLP Vayu (Proyecto 2) Privado Limitó	Haryana	India	45,000,000.00 INR	Electricidad Generación de renovable Recursos	Línea-por-línea	Blp Energía Privado Limitó	100.00%	76.56%
BLP Proyecto de viento (Amberi) Privado Limitó	Nueva Delhi	India	5,000,000.00 INR	Generación de electricidad de Renovable Recursos	Línea-por-línea	Blp La energía Privada Limitó	100.00%	76.56%

Boiro Energia SA	Boiro	España	601,010.00 EUR	Electricidad Generación de Recursos renovable s	Equidad	Enel Verde Power España SL	40.00%	28.04%
Boott Hydropower LLC	Boston (Massachusetts)	EE.UU.	- USD	Electricidad Generación de renovable Recursos	Equidad	EGPNA REP Hydro Compañías de holding LLC	100.00%	50.00%
Bp Hydro Asocia	Boise (Idaho)	EE.UU.	- USD	Electricidad Generación de Renovable Recursos	Línea-por-línea	Chi Idaho LLC Enel Verde Power Norte Inc. de América	68.00% 32.00%	100.00%

Bp Hydro Finanza Sociedad	Salt Lake City (Utah)	EE.UU.	- USD	Electricidad Generación de Recursos renovables	Línea-por-línea	Bp Hydro Asocia Enel Norte de Poder verde Inc. de América	75.92% 24.08%	100.00%
Proyecto de Viento de Dunas de búfalo LLC	Topeka (Kansas)	EE.UU.	- USD	Generación de electricidad de Renovable Recursos	Línea-por-línea	EGPNA Desarrollo Holding Compañías LLC	75.00%	75.00%
Bungala Un FinCo Pty Ltd	Sydney	Australia	1,000.00 AUD	Electricidad Generación de Recursos renovables	Equidad	Bungala Un Propiedad Pty Ltd	100.00%	50.00%
Bungala Una Operación Aguantando Confianza de compañía	Sydney	Australia	100.00 AUD	Energía renovable	Equidad	Enel Verde Power Bungala Pty Ltd	50.00%	50.00%
Bungala Un Las operaciones que Aguantan Compañía Pty Ltd	Sydney	Australia	100.00 AUD	Electricidad Generación de Recursos renovables	Equidad	Enel Verde Power Bungala Pty Ltd	50.00%	50.00%
Bungala Un Operaciones Pty Ltd	Sydney	Australia	1,000.00 AUD	Electricidad Generación de renovable Recursos	Equidad	Bungala Un Las operaciones que Aguantan Compañía Pty Ltd	100.00%	50.00%
Bungala Una Operaciones Confían en	Sydney	Australia	- AUD	Energía renovable	Equidad	Bungala Una Operaciones Holding Compañía Pty Ltd	100.00%	50.00%
Bungala Una Propiedad Pty Ltd	Sydney	Australia	1,000.00 AUD	Electricidad Generación de Recursos renovables	Equidad	Bungala Un Holding de propiedad Compañía Pty Ltd	100.00%	50.00%
Bungala Una Propiedad Aguantando compañía Pty Ltd	Sydney	Australia	100.00 AUD	Electricidad Generación de renovable Recursos	Equidad	Enel Verde Power Bungala Pty Ltd	50.00%	50.00%
Bungala Una Propiedad Aguantando Confianza de compañía	Sydney	Australia	100.00 AUD	Electricidad Generación de renovable Recursos	Equidad	Enel Verde Power Bungala Pty Ltd	50.00%	50.00%
Bungala Una Confianza de Propiedad	Sydney	Australia	- AUD	Generación de electricidad de Renovable Recursos	Equidad	Bungala Un Holding de Propiedad Compañía Pty Ltd	100.00%	50.00%
Bungala Dos Finco Pty Ltd	Sydney	Australia	- AUD	Electricidad Generación de Recursos renovables	Equidad	Bungala Dos Propiedad Pty Ltd	100.00%	50.00%
Bungala Dos Las operaciones que Aguantan compañía Pty Ltd	Sydney	Australia	- AUD	Electricidad Generación de renovable Recursos	Equidad	Enel Verde Power Bungala Pty Ltd	50.00%	50.00%

Bungala Dos Operaciones que Aguantan Confianza de compañía	Sydney	Australia	- AUD	Energía renovable	Equidad	Enel Poder verde Bungala Pty Ltd	50.00%	50.00%
Bungala Dos Operaciones Pty Ltd	Sydney	Australia	- AUD	Energía renovable	Equidad	Bungala Dos Operaciones Holding Compañía Pty Ltd	100.00%	50.00%
Bungala Dos Operaciones Confían en	Sydney	Australia	- AUD	Energía renovable	Equidad	Bungala Dos Operaciones Holding Compañía Pty Ltd	100.00%	50.00%
Bungala Dos Propiedad Aguantando compañía Pty Ltd	Sydney	Australia	- AUD	Electricidad Generación de Recursos renovables	Equidad	Enel Verde Power Bungala Pty Ltd	50.00%	50.00%

Bungala Dos Holding de Propiedad Confianza de compañía	Sydney	Australia	- AUD	Energía renovable	Equidad	Enel Poder verde Bungala Pty Ltd	50.00%	50.00%
Bungala Dos Propiedad Pty Ltd	Sydney	Australia	- AUD	Energía renovable	Equidad	Bungala Dos Holding de propiedad Compañía Pty Ltd	100.00%	50.00%
Bungala Dos Propiedad Trust	Sydney	Australia	1.00 AUD	Energía renovable	Equidad	Bungala Dos Holding de propiedad Compañía Pty Ltd	100.00%	50.00%
Inversiones de Aventura empresarial 1468 (Pty) Ltd	Lombardy Este	Sudáfrica	1,000.00 ZAR	Generación de electricidad de Recursos renovables	Línea-por-línea	Enel RSA de Poder verde (Pty) Ltd	100.00%	100.00%
Bypass Limitó LLC	Boise (Idaho)	EE.UU.	- USD	Electricidad Generación de Recursos renovables	Equidad	EGPNA REP Hydro Holding Compañías LLC	100.00%	50.00%
Canastota Poder de viento LLC	Wilmington (Delaware)	EE.UU.	- USD	Electricidad Generación de renovable Recursos	Línea-por-línea	Enel Verde Inc. de América del Norte del Power	100.00%	100.00%
Caney Proyecto de Viento del River LLC	Topeka (Kansas)	EE.UU.	- USD	Generación de electricidad de Renovable Recursos	Equidad	Pedregoso Caney Viento LLC	100.00%	20.00%
Carbopego - Abastecimientos E Combustiveis SA	Abrantes	Portugal	50,000.00 EUR	Suministro de combustible	Equidad	Endesa Generación Portugal SA Endesa Generación SA	0.01% 49.99%	35.05%
Carodex (Pty) Ltd	Houghton	Sudáfrica	116.00 ZAR	Generación de electricidad de Renovable Recursos	Línea-por-línea	Enel RSA de Poder verde (Pty) Ltd	98.49%	98.49%
Cascade Almacenamiento de energía LLC	Delaware	EE.UU.	- USD	Energía renovable	Línea-por-línea	EGP Holding de Almacenamiento de la energía Compañías LLC	100.00%	100.00%
Rock de castillo Ridge Limitó Sociedad	Calgary (Alberta)	Canadá	- CAD	Generación de electricidad de Renovable Recursos	Línea-por-línea	Enel Alberta Inc. de viento Enel Verde Inc. de Canadá del Power	0.10% 99.90%	100.00%
Enel Distribuição Goiás	Goiás	Brasil	5,075,679,362.52 BRL	Electricidad Transmisión, distribución y venta	Línea-por-línea	Enel Investimentos SA	99.93%	51.57%
Central Costanera SA	Buenos Aires	Argentina	701,988,378.00 ARS	Electricidad Generación y venta	Línea-por-línea	Enel Argentina SA	75.68%	39.16%
Muelle central Sud SA	Buenos Aires	Argentina	35,595,178,229.00 ARS	Electricidad Generación, Transmisión y distribución	Línea-por-línea	Enel Argentina SA Inversora Muelle Sud SA	0.25% 69.99%	20.85%

Central Geradora Termelétrica Fortaleza SA	Caucaia	Brasil	151,940,000.00 BRL	Generación térmica Plantas	Línea-por-línea	Enel Brasil SA	100.00%	51.61%
Central Hidráulica Güejar-Sierra SL	Sevilla	España	364,210.00 EUR	Operación de planta	Equidad	Enel Verde Power España SL	33.30%	23.34%
Central Térmica de Anllares AIE	Madrid	España	595,000.00 EUR	Operación de planta	Equidad	Endesa Generación SA	33.33%	23.36%
Central Vuelta de Obligado SA	Buenos Aires	Argentina	500,000.00 ARS	Construcción de instalaciones eléctricas	Equidad	Central Costanera SA	1.30%	9.80%
						Muelle central Sud SA	6.40%	
						Enel Generación El Chocón SA	33.20%	

Centrales Hidroeléctricas de Aysén SA	Santiago	Chile	158,975,665,182.00 CLP	Diseño	Equidad	Enel Generación Chile SA	51.00%	18.54%
Centrales Nucleares Almaraz-Trillo AIE	Madrid	España	- EUR	Operación de planta	Equidad	Endesa Generación SA Nuclenor SA	23.57% 0.69%	16.76%
Centrum Pre Vedu Un Vyskum Sro	Kalná nad Hronom	Eslovaquia	6,639.00 EUR	Búsqueda y Desarrollo en Ciencias e ingeniería	Equidad	Slovenské elektrárne CUANDO	100.00%	33.00%
CESI - Centro Elettrotecnico Sperimentale Italiano Giacinto Motta BALNEARIO	Milán	Italia	8,550,000.00 EUR	Testaje, inspección Y servicios de certificación, ingeniería Y consultoría Servicios	Equidad	EnSpA	42.70%	42.70%
Almacenamiento de champán LLC	Wilmington (Delaware)	EE.UU.	- USD	Generación de electricidad de Renovable Recursos	Línea-por-línea	Enel Norte de Poder verde Inc. de América	100.00%	100.00%
Cherokee Caídas Proyecto hidroeléctrico LLC	Delaware	EE.UU.	- USD	Electricidad Generación de Recursos renovables	Línea-por-línea	Enel Verde Power Norte Inc. de América	100.00%	100.00%
Chi Río negro LLC	Wilmington (Delaware)	EE.UU.	- USD	Electricidad Generación de renovable Recursos	Línea-por-línea	Enel Verde Inc. de América del Norte del Power	100.00%	100.00%
Chi Idaho LLC	Wilmington (Delaware)	EE.UU.	- USD	Generación de electricidad de Renovable Recursos	Línea-por-línea	Enel Norte de Poder verde Inc. de América	100.00%	100.00%
Chi Viento de Minnesota LLC	Wilmington (Delaware)	EE.UU.	- USD	Electricidad Generación de Recursos renovables	Línea-por-línea	Enel Verde Power Norte Inc. de América	100.00%	100.00%
Chi Inc. de operaciones	Wilmington (Delaware)	EE.UU.	100.00 USD	Electricidad Generación de Recursos renovables	Línea-por-línea	Enel Verde Power Norte Inc. de América	100.00%	100.00%
Chi Power Inc.	Wilmington (Delaware)	EE.UU.	100.00 USD	Electricidad Generación de renovable Recursos	Línea-por-línea	Enel Verde Inc. de América del Norte del Power	100.00%	100.00%
Chi Inc. de Marketing del Power	Wilmington (Delaware)	EE.UU.	100.00 USD	Generación de electricidad de Renovable Recursos	Línea-por-línea	Enel Norte de Poder verde Inc. de América	100.00%	100.00%
Chi Del oeste LLC	Wilmington (Delaware)	EE.UU.	100.00 USD	Electricidad Generación de Recursos renovable	Línea-por-línea	Enel Verde Power Norte Inc. de América	100.00%	100.00%

				s				
Chinango SACO	Lima	Perú	294,249,298.00 BOLÍGRAFO	Electricidad Generación, venta y transmisión	Línea-por-línea	Enel Generación Perú SAA	80.00%	34.64%
Chisago Solar LLC	Delaware	EE.UU.	- USD	Electricidad Generación de renovable Recursos	Línea-por-línea	Aurora Distribuido Solar LLC	100.00%	51.00%
Chisholm Vista II Aguantando compañía LLC	Delaware	EE.UU.	- USD	Electricidad Generación de renovable Recursos	Línea-por-línea	Enel Kansas LLC	100.00%	100.00%
Chisholm Proyecto de Viento de la vista II LLC	Delaware	EE.UU.	- USD	Generación de electricidad de Renovable Recursos	Línea-por-línea	Chisholm Vista II Holding Compañía LLC	100.00%	51.00%

Chisholm Proyecto de Viento de la vista LLC	Ciudad de Oklahoma (Oklahoma)	EE.UU.	- USD	Generación de electricidad de recursos renovables	Equidad	EGPNA REP El viento que Aguanta compañías LLC	100.00%	50.00%
Cimarron Activos de curva LLC	Wilmington (Delaware)	EE.UU.	- USD	Electricidad Generación de renovable Recursos	Equidad	Cimarron Curva Proyecto de viento yo LLC Cimarron Curva Proyecto de viento II LLC Cimarron Curva Proyecto de viento III LLC Enel Kansas LLC	49.00% 49.00% 1.00% 1.00%	50.00%
Cimarron Viento de curva Aguantando compañías yo LLC	Delaware	EE.UU.	- USD	Electricidad Generación de Recursos renovables	Equidad	Cimarron Curva Holding de viento Compañías LLC	100.00%	50.00%
Cimarron Viento de curva Aguantando compañías LLC	Delaware	EE.UU.	- USD	Electricidad Generación de renovable Recursos	Equidad	EGPNA Holding de Viento preferido Compañías LLC	100.00%	50.00%
Cimarron Viento de curva Proyecto yo LLC	Delaware	EE.UU.	- USD	Electricidad Generación de renovable Recursos	Línea-por-línea	Cimarron Curva El viento que Aguanta compañías yo LLC	100.00%	50.00%
Cimarron Proyecto de Viento de la curva II LLC	Delaware	EE.UU.	- USD	Generación de electricidad de Renovable Recursos	Equidad	Cimarron Holding de Viento de la curva Compañías yo LLC	100.00%	50.00%
Cimarron Viento de curva Proyecto III LLC	Wilmington (Delaware)	EE.UU.	- USD	Electricidad Generación de Recursos renovables	Línea-por-línea	Enel Kansas LLC	100.00%	100.00%
Codensa SA ESP	Bogotá DC	Colombia	13,514,515,800.00 COP	Electricidad Distribución y venta	Línea-por-línea	Enel Américas SA	48.41%	25.07%
Cogeneración El Salto SL	Zaragoza	España	36,060.73 EUR	Cogeneración de Electricidad y calor	-	Enel Verde Power España SL	20.00%	14.02%
Cogent Inc. de energía	Delaware	EE.UU.	100,000.00 USD	Energía renovable	Línea-por-línea	EnerNOC Inc.	100.00%	100.00%
COMERCIALIZADORA ELÉCTRICA DE CÁDIZ SA	Cadiz	España	600,000.00 EUR	Electricidad Transmisión, Distribución y venta	Equidad	Endesa Rojo SA	33.50%	23.48%
Compagnia Porto Di Civitavecchia BALNEARIO	Roma	Italia	24,372,000.00 EUR	Construcción de portuario Infraestructura	Equidad	Enel Produzione BALNEARIO	25.00%	25.00%
Enel Distribución Ceará SA	Fortaleza	Brasil	615,946,885.77 BRL	Distribución de electricidad	Línea-por-línea	Enel Brasil SA	74.05%	38.22%
Compañía de Transmisión Del Mercosur Ltda. - CTM	Buenos Aires	Argentina	14,012,000.00 ARS	Electricidad Generación, transmisión y Distribución	Línea-por-línea	Enel CIEN SA EnSpA	100.00% 0.00%	51.61%

Compañía Energética Veracruz SACO	Lima	Perú	2,886,000.00 BOLÍGRAFO	Proyectos hidroeléctricos	Línea-por-línea	Enel SACO de Perú.	100.00%	51.80%
Compañía Eólica Tierras Altas SA	Soria	España	13,222,000.00 EUR	Plantas de viento	Equidad	Enel Verde Power España SL	37.51%	26.29%
Concierto Srl	Roma	Italia	10,000.00 EUR	Producto, planta y Certificación de equipo	Línea-por-línea	Enel Produzione BALNEARIO	100.00%	100.00%
Coneross Inc. de Empresa del Power	Greenville (Carolina del Sur)	EE.UU.	110,000.00 USD	Generación de electricidad de Renovable Recursos	Línea-por-línea	Enel Norte de Poder verde Inc. de América	100.00%	100.00%
Consolidado Hydro Nuevo Hampshire LLC	Wilmington (Delaware)	EE.UU.	- USD	Electricidad Generación de Recursos renovables	Línea-por-línea	Enel Verde Power Norte Inc. de América	100.00%	100.00%

Consolidado Hydro Nueva York LLC	Wilmington (Delaware)	EE.UU.	- USD	Generación de electricidad de recursos renovables	Equidad	EGPNA REP Hydro Compañías de holding LLC	100.00%	50.00%
Consolidado Hydro Al sureste LLC	Wilmington (Delaware)	EE.UU.	- USD	Electricidad Generación de renovable Recursos	Línea-por-línea	Enel Verde Inc. de América del Norte del Power	100.00%	100.00%
Consolidó Inc. de Almacenamiento Bombeado	Wilmington (Delaware)	EE.UU.	550,000.00 USD	Generación de electricidad de Renovable Recursos	Línea-por-línea	Enel Norte de Poder verde Inc. de América	81.82%	81.82%
Consorcio Eólico Marino Cabo de Trafalgar SL (En liquidazione)	Cadiz	España	200,000.00 EUR	Plantas de viento	Equidad	Enel Verde Power España SL	50.00%	35.05%
Laboratorio de construcción Ltd	Ciudad de aeropuerto	Israel	10,000.00 EUR	Servicios legales	Línea-por-línea	Enel Innovación Hubs Srl	50.00%	50.00%
Copenhague Hydro LLC	Wilmington (Delaware)	EE.UU.	- USD	Generación de electricidad de Renovable Recursos	Equidad	EGPNA REP Hydro Holding Compañías LLC	100.00%	50.00%
Corporación Eólica de Zaragoza SL	Zaragoza	España	1,021,600.00 EUR	Electricidad Generación de Recursos renovable s	Equidad	Enel Verde Power España SL	25.00%	17.53%
Danax Energía (Pty) Ltd	Houghton	Del sur África	100.00 ZAR	Electricidad Generación de renovable Recursos	Línea-por-línea	Enel Verde Power RSA (Pty) Ltd	100.00%	100.00%
De Rock'l Srl	Bucarest	Rumanía	5,629,000.00 RON	Generación de electricidad de Renovable Recursos	Línea-por-línea	Enel Rumanía de Poder verde Srl EnSpA de Poder verde	100.00% 0.00%	100.00%
Dehesa de Los Guadalupes Solar Slu	Sevilla	España	3,000.00 EUR	Electricidad Generación de Recursos renovable s	Línea-por-línea	Enel Verde Power España SL	100.00%	70.10%
Energía de demanda Inc. de redes	Washington	EE.UU.	- USD	Servicios	Línea-por-línea	Enel Verde Inc. de América del Norte del Power	100.00%	100.00%
Depuracion Destilacion Reciclaje SL	Boiro	España	600,000.00 EUR	Electricidad Generación de renovable Recursos	Equidad	Enel Verde Power España SL	40.00%	28.04%
Desarrollo de Fuerzas Renovables S de RL de Cv	Ciudad de México	México	33,101,350.00 MXN	Generación de electricidad de Renovable Recursos	Línea-por-línea	Enel México de Poder verde S de RL de Cv Energia Nueva Energia Limpia México S de RL de Cv	99.99% 0.01%	100.00%
Diego de Almagro Matriz BALNEARIO	Santiago	Chile	351,604,338.00 CLP	Electricidad Generación de	Línea-por-línea	Empresa Electrica	100.00%	100.00%

				Recursos renovables		Panguipulli SA		
Dietrich Gota LLC	Delaware	EE.UU.	- USD	Electricidad Generación de renovable Recursos	Equidad	EGPNA REP Hydro Compañías de holding LLC	100.00%	50.00%
Distribuidora de Energía Eléctrica Del Bages SA	Barcelona	España	108,240.00 EUR	Electricidad Distribución y venta	Línea-por-línea	Endesa Rojo SA Hidroeléctrica de Catalunya SL	55.00% 45.00%	70.10%
Distribuidora Eléctrica Del Puerto De la Cruz SA	Tenerife	España	12,621,210.00 EUR	Compra de electricidad, Transmisión y distribución	Línea-por-línea	Endesa Rojo SA	100.00%	70.10%

Distrilec Inversora SA	Buenos Aires.	Argentina	497,610,000.00 ARS	Aguantando compañía	Línea-por-línea	Enel Américas SA	51.50%	26.68%
Dodge Delaware Distribuyó Solar LLC	Centra	EE.UU.	- USD	Generación de electricidad de Renovable Recursos	Línea-por-línea	Aurora Distribuyó Solar LLC	100.00%	51.00%
Dolores Viento Sa de Cv	Ciudad de México	México	100.00 MXN	Electricidad Generación de Recursos renovable s	Línea-por-línea	Enel Rinnovabile SA de C.V. Hidroelectricidad Del Pacifico S de RL de Cv	99.00% 1.00%	100.00%
Dominica Energía México Limpia S de RL de Cv	Ciudad de	México	279,282.24 MXN	Generación de electricidad de Renovable Recursos	Aguantado para venta	Enel Poder verde Guatemala SA Enel México de Poder verde S de RL de Cv	0.04% 99.96%	100.00%
Viento de Arena del drift que Aguanta Delaware Compañías LLC		EE.UU.	- USD	Electricidad Generación de renovable Recursos	Equidad	Enel Kansas LLC	35.00%	50.00%
Proyecto de Viento de Arena de drift Delaware LLC		EE.UU.	- USD	Generación de electricidad de Renovable Recursos	Equidad	Holding de Viento de Arena de drift Compañías LLC	100.00%	50.00%
E - Distributie Banat SA	Timisoara	Rumanía	382,158,580.00 RON	Electricidad Distribución	Línea-por-línea	Enel Inversión Holding Compañía BV	51.00%	51.00%
E - Distributie Dobrogea Costanza SA		Rumanía	280,285,560.00 RON	Electricidad Distribución	Línea-por-línea	Enel Inversión Holding Compañía BV	51.00%	51.00%
Eastwood Solar LLC	Delaware	EE.UU.	- USD	Electricidad Generación de Recursos renovable s	Línea-por-línea	Aurora Distribuido Solar LLC	100.00%	51.00%
E-Distributie Muntenia SA	Bucarest	Rumanía	271,635,250.00 RON	Electricidad Distribución	Línea-por-línea	Enel Inversión Holding Compañía BV	78.00%	78.00%
e-distribuzione Roma BALNEARIO	de	Italia	2,600,000,000.00 EUR	Electricidad Distribución	Línea-por-línea	EnSpA	100.00%	100.00%
EGP Bioenergía Srl	Roma	Italia	1,000,000.00 EUR	Generación de electricidad de Renovable Recursos	Línea-por-línea	Enel Poder verde Puglia Srl	100.00%	100.00%
EGP Almacenamiento de energía Aguantando compañías LLC	Delaware	EE.UU.	- USD	Electricidad Generación de Recursos renovable s	Línea-por-línea	Enel Verde Power Norte Inc. de América	100.00%	100.00%
EGP Geronimo Holding Inc. de Compañía de la compañía (Delaware)	Wilmington	EE.UU.	1,000.00 USD	Aguantando compañía	Línea-por-línea	Enel Verde Inc. de América del Norte del Power	100.00%	100.00%
EGP Poder de Nevada LLC	Delaware	EE.UU.	- USD	Energía renovable	Línea-por-línea	Enel Verde Inc. de América del	100.00%	100.00%

						Norte del Power		
EGP Sal Wells Delaware LLC	Solar	EE.UU.	- USD	Electricidad Generación de Recursos renovables	Línea-por-línea	Enel Verde Power Norte Inc. de América	100.00%	100.00%
EGP San Delaware Microgrid Yo LLC	Leandro	EE.UU.	- USD	Electricidad Generación de renovable Recursos	Línea-por-línea	Enel Verde Inc. de América del Norte del Power	100.00%	100.00%
EGP Solar 1 LLC	Wilmington (Delaware)	EE.UU.	- USD	Generación de electricidad de Renovable Recursos	Equidad	EGPNA REP Holding solar Compañías LLC	100.00%	50.00%

EGP Stillwater Solar LLC	Wilmington (Delaware)	EE.UU.	- USD	Generación de electricidad de recursos renovables	Equidad	Enel Stillwater LLC	100.00%	50.00%
EGP Stillwater Solar PV II LLC	Delaware	EE.UU.	- USD	Electricidad Generación de renovable Recursos	Línea-por-línea	Enel Verde Inc. de América del Norte del Power	100.00%	100.00%
EGP Timber Proyecto de cerros LLC	Los Ángeles (California)	EE.UU.	- USD	Generación de electricidad de Renovable Recursos	Línea-por-línea	Padoma Poder de viento LLC	100.00%	100.00%
EGPNA Desarrollo Aguantando compañías LLC	Wilmington (Delaware)	EE.UU.	- USD	Electricidad Generación de Recursos renovable s	Línea-por-línea	Enel Verde Power Norte Desarrollo de América LLC	100.00%	100.00%
EGPNA Hydro Holding Compañías LLC	Delaware	EE.UU.	- USD	Aguantando compañía	Línea-por-línea	Enel Verde Inc. de América del Norte del Power	100.00%	100.00%
EGPNA Prefirió Aguantando compañías II LLC	EE.UU.	EE.UU.	- USD	Aguantando compañía	Línea-por-línea	Enel Verde Inc. de América del Norte del Power	100.00%	100.00%
EGPNA Prefirió Viento Aguantando compañías LLC	Delaware	EE.UU.	- USD	Aguantando compañía	Equidad	EGPNA REP El viento que Aguanta compañías LLC	100.00%	50.00%
EGPNA Renovable Socios de energía LLC	Delaware	EE.UU.	- USD	Aventura de junta	Equidad	EGPNA REP Aguantando compañías LLC	50.00%	50.00%
EGPNA REP Holding Compañías LLC	Delaware	EE.UU.	- USD	Aguantando compañía	Línea-por-línea	Enel Verde Inc. de América del Norte del Power	100.00%	100.00%
EGPNA REP Hydro Aguantando compañías LLC	Delaware	EE.UU.	- USD	Aguantando compañía	Equidad	EGPNA Renovable Socios de energía LLC	100.00%	50.00%
EGPNA REP Solar Aguantando compañías LLC	Delaware	EE.UU.	- USD	Aguantando compañía	Equidad	EGPNA Socios de Energía renovable LLC	100.00%	50.00%
EGPNA REP Viento Aguantando compañías LLC	Delaware	EE.UU.	- USD	Generación de electricidad de Renovable Recursos	Equidad	EGPNA Renovable Socios de energía LLC	100.00%	50.00%
EGPNA Holding de viento Compañías 1 LLC	Wilmington (Delaware)	EE.UU.	- USD	Electricidad Generación de	Equidad	EGPNA REP Holding de viento	100.00%	50.00%

				Recursos renovables		Compañías LLC		
El Dorado Hydro LLC	Los Ángeles (California)	EE.UU.	- USD	Electricidad Generación de renovable Recursos	Equidad	EGPNA REP Hydro Compañías de holding LLC	100.00%	50.00%
EL Paso Solar SAS ESP	Bogotá DC	Colombia	300,000,000.00 COP	Generación de electricidad	Línea-por-línea	Enel Colombia de Poder verde SAS ESP	100.00%	100.00%
Elcogas SA	Puertollano	España	809,690.40 EUR	Electricidad Generación	Equidad	Endesa Generación SA EnSpA	40.99% 4.32%	33.05%
Elcomex Energía solar Srl	Costanza	Rumanía	4,590,000.00 RON	Electricidad Generación de renovable Recursos	Línea-por-línea	Enel Verde Power Rumanía Srl Enel Verde Power BALNEARIO	100.00% 0.00%	100.00%
Elecgas SA	Santarem (Pego)	Portugal	50,000.00 EUR	Combinado-ciclo Generación de electricidad	Equidad	Endesa Generación Portugal SA	50.00%	35.05%

Electra Capital (RF) Pty Ltd	Johannesburg o	Sudáfrica	10,000,000.00 ZAR	Generación de electricidad de recursos renovables	Línea-por-línea	Enel RSA de Poder verde (Pty) Ltd	60.00%	60.00%
Motor eléctrico Werks Inc.	Wilmington (Delaware)	EE.UU.	- USD	Energía renovable	Línea-por-línea	EnerNOC Inc.	100.00%	100.00%
Eléctrica de Jafre SA	Girona	España	165,876.00 EUR	Electricidad Distribución y venta	Equidad	Endesa Rojo SA Hidroeléctrica de Catalunya SL	52.54% 47.46%	70.10%
Eléctrica de Lijar SL	Cadiz	España	1,081,820.00 EUR	Transmisión de electricidad y Distribución	Equidad	Endesa Rojo SA	50.00%	35.05%
Eléctrica Del Ebro SA (Sociedad Unipersonal)	Tarragona	España	500,000.00 EUR	Suministro de electricidad	Línea-por-línea	Endesa Rojo SA	100.00%	70.10%
Electricidad de Puerto Real SA	Cadiz	España	6,611,130.00 EUR	Electricidad Distribución y venta	Equidad	Endesa Rojo SA	50.00%	35.05%
Riachuelo de ante Hydro LLC	Delaware	EE.UU.	- USD	Electricidad Generación de Recursos renovable s	Línea-por-línea	Enel Verde Power Norte Inc. de América	100.00%	100.00%
Emgesa SA ESP	Bogotá DC	Colombia	655,222,310,000.00 COP	Electricidad Generación y venta	Línea-por-línea	Enel Américas SA	48.48%	25.11%
Emittenti Titoli BALNEARIO en liquidazione	Milán	Italia	5,200,000.00 EUR	-	-	EnSpA	10.00%	10.00%
Empresa Carbonífera Del Sur SA	Madrid	España	18,030,000.00 EUR	Minero	Línea-por-línea	Endesa Generación SA	100.00%	70.10%
Empresa de Transmisión Chena SA	Santiago	Chile	250,428,941.00 CLP	Electricidad Transmisión	Línea-por-línea	Empresa Eléctrica de Colina Ltda Enel Distribución Chile SA	0.10% 99.90%	60.07%
Empresa Distribuidora Sur SA - Edesur	Buenos Aires	Argentina	898,590,000.00 ARS	Distribución de electricidad y venta	Línea-por-línea	Distrilec Inversora SA Enel Argentina SA	56.36% 43.10%	37.34%
Empresa Eléctrica de Colina Ltda	Santiago	Chile	82,222,000.00 CLP	Electricidad Generación, Transmisión y distribución	Línea-por-línea	Enel Distribución Chile SA Luz Andes Ltda	100.00% 0.00%	60.07%
Empresa Electrica Panguipulli SA	Santiago	Chile	48,038,937.00 CLP	Electricidad Generación de renovable Recursos	Línea-por-línea	Enel Verde Power Chile Ltda Enel Verde Power latino América SA	99.96% 0.05%	100.00%
Empresa Eléctrica Pehuenche SA	Santiago	Chile	175,774,920,733.00 CLP	Generació n de electricidad , Transmisión y Distribución	Línea-por-línea	Enel Generación Chile SA	92.65%	33.69%
Empresa Nacional de Geotermia SA	Santiago	Chile	12,647,752,517.00 CLP	Electricidad Generación de Recursos renovable s	Línea-por-línea	Enel Verde Power Chile Ltda	51.00%	51.00%
Empresa Propietaria de La Rojo SA	Panamá	Panamá	58,500,000.00 USD	Electricidad Transmisión y distribución		EnSpA	11.11%	11.11%

Endesa Capital SA	Madrid	España	60,200.00 EUR	Compañía de finanza	Línea-por-línea	Endesa SA	100.00%	70.10%
Endesa Comercializaçao de Energia SA	Oporto	Portugal	250,000.00 EUR	Generación de electricidad y venta	Línea-por-línea	Endesa Energía SA	100.00%	70.10%
Endesa Distribución Eléctrica SL	Barcelona	España	1,204,540,060.00 EUR	Electricidad Distribución	Línea-por-línea	Endesa Rojo SA	100.00%	70.10%
Endesa Energía SA	Madrid	España	12,981,860.00 EUR	Marketing de energía Productos	Línea-por-línea	Endesa SA	100.00%	70.10%

Endesa Energía XXI SL	Madrid	España	2,000,000.00 EUR	Marketing y energía-relacionó servicios	Línea-por-línea	Endesa Energía SA	100.00%	70.10%
Endesa Financiación Filiales SA	Madrid	España	4,621,003,006.00 EUR	Compañía de finanza	Línea-por-línea	Endesa SA	100.00%	70.10%
Endesa Generación II SA	Sevilla	España	63,107.00 EUR	Generación de electricidad	Línea-por-línea	Endesa SA	100.00%	70.10%
Endesa Generación Nuclear SA	Sevilla	España	60,000.00 EUR	Subholding Compañía en el Sector nuclear	Línea-por-línea	Endesa Generación SA	100.00%	70.10%
Endesa Generación Portugal SA	Paço de Arcos (Oeiras)	Portugal	50,000.00 EUR	Electricidad Generación	Línea-por-línea	Endesa Energía SA Endesa Generación SA Enel Verde Power España SL Energías de Aragón II SL	0.20% 99.20% 0.40% 0.20%	70.10%
Endesa Generación SA	Sevilla	España	1,940,379,737.02 EUR	Electricidad Generación y venta	Línea-por-línea	Endesa SA	100.00%	70.10%
Endesa Ingeniería SLU	Sevilla	España	1,000,000.00 EUR	Consultoría y servicios de ingeniería	Línea-por-línea	Endesa Rojo SA	100.00%	70.10%
Endesa Medios Y Sistemas SL (Sociedad Unipersonal)	Madrid	España	89,999,790.00 EUR	Servicios	Línea-por-línea	Endesa SA	100.00%	70.10%
Endesa Operaciones Y Servicios Comerciales SL	Barcelona	España	10,138,580.00 EUR	Servicios	Línea-por-línea	Endesa Energía SA	100.00%	70.10%
Poder de Endesa que Comercia Ltd	Londres	Unido Reino	2.00 GBP	Comercial	Línea-por-línea	Endesa SA	100.00%	70.10%
Endesa Rojo SA	Barcelona	España	719,901,728.28 EUR	Distribución de electricidad	Línea-por-línea	Endesa SA	100.00%	70.10%
Endesa SA	Madrid	España	1,270,502,540.40 EUR	Aguantando compañía	Línea-por-línea	Enel Iberia Srl	70.10%	70.10%
Enel Alberta Inc. de viento	Calgary (Alberta)	Canadá	16,251,021.00 CAD	Generación de electricidad de Renovable Recursos	Línea-por-línea	Enel Canadá de Poder verde Inc.	100.00%	100.00%
Enel Américas SA	Santiago	Chile	CLP 3,575,339,011,549.00	Aguantando compañía - Generación de electricidad Y distribución	Línea-por-línea	EnSpA	51.80%	51.80%
Enel Argentina SA	Buenos Aires	Argentina	514,530,000.00 ARS	Aguantando compañía	Línea-por-línea	Enel Américas SA Gasista Atacama Chile SA	99.88% 0.12%	51.74%
Enel Bella Energía Almacenamiento LLC	Wilmington (Delaware)	EE.UU.	- USD	Energía renovable	Línea-por-línea	EGP Energía Holding de almacenamiento Compañías LLC	100.00%	100.00%
Enel Brasil SA	Río de Janeiro.	Brasil	6,276,994,956.09 BRL	Aguantando compañía	Línea-por-línea	Enel Américas	97.73%	51.61%

						SA Enel Generación Perú SAA	2.27%	
Enel Chile SA	Santiago	Chile	2,229,108,974,538.00 CLP	Aguantando compañía - Generación de electricidad y Distribución	Línea-por-línea	EnSpA	60.62%	60.62%
Enel CIEN SA	Río de Janeiro.	Brasil	285,050,000.00 BRL	Generación de electricidad, Transmisión y Distribución	Línea-por-línea	Enel Brasil SA	100.00%	51.61%
Enel Cove Fort II LLC	Wilmington (Delaware)	EE.UU.	- USD	Generación de electricidad de Recursos renovables	Línea-por-línea	Enel Norte de Poder verde Inc. de América	100.00%	100.00%

Enel Cove Fort LLC	Wilmington (Delaware)	EE.UU.	- USD	Generación de electricidad de recursos renovables	Equidad	Enel Geotérmico LLC	100.00%	50.00%
Enel Distribución Chile SA	Santiago	Chile	230,137,980,270.00 CLP	Aguantando compañía - Distribución de electricidad	Línea-por-línea	Enel Chile SA	99.09%	60.07%
Enel Distribución Perú SAA	Lima	Perú	638,563,900.00 BOLÍGRAFO	Electricidad Distribución y venta	Línea-por-línea	Enel SACO de Perú.	83.15%	43.09%
Enel Energia BALNEARIO	Roma	Italia	302,039.00 EUR	Venta de gasista y electricidad	Línea-por-línea	EnSpA	100.00%	100.00%
Enel Energia SA de Cv	Ciudad de México	México	10,000.10 MXN	Electricidad Generación de renovable Recursos	Línea-por-línea	Enel Verde Power México S de RL de Cv Energia Nueva de Iguu S de RL de Cv	99.00% 1.00%	100.00%
Enel Energie Muntenia SA	Bucarest	Rumanía	37,004,350.00 RON	Ventas de electricidad	Línea-por-línea	Enel Inversión Aguantando compañía BV	78.00%	78.00%
Enel Energie SA	Bucarest	Rumanía	140,000,000.00 RON	Ventas de electricidad	Línea-por-línea	Enel Inversión Aguantando compañía BV	51.00%	51.00%
Enel Sur de energía África	-	Del sur África	100.00 ZAR	Electricidad Generación de renovable Recursos	Línea-por-línea	Enel Verde Power BALNEARIO	100.00%	100.00%
Enel F2i Solare Italia BALNEARIO	Roma	Italia	5,100,000.00 EUR	Generación de electricidad	Equidad	Marte Srl	50.00%	50.00%
Enel Finanza Internacional NV	Amsterdam	Netherlands	1,478,810,371.00 EUR	Aguantando compañía	Línea-por-línea	EnSpA	100.00%	100.00%
Enel Fortuna SA	Panamá	Panamá	100,000,000.00 USD	Generación de electricidad de Renovable Recursos	Línea-por-línea	Enel Panamá de Poder verde SA	50.06%	50.06%
Enel Generación Chile SA	Santiago	Chile	552,777,320,871.00 CLP	Electricidad Generación, Transmisión y distribución	Línea-por-línea	Enel Chile SA	59.98%	36.36%
Enel Generación El Chocón SA	Buenos Aires	Argentina	298,584,050.00 ARS	Electricidad Generación y venta	Línea-por-línea	Enel Argentina SA Hidroinvest SA	8.67% 59.00%	34.02%
Enel Generación Perú SAA	Lima	Perú	2,545,960,353.20 BOLÍGRAFO	Electricidad Generación, distribución y Ventas	Línea-por-línea	Enel SACO de Perú.	83.60%	43.30%
Enel Generación Piura SA	Lima	Perú	73,982,594.00 BOLÍGRAFO	Electricidad Generación	Línea-por-línea	Enel SACO de Perú.	96.50%	49.99%
Enel Generación SA de Cv	Ciudad de México	México	2,000,100.00 MXN	Electricidad Generación	Línea-por-línea	Enel Verde Power México S de RL de Cv Energia Nueva de Iguu S de RL de Cv	99.00% 1.00%	100.00%
Enel Geotérmico LLC	Wilmington	EE.UU.	- USD	Electricidad	Equidad	EGPNA	100.00%	50.00%

	(Delaware)			Generación de Recursos renovable s		Renovable Socios de energía LLC		
Enel Global Térmico Generación Srl	Roma	Italia	1,000,000.00 EUR	Consultoría empresarial, Administrativo y administración Consultoría y Planificación corporativa	Línea-por-línea	EnSpA	100.00%	100.00%
Enel GP Newfoundland Y Labrador Inc.	Newfdland	Canadá	1,000.00 CAD	Electricidad Generación de Recursos renovable s	Equidad	EGPNA REP Holding de viento Compañías LLC	100.00%	50.00%

Enel África de Poder verde Srl	Roma	Italia	10,000.00 EUR	Generació n de electricida d	Línea-por-línea	EnSpA de Poder verde	100.00%	100.00%
Enel Argentina de Poder verde SA	Buenos Aires	Argentina	100,000.00 ARS	Generación de electricidad de Renovable Recursos	Línea-por-línea	Enel Latino de Poder verde América SA EnSpA de Poder verde	5.00% 95.00%	100.00%
Enel Poder verde Australia Pty Ltd	Sydney	Australia	100.00 AUD	Electricidad Generación de renovable Recursos	Línea-por-línea	Enel Verde Power BALNEARIO	100.00%	100.00%
Enel Australia de Poder verde Confía en	Sydney	Australia	100.00 AUD	Energía renovable	Línea-por-línea	EnSpA de Poder verde	100.00%	100.00%
Enel Boa de Poder verde Vista Eolica SA	Niterói (Rio de Janeiro)	Brasil	1,000,000.00 BRL	Electricidad Generación de Recursos renovable s	Línea-por-línea	Enel Verde Power Brasil Participações Ltda Enel Verde Power Desenvolvimento Ltda	99.00% 1.00%	100.00%
Enel Poder verde Bom Jesus da Lapa Solar SA	Brasil	Brasil	- BRL	Generación de electricidad de Renovable Recursos	Línea-por-línea	Enel Poder verde Brasil Participações Ltda	100.00%	100.00%
Enel Poder verde Brasil Participações Ltda	Río de Janeiro.	Brasil	4,024,724,678.00 BRL	Aguantando compañía	Línea-por-línea	Enel Verde Power latino América SA Enel Verde Power BALNEARIO	0.01% 99.99%	100.00%
Enel Bulgaria de Poder verde EAD	Sofía	Bulgaria	35,231,000.00 BGN	Construcción de planta, operación y Mantenimiento	Línea-por-línea	EnSpA de Poder verde	100.00%	100.00%
Enel Poder verde Bungala Pty Ltd	Sydney	Australia	100.00 AUD	Generación de electricidad de Renovable Recursos	Línea-por-línea	Enel Australia de Poder verde Pty Ltd	100.00%	100.00%
Enel Poder verde Bungala Trust	Sydney	Australia	- AUD	Energía renovable	Línea-por-línea	Enel Australia de Poder verde Pty Ltd	100.00%	100.00%
Enel Poder verde Cabeça de Boi SA	Río de Janeiro.	Brasil	76,000,000.00 BRL	Generación de electricidad de Renovable Recursos	Línea-por-línea	Enel Poder verde Brasil Participações Ltda	100.00%	100.00%
Enel Poder verde Cachoeira Dourada SA	Goiania	Brasil	6,433,983,585.00 BRL	Electricidad Generación y venta	Línea-por-línea	Enel Brasil SA	99.75%	51.48%
Enel Poder verde Calabria Srl	Roma	Italia	10,000.00 EUR	Generación de electricidad de Renovable Recursos	Línea-por-línea	EnSpA de Poder verde	100.00%	100.00%
Enel Poder verde Inc. de Canadá	Montreal (Quebec)	Canadá	85,681,857.00 CAD	Electricidad Generación de Recursos renovable s	Línea-por-línea	Enel Verde Power Norte Inc. de América	100.00%	100.00%
Enel Poder verde	Santiago	Chile	842,086,000.00 USD	Electricidad	Línea-por-línea	Enel Verde	99.99%	100.00%

Chile Ltda				Generación de renovable Recursos		Power Latinoamérica SA Hydromac Energía Srl	0.01%	
Enel Colombia de Poder verde SAS ESP	Bogotá DC	Colombia	468,138,000.00 COP	Generación de electricidad de Renovable Recursos	Línea-por-línea	EnSpA de Poder verde	100.00%	100.00%
Enel Poder verde Costa Rica	San Josè	Costa Rica	27,500,000.00 USD	Electricidad Generación de Recursos renovables	Línea-por-línea	Enel Verde Power BALNEARIO	100.00%	100.00%

Enel Poder verde Cristal Eolica SA	Río de Janeiro.	Brasil	144,640,892.85 BRL	Generación de electricidad y venta De recursos renovables	Línea-por-línea	Enel Poder verde Brasil Participações Ltda Enel Verde Power Desenvolvimento Ltda	99.00% 1.00%	100.00%
Enel Poder verde Critalândia yo Eólica SA	Brasil	Brasil	1,000,000.00 BRL	Generación de electricidad de Renovable Recursos	Línea-por-línea	Enel Poder verde Brasil Participações Ltda	99.90%	99.90%
Enel Poder verde Critalândia II Eólica SA	Brasil	Brasil	1,000,000.00 BRL	Electricidad Generación de Recursos renovable s	Línea-por-línea	Enel Verde Power Brasil Participações Ltda	99.90%	99.90%
Enel Poder verde Damascena Eólica SA	Río de Janeiro.	Brasil	70,000,000.00 BRL	Electricidad Generación de renovable Recursos	Línea-por-línea	Enel Verde Power Brasil Participações Ltda Enel Poder verde Desenvolvimento Ltda	99.00% 1.00%	100.00%
Enel Poder verde del Sur BALNEARIO (ex Parque Eólico Renaico BALNEARIO)	Santiago	Chile	353,605,313.37 USD	Generación de electricidad y venta De recursos renovables	Línea-por-línea	Enel Chile de Poder verde Ltda Enel Latino de Poder verde América SA	100.00% 0.00%	100.00%
Enel Poder verde Delfina Un Eólica SA	Río de Janeiro.	Brasil	70,379,344.85 BRL	Electricidad Generación de renovable Recursos	Línea-por-línea	Enel Verde Power Brasil Participações Ltda	99.90%	99.90%
Enel Poder verde Delfina B Eólica SA	Río de Janeiro.	Brasil	23,054,973.26 BRL	Generación de electricidad de Renovable Recursos	Línea-por-línea	Enel Poder verde Brasil Participações Ltda	99.90%	99.90%
Enel Poder verde Delfina C Eólica SA	Río de Janeiro.	Brasil	7,298,322.77 BRL	Electricidad Generación de Recursos renovable s	Línea-por-línea	Enel Verde Power Brasil Participações Ltda	99.90%	99.90%
Enel Poder verde Delfina D Eólica SA	Río de Janeiro.	Brasil	24,624,368.53 BRL	Electricidad Generación de renovable Recursos	Línea-por-línea	Enel Verde Power Brasil Participações Ltda	99.90%	99.90%
Enel Poder verde Delfina E Eólica SA	Río de Janeiro.	Brasil	24,623,467.93 BRL	Generación de electricidad de Renovable Recursos	Línea-por-línea	Enel Poder verde Brasil Participações Ltda	99.90%	99.90%
Enel Poder verde Desenvolvimento Ltda	Río de Janeiro.	Brasil	13,900,297.00 BRL	Generación de electricidad de Recursos renovable s	Línea-por-línea	Enel Poder verde Brasil Participações Ltda Enel Verde Power Latinoaméri ca SA	99.99% 0.01%	100.00%
Enel Poder verde Desarrollo Srl	Roma	Italia	20,000.00 EUR	Electricidad Generación de	Línea-por-línea	Enel Verde Power BALNEARIO	100.00%	100.00%

				Recursos renovable s				
Enel Poder verde Dois Riachos Eólica SA	Río de Janeiro.	Brasil	135,000,000.00 BRL	Electricidad Generación de renovable Recursos	Línea-por-línea	Enel Verde Power Brasil Participações Ltda	100.00%	100.00%
Enel Ecuador de Poder verde SA	Quito	Ecuador	26,000.00 USD	Generación de electricidad de Renovable Recursos	Línea-por-línea	Enel Latino de Poder verde América SA EnSpA de Poder verde	0.10% 99.90%	100.00%

Enel Poder verde Egipto SAE.	Cairo	Egipto	250,000.00 EGP	Administración, Operación y Mantenimiento de todos los tipos de generación Planta y su Verjas de distribución	Línea-por-línea	Enel Verde Power BALNEARIO	100.00%	100.00%
Enel Poder verde Emiliana Eólica SA	Río de Janeiro.	Brasil	177,500,000.00 BRL	Electricidad Generación de Recursos renovables	Línea-por-línea	Enel Verde Power Brasil Participações Ltda Enel Verde Power Desenvolvimento Ltda	99.00% 1.00%	100.00%
Enel Poder verde España SL	Madrid	España	11,152.74 EUR	Generación de electricidad de Renovable Recursos	Línea-por-línea	Endesa Generación SA	100.00%	70.10%
Enel Poder verde Esperança Eólica SA	Río de Janeiro.	Brasil	135,000,000.00 BRL	Electricidad Generación de Recursos renovables	Línea-por-línea	Enel Verde Power Brasil Participações Ltda Enel Verde Power Desenvolvimento Ltda	99.00% 1.00%	100.00%
Enel Poder verde Fazenda SA	Río de Janeiro.	Brasil	62,000,000.00 BRL	Generación de electricidad de Renovable Recursos	Línea-por-línea	Enel Poder verde Brasil Participações Ltda	100.00%	100.00%
Enel Poder verde Finale Emilia Srl	Roma	Italia	10,000,000.00 EUR	Generación de electricidad de Renovable Recursos	Línea-por-línea	EnSpA de Poder verde	70.00%	70.00%
Enel Poder verde Alemania GmbH	Múnich	Alemania	25,000.00 EUR	Electricidad Generación y venta	Línea-por-línea	Enel Verde Power BALNEARIO	100.00%	100.00%
Enel Poder verde Inversión Global BV	Amsterdam	Netherlands	10,000.00 EUR	Aguantando compañía	Línea-por-línea	EnSpA de Poder verde	100.00%	100.00%
Enel Poder verde Granadilla SL	Tenerife	España	3,012.00 EUR	Electricidad Generación de renovable Recursos	Línea-por-línea	Enel Verde Power España SL	65.00%	45.57%
Enel Guatemala de Poder verde SA	Guatemala	Guatemala	100,000.00 GTQ	Aguantando compañía	Línea-por-línea	EnSpA de Poder verde Energia y Servicios BALNEARIO de América del sur	98.00% 2.00%	100.00%
Enel Poder verde Hellas SA	Maroussi	Grecia	7,852,850.00 EUR	Aguantando compañía - Servicios de energía	Línea-por-línea	Enel Verde Power BALNEARIO	100.00%	100.00%
Enel Poder verde Hellas Suministrar Un.S.	Maroussi	Grecia	600,000.00 EUR	Generación de electricidad, Transporte, venta y Comercial	Línea-por-línea	Enel Poder verde Hellas SA	100.00%	100.00%
~~Enel Poder verde~~	~~Maroussi~~	~~Grecia~~	~~23,599,641.00 EUR~~	~~Electricidad~~	~~Línea-por-~~	~~Enel Verde~~	~~100.00%~~	~~100.00%~~

					línea			
Hellas Parques de viento De Del sur Evia SA				Generación		Power Hellas SA		
Enel Poder verde Horizonte MP Solar SA	Brasil	Brasil	- BRL	Electricidad Generación de Recursos renovables	Línea-por-línea	Enel Verde Power Brasil Participações Ltda	99.99%	99.99%
Enel Poder verde Ituverava Norta Solar SA	Río de Janeiro.	Brasil	1,639,346.69 BRL	Electricidad Generación de renovable Recursos	Línea-por-línea	Enel Verde Power Brasil Participações Ltda	99.90%	99.90%
Enel Poder verde Ituverava Solar SA	Río de Janeiro.	Brasil	1,639,346.69 BRL	Generación de electricidad de Renovable Recursos	Línea-por-línea	Enel Poder verde Brasil Participações Ltda	99.90%	99.90%

Enel Poder verde Ituverava sul Solar SA	Río de Janeiro.	Brasil	8,513,128.89 BRL	Generación de electricidad de recursos renovables	Línea-por-línea	Enel Poder verde Brasil Participações Ltda	99.90%	99.90%
Enel Poder verde Joana Eólica SA	Río de Janeiro.	Brasil	165,000,000.00 BRL	Electricidad Generación de renovable Recursos	Línea-por-línea	Enel Verde Power Brasil Participações Ltda Enel Poder verde Desenvolvimento Ltda	99.00% 1.00%	100.00%
Enel Poder verde Kenya Limitó	Nairobi	Kenya	100,000.00 KES	Electricidad Generación, Transmisión, distribución, venta y Compra	Línea-por-línea	Enel Verde Power RSA (Pty) Ltd Enel Verde Power BALNEARIO	1.00% 99.00%	100.00%
Enel Latinoamérica de Poder verde SA	Santiago	Chile	827,205,371.00 USD	Aguantando compañía	Línea-por-línea	EnSpA de Poder verde Hydromac Energía Srl	0.09% 99.91%	100.00%
Enel Poder verde Maniçoba Eólica SA	Río de Janeiro.	Brasil	70,000,000.00 BRL	Generación de electricidad de Renovable Recursos	Línea-por-línea	Enel Poder verde Brasil Participações Ltda Enel Verde Power Desenvolvimento Ltda	99.00% 1.00%	100.00%
Enel Poder verde México S de RL de Cv	Ciudad de México	México	2,399,774,165.00 MXN	Aguantando compañía	Línea-por-línea	Enel Verde Power Latinoamérica SA Enel Verde Power BALNEARIO	0.00% 100.00%	100.00%
Enel Poder verde Modelo Yo Eólica SA	Río de Janeiro.	Brasil	167,000,000.00 BRL	Electricidad Generación de Recursos renovables	Línea-por-línea	Enel Verde Power Brasil Participações Ltda	100.00%	100.00%
Enel Poder verde Modelo II Eólica SA	Río de Janeiro.	Brasil	147,800,000.00 BRL	Electricidad Generación de renovable Recursos	Línea-por-línea	Enel Verde Power Brasil Participações Ltda	100.00%	100.00%
Enel Marruecos de Poder verde SARLAU	Marruecos	Marruecos	1,000,000.00 LOCO	Generación de electricidad de Renovable Recursos	Línea-por-línea	EnSpA de Poder verde	100.00%	100.00%
Enel Poder verde Morro Chapéau Yo Eólica SA	Niterói (Rio de Janeiro)	Brasil	1,000,000.00 BRL	Electricidad Generación de Recursos renovables	Línea-por-línea	Enel Verde Power Brasil Participações Ltda	99.00%	99.00%
Enel Poder verde Morro Chapéau II Eólica SA	Niterói (Rio de Janeiro)	Brasil	1,000,000.00 BRL	Electricidad Generación de renovable Recursos	Línea-por-línea	Enel Verde Power Brasil Participações Ltda	99.00%	99.00%
Enel Poder verde Mourão SA	Río de Janeiro.	Brasil	8,513,128.89 BRL	Electricidad Generación de renovable Recursos	Línea-por-línea	Enel Verde Power Brasil Participações Ltda	99.90%	99.90%
Enel Namibia de Poder verde (Pty) Ltd	Windhoek	Namibia	100.00 NAD	Generación de electricidad de Renovable	Línea-por-línea	EnSpA de Poder verde	100.00%	100.00%

				Recursos				
Enel Poder verde América del Norte Desarrollo LLC	Wilmington (Delaware)	EE.UU.	- USD	Electricidad Generación de Recursos renovables	Línea-por-línea	Enel Verde Power BALNEARIO	100.00%	100.00%
Enel Poder verde Inc. de América del Norte	Wilmington (Delaware)	EE.UU.	50.00 USD	Electricidad Generación de renovable Recursos	Línea-por-línea	Enel Verde Power BALNEARIO	100.00%	100.00%

Enel Poder verde Nova Lapa Solar SA	Brasil	Brasil	- BRL	Generación de electricidad de recursos renovables	Línea-por-línea	Enel Poder verde Brasil Participações Ltda	100.00%	100.00%
Enel Poder verde Nova Olinda B Solar SA	Brasil	Brasil	- BRL	Electricidad Generación de renovable Recursos	Línea-por-línea	Enel Verde Power Brasil Participações Ltda	100.00%	100.00%
Enel Poder verde Nova Olinda C Solar SA	Brasil	Brasil	- BRL	Generación de electricidad de Renovable Recursos	Línea-por-línea	Enel Poder verde Brasil Participações Ltda	100.00%	100.00%
Enel Poder verde Nova Olinda Norte Solar SA	Brasil	Brasil	- BRL	Electricidad Generación de Recursos renovable s	Línea-por-línea	Enel Verde Power Brasil Participações Ltda	100.00%	100.00%
Enel Poder verde Nova Olinda Sul Solar SA	Brasil	Brasil	- BRL	Electricidad Generación de Recursos renovable s	Línea-por-línea	Enel Verde Power Brasil Participações Ltda	100.00%	100.00%
Enel Poder verde Panamá SA	Panamá	Panamá	3,000.00 USD	Aguantando compañía	Línea-por-línea	Enel Verde Power BALNEARIO	100.00%	100.00%
Enel Poder verde Paranapanema SA	Río de Janeiro.	Brasil	1,000.00 BRL	Electricidad Generación de Recursos renovable s	Línea-por-línea	Enel Verde Power Brasil Participações Ltda	100.00%	100.00%
Enel Poder verde Partecipazioni Speciali Srl	Roma	Italia	10,000.00 EUR	Electricidad Generación de renovable Recursos	Línea-por-línea	Enel Verde Power BALNEARIO	100.00%	100.00%
Enel Poder verde Pau Ferro Eólica SA	Río de Janeiro.	Brasil	178,670,000.00 BRL	Generación de electricidad de Renovable Recursos	Línea-por-línea	Enel Poder verde Brasil Participações Ltda Enel Verde Power Desenvolvimento Ltda	99.00% 1.00%	100.00%
Enel Poder verde Pedra Gerônimo Eólica SA	Río de Janeiro.	Brasil	230,000,000.00 BRL	Electricidad Generación de renovable Recursos	Línea-por-línea	Enel Verde Power Brasil Participações Ltda Enel Poder verde Desenvolvimento Ltda	99.00% 1.00%	100.00%
Enel Poder verde Perú SA	Lima	Perú	387,009,088.00 BOLÍGRAFO	Generación de electricidad de Renovable Recursos	Línea-por-línea	Empresa Electrica Panguipulli SA EnSpA de Poder verde	0.00% 100.00%	100.00%
Enel Poder verde Primavera Eolica SA	Río de Janeiro.	Brasil	144,640,892.85 BRL	Electricidad Generación y venta de renovables Recursos	Línea-por-línea	Enel Verde Power Brasil Participações Ltda Enel Poder verde Desenvolvimento Ltda	99.00% 1.00%	100.00%
Enel Poder verde Projetos Yo SA	Niterói (Rio de Janeiro)	Brasil	1,000.00 BRL	Comercial	Línea-por-línea	Enel Brasil SA	100.00%	51.61%
Enel Poder verde Puglia Srl	Roma	Italia	1,000,000.00 EUR	Generación de electricidad de	Línea-por-línea	EnSpA de Poder	100.00%	100.00%

		verde
	Renovable Recursos	

Enel Poder verde RA SAE.	Cairo	Egipto	15,000,000.00 EGP	Diseño, decisión, Operación y Mantenimiento de plantas de generación de todo. Tipos y su Verjas de distribución	Línea-por-línea	Enel Verde Power Egipto SAE.	100.00%	100.00%
Enel Poder verde Rumanía Srl	Rusu de Sus (Nu?eni)	Rumanía	2,430,631,000.00 RON	Electricidad Generación de Recursos renovable s	Línea-por-línea	Enel Verde Power BALNEARIO	100.00%	100.00%
Enel RSA de Poder verde Johannesburgo (Pty) Ltd		Del sur África	1,000.00 ZAR	Electricidad Generación de renovable Recursos	Línea-por-línea	Enel Verde Power Desarrollo Srl	100.00%	100.00%
Enel RSA de Poder verde Johannesburgo 2 (Pty) Ltd		Sudáfrica	120.00 ZAR	Generación de electricidad de Renovable Recursos	Línea-por-línea	Enel RSA de Poder verde (Pty) Ltd	100.00%	100.00%
Enel Poder verde de Salto Apiacás SA	Niterói (Rio Janeiro)	Brasil	14,412,120.00 BRL	Generación de electricidad de Renovable Recursos	Línea-por-línea	Enel Poder verde Brasil Participações Ltda Enel Verde Power Desenvolvimento Ltda	99.00% 1.00%	100.00%
Enel Poder verde San Gillio Srl	Roma	Italia	10,000.00 EUR	Electricidad Generación de renovable Recursos	Equidad	Altomonte Fv Srl	80.00%	40.00%
Enel Roma de Poder verde Sannio		Italia	750,000.00 EUR	Generación de electricidad	Línea-por-línea	EnSpA de Poder verde	100.00%	100.00%
Enel Poder verde São Abraão Eólica SA	Niterói (Rio de Janeiro)	Brasil	1,000,000.00 BRL	Electricidad Generación de renovable Recursos	Línea-por-línea	Enel Verde Power Brasil Participações Ltda	99.00%	99.00%
Enel Poder verde SAO Judas Eolica SA	Río de Janeiro	Brasil	144,640,892.85 BRL	Generación de electricidad y venta De renovable Recursos	Línea-por-línea	Enel Poder verde Brasil Participações Ltda Enel Verde Power Desenvolvimento Ltda	99.00% 1.00%	100.00%
Enel Poder verde SHU SAE	Cairo	Egipto	15,000,000.00 EGP	Diseño, decisión, Administración, operación y Mantenimiento de Plantas de generación de todos los tipos y su. Verjas de distribución	Línea-por-línea	Enel Verde Power Egipto SAE.	100.00%	100.00%
Enel Singapur de Poder verde Singapur Pte. Ltd.		Singapur	50,000.00 SGD	Generación de electricidad de Renovable Recursos	Línea-por-línea	EnSpA de Poder verde	100.00%	100.00%
Enel Roma de Poder verde Energía Solar Srl		Italia	10,000.00 EUR	Desarrollo de planta, diseño, construcción Y operación	Línea-por-línea	EnSpA de Poder verde	100.00%	100.00%
EnSpA de Poder verde	Roma	Italia	272,000,000.00 EUR	Generación de electricidad de	Línea-por-línea	EnSpA	100.00%	100.00%

				Renovable Recursos				
Enel Poder verde Strambino Solar Srl	Turin	Italia	250,000.00 EUR	Electricidad Generación de Recursos renovable s	Equidad	Altomonte Fv Srl	60.00%	30.00%

Enel Poder verde Tacaicó Eólica SA	Río de Janeiro.	Brasil	125,765,000.00 BRL	Electricidad Generación de Recursos renovable s	Línea-por-línea	Enel Verde Power Brasil Participações Ltda Enel Verde Power Desenvolvimento Ltda	99.00% 1.00%	100.00%
Enel Poder verde Tefnut SAE	Cairo	Egipto	15,000,000.00 EGP	Diseño, decisión, administración, Operación y Mantenimiento de plantas de generación de todo. Tipos y su Verjas de distribución	Línea-por-línea	Enel Egipto de Poder verde SAE.	100.00%	100.00%
Enel Poder verde Turquía Enerji Yatirimlari Anonim Şirketi	Estambul	Turquía	61,654,658.00 PRUEBA	Electricidad Generación de Recursos renovable s	Línea-por-línea	Enel Verde Power BALNEARIO	100.00%	100.00%
Enel Poder verde Uruguay SA	Oficina 1508	Uruguay	400,000.00 UYU	Electricidad Generación de renovable Recursos	Línea-por-línea	Enel Verde Power BALNEARIO	100.00%	100.00%
Enel Poder verde Villoresi Srl	Roma	Italia	1,200,000.00 EUR	Electricidad Generación de renovable Recursos	Línea-por-línea	Enel Verde Power BALNEARIO	51.00%	51.00%
Enel Zambia de Poder verde Limitó	Lusaka	Zambia	15,000.00 ZMW	Ventas de electricidad	Línea-por-línea	Enel África de Poder verde Srl Enel Verde Power RSA (Pty) Ltd	99.00% 1.00%	100.00%
Enel Iberia Srl	Madrid	España	336,142,500.00 EUR	Aguantando compañía	Línea-por-línea	EnSpA	100.00%	100.00%
Enel Innovación Hubs Srl	Roma	Italia	1,000,000.00 EUR	Ingeniería civil y mecánica, agua Sistemas	Línea-por-línea	EnSpA	100.00%	100.00%
Enel Seguro NV	Amsterdam	Netherlands	60,000.00 EUR	Aguantando compañía	Línea-por-línea	Enel Holding de inversión Compañía BV	100.00%	100.00%
Enel Investimentos SA	Niterói (Río de Janeiro).	Brasil	3,868,678,819.00 BRL	Aguantando compañía	Línea-por-línea	Enel Brasil SA	100.00%	51.61%
Enel Inversión Aguantando compañía BV	Amsterdam	Netherlands	1,593,050,000.00 EUR	Aguantando compañía	Línea-por-línea	EnSpA	100.00%	100.00%
Enel Italia Srl	Roma	Italia	50,000,000.00 EUR	Administración de personal Actividades, información Tecnología, inmueble y negocio. Servicios	Línea-por-línea	EnSpA	100.00%	100.00%
Enel Kansas LLC	Wilmington (Delaware)	EE.UU.	- USD	Generación de electricidad de Renovable Recursos	Línea-por-línea	Enel Norte de Poder verde Inc. de América	100.00%	100.00%
Enel M@p Srl	Roma	Italia	100,000.00 EUR	Metering, remoto Control y Servicios de conectividad vía línea de poder Comunicación	Línea-por-línea	EnSpA	100.00%	100.00%

Enel Compañías de Holding de la Minnesota LLC	Minnesota	EE.UU.	- USD	Generación de electricidad de Renovable Recursos	Línea-por-línea	Egp Geronimo Holding Compañía Inc. de compañía	100.00%	100.00%
Enel Nevkan Inc.	Wilmington (Delaware)	EE.UU.	- USD	Generación de electricidad de Recursos renovables	Línea-por-línea	Enel Norte de Poder verde Inc. de América	100.00%	100.00%

Enel Gas & de aceite España SL	Madrid	España	33,000.00 EUR	Prospecting Y desarrollo de campos de hidrocarburo	Línea-por-línea	Enel X Italia BALNEARIO	100.00%	100.00%
Enel SACO de Perú.	Lima	Perú	5,361,789,105.00 BOLÍGRAFO	Aguantando compañía	Línea-por-línea	Enel Américas SA	100.00%	51.80%
Enel Productie Srl	Bucarest	Rumanía	20,210,200.00 RON	Generación de electricidad	Línea-por-línea	Enel Holding de inversión Compañía BV	100.00%	100.00%
Enel Produzione BALNEARIO	Roma	Italia	1,800,000,000.00 EUR	Electricidad Generación	Línea-por-línea	EnSpA	100.00%	100.00%
Enel Rinnovabile SA de Cv	México D.F.	México	100.00 MXN	Electricidad Generación	Línea-por-línea	Enel Verde Power Global Inversión BV	99.00%	100.00%
						Enel Verde Power México S de RL de Cv	1.00%	
Enel Rumanía SA	Judetul Ilfov	Rumanía	200,000.00 RON	Servicios empresariales	Línea-por-línea	Enel Inversión Holding Compañía BV	100.00%	100.00%
Enel Rus Viento Generación LLC	Moscú	Rusia	350,000.00 FROTA	Servicios de energía	Línea-por-línea	Enel Rusia PJSC	100.00%	56.43%
Enel Rusia PJSC	Ekaterinburg	Rusia	35,371,898,370.00 FROTA	Generación de electricidad	Línea-por-línea	Enel Holding de inversión Compañía BV	56.43%	56.43%
Enel Sal Wells LLC	Wilmington (Delaware)	EE.UU.	- USD	Generación de electricidad de Renovable Recursos	Equidad	Enel Geotérmico LLC	100.00%	50.00%
Enel Arabia Saudí Limitó	Al-Khobar	Arabia Saudí	5,000,000.00 SAR	La administración de actividades asoció Con participación en Las ofertas llamaron por el SEC para el Desarrollo de listo. metering Y automatización de verja	Línea-por-línea	e-distribuzione BALNEARIO	60.00%	60.00%
Enel Servicii Comune SA	Bucarest	Rumanía	33,000,000.00 RON	Servicios de energía	Línea-por-línea	E - Distributie Banat SA	50.00%	51.00%
						E - Distributie Dobrogea SA	50.00%	
Enel Único Srl	Roma	Italia	4,600,000.00 EUR	Público encendiendo sistemas y servicios.	Línea-por-línea	Enel X Srl	100.00%	100.00%
Enel Soluções Energéticas Ltda	Niterói (Rio de Janeiro)	Brasil	5,000,000.00 BRL	Electricidad Generación de renovable Recursos	Línea-por-línea	Enel Verde Power Brasil Participações Ltda	99.99%	100.00%
						Enel Poder verde Desenvolvimento Ltda	0.01%	
Enel Soluçoes SA	Río de Janeiro.	Brasil	15,733,466.45 BRL	Actividades de electricidad	Línea-por-línea	Central Geradora Termelétrica Fortaleza SA	0.01%	51.61%
						Enel Brasil SA	99.99%	
Enel Stillwater LLC	Wilmington (Delaware)	EE.UU.	- USD	Generación de electricidad de Renovable Recursos	Equidad	Enel Geotérmico LLC	100.00%	50.00%

Enel Valle de sorpresa LLC	Wilmington (Delaware)	EE.UU.	- USD	Generación de electricidad de Renovable Recursos	Línea-por-línea	Enel Norte de Poder verde Inc. de América	100.00%	100.00%
Enel Texkan Inc.	Wilmington (Delaware)	EE.UU.	- USD	Electricidad Generación de Recursos renovables	Línea-por-línea	Chi Power Inc.	100.00%	100.00%
Enel Comercio d.o.o.	Zagabria	Croacia	2,240,000.00 HRK	La electricidad que comercia	Línea-por-línea	EnSpA de comercio	100.00%	100.00%

Enel Comercia Rumanía Srl	Bucarest	Rumanía	21,250,000.00 RON	Electricidad sourcing y comerciando	Línea-por-línea	EnSpA de comercio	100.00%	100.00%
Enel Comercia Serbia D.o.o.	Beograd	Serbia	300,000.00 EUR	La electricidad que comercia	Línea-por-línea	EnSpA de comercio	100.00%	100.00%
EnSpA de comercio	Roma	Italia	90,885,000.00 EUR	El combustible que comercia y Logística	Línea-por-línea	EnSpA	100.00%	100.00%
Enel Argentina comercial Srl	Buenos Aires	Argentina	14,010,014.00 ARS	La electricidad que comercia	Línea-por-línea	Enel Américas SA Enel Argentina SA	55.00% 45.00%	51.78%
Enel Norte comercial América LLC	EE.UU.	EE.UU.	10,000,000.00 USD	Comercial	Línea-por-línea	Enel Verde Power Norte Inc. de América	100.00%	100.00%
Enel X Inc. de Canadá	Vancouver	Canadá	1,000.00 CAD	Aguantando compañía	Línea-por-línea	EnerNOC Ltd.	100.00%	100.00%
Enel X Internacional Srl	Roma	Italia	100,000.00 EUR	Aguantando compañía	Línea-por-línea	Enel X Srl	100.00%	100.00%
Enel X Italia BALNEARIO	Roma	Italia	200,000,000.00 EUR	Río arriba gasista	Línea-por-línea	Enel X Srl	100.00%	100.00%
Enel X Movilidad Srl	Roma	Italia	100,000.00 EUR	Movilidad eléctrica	Línea-por-línea	Enel X Srl	100.00%	100.00%
Enel X Srl	Roma	Italia	1,050,000.00 EUR	Aguantando compañía	Línea-por-línea	EnSpA	100.00%	100.00%
Enel.BALNEARIO de factor	Roma	Italia	12,500,000.00 EUR	Factoring	Línea-por-línea	EnSpA	100.00%	100.00%
Enel.si Srl	Roma	Italia	5,000,000.00 EUR	Ingeniería de planta y Servicios de energía	Línea-por-línea	Enel Energia BALNEARIO	100.00%	100.00%
Enelco SA	Atene	Grecia	60,108.80 EUR	Construcción de planta, Operación y mantenimiento	Línea-por-línea	Enel Inversión Aguantando compañía BV	75.00%	75.00%
Enelpower Contratista Y Arabia Saudí de Desarrollo Ltd	Riyadh	Saudí Arabia	5,000,000.00 SAR	Construcción de planta, Operación y mantenimiento	Línea-por-línea	Enelpower BALNEARIO	51.00%	51.00%
Enelpower Brasil Ltda	Río de Janeiro.	Brasil	1,242,000.00 BRL	Eléctrico Ingeniería	Línea-por-línea	Enel Verde Power Brasil Participações Ltda Enel Latino de Poder verde América SA	99.99% 0.01%	100.00%
Enelpower BALNEARIO	Milán	Italia	2,000,000.00 EUR	Ingeniería y construcción	Línea-por-línea	EnSpA	100.00%	100.00%
Energética de Rosselló AIE	Barcelona	España	3,606,060.00 EUR	Cogeneración de Electricidad y calor	Equidad	Enel Verde Power España SL	27.00%	18.93%
Energética Monzón SACO.	Lima	Perú	6,463,000.00 BOLÍGRAFO	Electricidad Generación de renovable Recursos	Línea-por-línea	Empresa Electrica Panguipulli SA Enel Verde Power Perú SA	0.00% 100.00%	100.00%
Energia Eléctrica Del Ebro SA (Sociedad Unipersonal)	Tarragona	España	96,160.00 EUR	Generación de electricidad y Suministro	Línea-por-línea	Eléctrica Del Ebro, Sa (Sociedad Unipersonal)	100.00%	70.10%
Energia Eolica Srl	Roma	Italia	4,840,000.00 EUR	Electricidad Generación de Recursos renovables	Línea-por-línea	Enel Verde Power BALNEARIO	100.00%	100.00%

Energia Global de México (Enermex) SA de Cv	Ciudad de México	México	50,000.00 MXN	Electricidad Generación de renovable Recursos	Línea-por-línea	Enel Verde Power BALNEARIO	99.00%	99.00%
Energia Global Operaciones SA	San Josè	Costa Rica	10,000.00 CRC	Generación de electricidad de Renovable Recursos	Línea-por-línea	Enel Poder verde Costa Rica	100.00%	100.00%

Energía Limpia de Amistad S. de R.L. de Cv	Ciudad de México	México	296,822.00 MXN	Electricidad Generación de Recursos renovables	Aguantado para venta	Enel Verde Power México S de RL de Cv Hidroelectricidad Del Pacifico S de RL de Cv	99.99% 0.01%	100.00%
Energía Limpia de Palo Alto S. de R.L. de Cv	Ciudad de México	México	673,583,489.00 MXN	Electricidad Generación de Recursos renovables	Aguantado para venta	Enel Verde Power México S de RL de Cv Hidroelectricidad Del Pacifico S de RL de Cv	99.99% 0.01%	100.00%
Energia Marina BALNEARIO	Santiago	Chile	2,404,240,000.00 CLP	Electricidad Generación de Recursos renovables	Equidad	Enel Verde Power Chile Ltda	25.00%	25.00%
Energia Nueva de Iguu S de RL de Cv	Ciudad de México	México	51,879,307.00 MXN	Electricidad Generación de renovable Recursos	Línea-por-línea	Enel Verde Power México S de RL de Cv Energia Nueva Energia Limpia México S de RL de Cv	99.90% 0.01%	99.91%
Energia Nueva Energia Limpia México S de RL de Cv	Ciudad de México	México	5,339,650.00 MXN	Electricidad Generación de renovable Recursos	Línea-por-línea	Enel Verde Power Guatemala SA EnSpA de Poder verde	0.04% 99.96%	100.00%
Energia y Servicios BALNEARIO de América del sur	Santiago	Chile	1,000,000.00 CLP	Electricidad Generación de Recursos renovables	Línea-por-línea	Enel Verde Power BALNEARIO	100.00%	100.00%
Energías Alternativas Del Sur SL	Las Palmas de Gran Canaria	España	546,919.10 EUR	Electricidad Generación de renovable Recursos	Línea-por-línea	Enel Verde Power España SL	54.95%	38.52%
Energías de Aragón Yo SL	Zaragoza	España	3,200,000.00 EUR	Transmisión de electricidad, Distribución y venta	Línea-por-línea	Endesa Rojo SA	100.00%	70.10%
Energías de Aragón II SL	Zaragoza	España	18,500,000.00 EUR	Generación de electricidad	Línea-por-línea	Enel Poder verde España SL	100.00%	70.10%
Energías de Graus SL	Barcelona	España	1,298,160.00 EUR	Plantas hidroeléctricas	Línea-por-línea	Enel Poder verde España SL	66.67%	46.74%
Energias Especiales de Careon SA	La Coruña	España	270,450.00 EUR	Electricidad Generación de renovable Recursos	Línea-por-línea	Enel Verde Power España SL	77.00%	53.98%
Energias Especiales de Pena Armada SA	Madrid	España	963,300.00 EUR	Generación de electricidad de Renovable Recursos	Línea-por-línea	Enel Poder verde España SL	80.00%	56.08%
Energias Especiales Del Alto Ulla SA	Madrid	España	1,722,600.00 EUR	Electricidad Generación de Recursos renovable	Línea-por-línea	Enel Verde Power España SL	100.00%	70.10%

				s				
Energias Especiales Del Bierzo SA	Torre del Bierzo	España	1,635,000.00 EUR	Electricidad Generación de renovable Recursos	Equidad	Enel Verde Power España SL	50.00%	35.05%
Energias Renovables La Mata SAPI de Cv	Ciudad de México	México	656,615,400.00 MXN	Generación de electricidad de Renovable Recursos	Línea-por-línea	Enel México de Poder verde S de RL de Cv Energia Nueva de Iguu S de RL de Cv	99.99% 0.01%	100.00%
Energie Electrique de Tahaddart SA	Tánger	Marruecos	750,400,000.00 LOCO	Plantas de generación de ciclo combinado	Equidad	Endesa Generación SA	32.00%	22.43%

Energotel CUANDO	Bratislava	Eslovaquia	2,191,200.00 EUR	Operación de red de fibra óptica	Equidad	Slovenské elektrárne CUANDO	20.00%	6.60%
Energía Hydro Piave Srl	Soverzene	Italia	800,000.00 EUR	La electricidad que adquiere y venta	Línea-por-línea	Enel Produzione BALNEARIO	51.00%	51.00%
Respuesta de energía Aguantando compañías Pty Ltd	Melbourne	Australia	630,451.00 AUD	Energía renovable	Línea-por-línea	EnerNOC Australia Pty Ltd	100.00%	100.00%
Enerlive Srl	Roma	Italia	6,520,000.00 EUR	Electricidad Generación de Recursos renovables	Línea-por-línea	Maicor Viento Srl	100.00%	100.00%
EnerNOC Australia Pty Ltd	Melbourne	Australia	1,937,248.00 AUD	Energía renovable	Línea-por-línea	EnerNOC Inc.	100.00%	100.00%
Enernoc Brasil Gerenciamento de Energia	Sao Paolo	Brasil	117,240.00 BRL	Energía renovable	Línea-por-línea	EnerNOC Irlanda Holding La compañía Limitó	0.00%	
EnerNOC Energía Software de inteligencia Privado Limitó	Maratón Cuarto - Un	India	20,000,000.00 INR	Energía renovable	Línea-por-línea	EnerNOC Inc. EnTech Utilidad Inc. de Agencia del servicio	50.00% 50.00%	100.00%
EnerNOC Federal LLC	Delaware	EE.UU.	5,000.00 USD	Energía renovable	Línea-por-línea	EnerNOC Inc.	100.00%	100.00%
EnerNOC GmbH	Darmstadt	Alemania	25,000.00 EUR	Energía renovable	Línea-por-línea	EnerNOC Inc.	100.00%	100.00%
EnerNOC Inc.	Delaware	EE.UU.	1,000.00 USD	Energía renovable	Línea-por-línea	Enel Norte de Poder verde Inc. de América	100.00%	100.00%
EnerNOC Compañía de Holding de la Irlanda Limitado	-	Irlanda	100,000.00 EUR	Energía renovable	Línea-por-línea	EnerNOC Inc.	100.00%	100.00%
EnerNOC Irlanda Limitó	-	Irlanda	100,000.00 EUR	Energía renovable	Línea-por-línea	EnerNOC Holding de Irlanda La compañía Limitó	100.00%	100.00%
EnerNOC Japón K.K.	Tokyo	Japón	13,200.00 JPY	Energía renovable	Línea-por-línea	EnerNOC Inc.	60.00%	60.00%
EnerNOC Corea Limitó	Seúl	Corea	120,000.00 KRW	Energía renovable	Línea-por-línea	EnerNOC Inc.	100.00%	100.00%
EnerNOC Ltd.	Oakville	Canadá	- CAD	Energía renovable	Línea-por-línea	EnerNOC Inc.	100.00%	100.00%
EnerNOC Nueva Zelanda Limitó	Wellington	Nueva Zelanda	313,606.00 AUD	Energía renovable	Línea-por-línea	Respuesta de energía Holding Compañías Pty Ltd	100.00%	100.00%
EnerNOC Polska sp Z oo	Varsavia	Polonia	100.00 EUR	Energía renovable	Línea-por-línea	EnerNOC Irlanda Aguantando la compañía Limitó	100.00%	100.00%
EnerNOC Pty Ltd	Melbourne	Australia	9,880.00 AUD	Energía renovable	Línea-por-línea	Energía Holding de respuesta Compañías Pty Ltd	100.00%	100.00%
EnerNOC Taiwán Ltd	Taipei Ciudad	Taiwán	44,776,120.00 EUR	Energía renovable	Línea-por-línea	EnerNOC Holding de Irlanda La compañía	67.00%	67.00%

						Limitó		
EnerNOC Reino Unido II Limitó	Londres	Reino Unido	1,000.00 GBP	Energía renovable	Línea-por-línea	EnerNOC Reino Unido Limitó	100.00%	100.00%
EnerNOC Reino Unido Limitó	Londres	Unido Reino	100,000.00 GBP	Energía renovable	Línea-por-línea	EnerNOC Inc.	100.00%	100.00%
EnTech (China) Tecnología de información Co Ltd	China	China	1,500.00 EUR	Energía renovable	Equidad	EnerNOC Reino Unido II Limitado	50.00%	50.00%
EnTech Servicio de utilidad Inc. de agencia	Delaware	EE.UU.	1,500.00 USD	Energía renovable	Línea-por-línea	EnerNOC Inc.	100.00%	100.00%
Eólica Del Noroeste SL	La Coruña	España	36,100.00 EUR	Desarrollo de planta Y construcción	Línea-por-línea	Enel Verde Power España SL	51.00%	35.75%

Eólica Del Principado SAU	Oviedo	España	60,000.00 EUR	Generación de electricidad de recursos renovables	Equidad	Enel Poder verde España SL	40.00%	28.04%
Eólica Fazenda Nova - Generaçao E Comercializaçao de Energia SA	Niterói (Rio de Janeiro)	Brasil	7,859,906.00 BRL	Plantas de viento	Línea-por-línea	Enel Brasil SA	100.00%	51.58%
Eólica Valle Del Ebro SA	Zaragoza	España	5,559,340.00 EUR	Generación de electricidad de Renovable Recursos	Línea-por-línea	Enel Poder verde España SL	50.50%	35.40%
Eólica Zopiloapan SAPI de Cv	Ciudad de México	México	1,877,201.54 MXN	Electricidad Generación de Recursos renovables	Línea-por-línea	Enel Verde Power México S de RL de Cv Enel Verde Power Partecipazioni Speciali Srl	56.98% 39.50%	96.48%
Eólicas de Agaete SL	Las Palmas de Gran Canaria	España	240,400.00 EUR	Electricidad Generación de Recursos renovables	Línea-por-línea	Enel Verde Power España SL	80.00%	56.08%
Eólicas de Fuencaliente SA	Las Palmas de Gran Canaria	España	216,360.00 EUR	Electricidad Generación de renovable Recursos	Línea-por-línea	Enel Verde Power España SL	55.00%	38.56%
Eólicas de Fuerteventura AIE	Fuerteventura (Las Palmas)	España	- EUR	Generación de electricidad de Renovable Recursos	Equidad	Enel Poder verde España SL	40.00%	28.04%
Eólicas de La Patagonia SA	Buenos Aires	Argentina	480,930.00 ARS	Electricidad Generación de Recursos renovables	-	Enel Verde Power España SL	50.00%	35.05%
Eólicas de Lanzarote SL	Las Palmas de Gran Canaria	España	1,758,000.00 EUR	Electricidad Generación y distribución	Equidad	Enel Verde Power España SL	40.00%	28.04%
Eólicas de Tenerife AIE	Santa Cruz de Tenerife	España	420,708.40 EUR	Electricidad Generación de renovable Recursos	Equidad	Enel Verde Power España SL	50.00%	35.05%
Eólicas de Tirajana AIE	Las Palmas de Gran Canaria	España	- EUR	Electricidad Generación de renovable Recursos	Línea-por-línea	Enel Verde Power España SL	60.00%	42.06%
Epresa Energia SA	Cadiz	España	2,500,000.00 EUR	Suministro de electricidad	Equidad	Endesa Rojo SA	50.00%	35.05%
Erdwärme Oberland GmbH	Múnich	Alemania	154,011.00 EUR	Electricidad Generación de Recursos renovables	Línea-por-línea	Enel Verde Power BALNEARIO	85.17%	85.17%
Erecosalz SL	Zaragoza	España	18,030.36 EUR	Electricidad Generación de renovable Recursos	-	Enel Verde Power España SL	33.00%	23.13%
Essex Compañía LLC	Boston (Massachusetts)	EE.UU.	- USD	Generación de electricidad de Renovable Recursos	Equidad	EGPNA REP Hydro Holding Compañías LLC	100.00%	50.00%
Estrellada SA	Montevideo	Uruguay	448,000.00 UYU	Generación de electricidad de	Línea-por-línea	Enel Uruguay de Poder verde	100.00%	100.00%

			Renovable Recursos		SA		
Explotaciones Eólicas Zaragoza de Escucha SA	España	3,505,000.00 EUR	Electricidad Generación de Recursos renovables	Línea-por-línea	Enel Verde Power España SL	70.00%	49.07%

Explotaciones Eólicas El Puerto SA	Teruel	España	3,230,000.00 EUR	Generación de electricidad de recursos renovables	Línea-por-línea	Enel Poder verde España SL	73.60%	51.59%
Explotaciones Eólicas Santo Domingo de Luna SA	Zaragoza	España	100,000.00 EUR	Electricidad Generación de renovable Recursos	Línea-por-línea	Enel Verde Power España SL	51.00%	35.75%
Explotaciones Eólicas Saso Plano SA	Zaragoza	España	5,488,500.00 EUR	Generación de electricidad de Renovable Recursos	Línea-por-línea	Enel Poder verde España SL	65.00%	45.57%
Explotaciones Eólicas Sierra Costera SA	Zaragoza	España	8,046,800.00 EUR	Electricidad Generación de Recursos renovable s	Línea-por-línea	Enel Verde Power España SL	90.00%	63.09%
Explotaciones Eólicas Sierra La Virgen SA	Zaragoza	España	4,200,000.00 EUR	Electricidad Generación de Recursos renovable s	Línea-por-línea	Enel Verde Power España SL	90.00%	63.09%
Florence Cerros LLC	Minnesota	EE.UU.	- USD	Electricidad Generación de renovable Recursos	Línea-por-línea	Chi Minnesota Viento LLC	51.00%	51.00%
Fowler Hydro LLC	Delaware	EE.UU.	- USD	Generación de electricidad de Renovable Recursos	Línea-por-línea	Enel Norte de Poder verde Inc. de América	100.00%	100.00%
Fulcro LLC	Boise (Idaho)	EE.UU.	- USD	Electricidad Generación de Recursos renovable s	Equidad	EGPNA REP Hydro Holding Compañías LLC	100.00%	50.00%
Furatena Solar 1 Slu	Sevilla	España	3,000.00 EUR	Electricidad Generación de renovable Recursos	Línea-por-línea	Enel Verde Power España SL	100.00%	70.10%
Garob Granja de viento (Pty) Ltd	-	Del sur África	100.00 ZAR	Electricidad Generación de renovable Recursos	Línea-por-línea	Enel Verde Power RSA (Pty) Ltd	100.00%	100.00%
Gasista Atacama Chile SA	Santiago	Chile	589,318,016,243.00 CLP	Electricidad Generación	Línea-por-línea	Enel Chile SA Enel Generación Chile SA	2.63% 97.37%	37.00%
Gasista Y Electricidad Generación SAU	Palma de Mallorca	España	213,775,700.00 EUR	Generació n de electricida d	Línea-por-línea	Endesa Generación SA	100.00%	70.10%
Gasoducto Atacama Argentina SA	Santiago	Chile	208,173,124.00 USD	Gas natural Transporte	Línea-por-línea	Enel Generación Chile SA Gasista Atacama Chile SA	0.03% 99.97%	37.00%
Gasoducto Atacama Argentina SA Sucursal Argentina	Buenos Aires	Argentina	- ARS	Transporte gasista natural	Línea-por-línea	Gasoducto Atacama Argentina SA	100.00%	37.00%
Gauley Hydro LLC	Wilmington (Delaware)	EE.UU.	- USD	Generación de electricidad de Renovable Recursos	Línea-por-línea	Enel Norte de Poder verde Inc. de América	100.00%	100.00%
Gauley River Administraci	Willison (Vermont)	EE.UU.	1.00 USD	Generación de electricidad de	Línea-por-línea	Enel Norte de Poder	100.00%	100.00%

ón						verde		
Empresa				Renovable Recursos		Inc. de América		
Gauley River Power Socios LLC	Willison (Vermont)	EE.UU.	- USD	Electricidad Generación de Recursos renovables	Equidad	EGPNA REP Hydro Holding Compañías LLC	100.00%	50.00%

Generadora de Occidente Ltda	Guatemala	Guatemala	16,261,697.33 GTQ	Electricidad Generación de Recursos renovable s	Línea-por-línea	Enel Verde Power Guatemala SA Enel Verde Power BALNEARIO	1.00% 99.00%	100.00%
Generadora Eolica Alto Pacora SA	Panamá	Panamá	10,000.00 USD	Generación de electricidad de Renovable Recursos	Línea-por-línea	Enel Panamá de Poder verde SA	100.00%	100.00%
Generadora Estrella Solar SA	Panamá	Panamá	10,000.00 USD	Electricidad Generación de Recursos renovable s	Línea-por-línea	Enel Verde Power Panamá SA	100.00%	100.00%
Generadora Fotovoltaica Chiriquí SA	Panamá	Panamá	10,000.00 USD	Electricidad Generación de renovable Recursos	Línea-por-línea	Enel Verde Power Panamá SA	100.00%	100.00%
Generadora Montecristo SA	Guatemala	Guatemala	3,820,000.00 GTQ	Electricidad Generación de renovable Recursos	Línea-por-línea	Enel Verde Power Guatemala SA Enel Verde Power BALNEARIO	0.01% 99.99%	100.00%
Generadora Solar Caldera SA	Panamá	Panamá	10,000.00 USD	Electricidad Generación de Recursos renovable s	Línea-por-línea	Enel Verde Power Panamá SA	100.00%	100.00%
Generadora Solar Tolé SA	Panamá	Panamá	10,000.00 USD	Electricidad Generación de renovable Recursos	Línea-por-línea	Enel Verde Power Panamá SA	100.00%	100.00%
Geotermica Del Norte SA	Santiago	Chile	326,577,419,702.00 CLP	Generación de electricidad de Renovable Recursos	Línea-por-línea	Enel Chile de Poder verde Ltda	84.59%	84.59%
Granja de Viento de Bahía de Gibson (Rf) Propietario Limitó	Johannesburgo	Del sur África	1,000.00 ZAR	Electricidad Generación de Recursos renovable s	Línea-por-línea	Enel Verde Power RSA (Pty) Ltd	60.00%	60.00%
Socios de Energía global Inc.	Delaware	EE.UU.	100,000.00 USD	Energía renovable	Línea-por-línea	EnerNOC Inc.	100.00%	100.00%
Socios de Energía global LLC	Delaware	EE.UU.	- USD	Energía renovable	Línea-por-línea	Inc. de Socios de Energía global	100.00%	100.00%
Gnl Chile SA	Santiago	Chile	3,026,160.00 USD	Diseño y LNG Suministro	Equidad	Enel Generación Chile SA	33.33%	12.12%
Goodwell Proyecto de viento LLC	Wilmington (Delaware)	EE.UU.	- USD	Electricidad Generación de Recursos renovable s	Equidad	Origen Goodwell Holding Compañías LLC	100.00%	50.00%
Goodyear Lago Hydro LLC	Delaware	EE.UU.	- USD	Electricidad Generación de renovable Recursos	Línea-por-línea	Enel Verde Inc. de América del Norte del Power	100.00%	100.00%
Gorona Del Viento El Hierro SA	Valverde de El Hierro	España	30,936,736.00 EUR	Desarrollo y mantenimiento del Hierro Generación Planta	Equidad	Unión Eléctrica de Canarias Generación SAU	23.21%	16.27%

Guadarranque Solar 4 SL Unipersonal	Sevilla	España	3,006.00 EUR	Generación de electricidad de Renovable Recursos	Línea-por-línea	Endesa Generación II SA	100.00%	70.10%
GV Energie Rigenerabili ITAL-RO Srl	Bucarest	Rumanía	1,145,400.00 RON	Electricidad Generación de Recursos renovables	Línea-por-línea	Enel Verde Power Rumanía Srl Enel Verde Power BALNEARIO	100.00% 0.00%	100.00%

Hadley Ridge LLC	Minnesota	EE.UU.	- USD	Generación de electricidad de recursos renovables	Línea-por-línea	Chi Viento de Minnesota LLC	51.00%	51.00%
Hastings Solar LLC	Delaware	EE.UU.	- USD	Electricidad Generación de renovable Recursos	Línea-por-línea	Aurora Distribuido Solar LLC	100.00%	51.00%
Hidroeléctrica de Catalunya SL	Barcelona	España	126,210.00 EUR	Transmisión de electricidad y Distribución	Línea-por-línea	Endesa Rojo SA	100.00%	70.10%
Hidroeléctrica de Ourol SL	Lugo	España	1,608,200.00 EUR	Generación de electricidad de Renovable Recursos	Equidad	Enel Poder verde España SL	30.00%	21.03%
Hidroeléctrica DonRafael SA	Costa Rica	Costa Rica	10,000.00 CRC	Generación de electricidad de Renovable Recursos	Línea-por-línea	Enel Poder verde Costa Rica	65.00%	65.00%
Hidroelectricidad Del Pacifico S de RL de Cv	Ciudad de México	México	30,890,736.00 MXN	Electricidad Generación de Recursos renovable s	Línea-por-línea	Enel Verde Power México S de RL de Cv	99.99%	99.99%
Hidroflamicell SL	Barcelona	España	78,120.00 EUR	Electricidad Distribución y venta	Línea-por-línea	Hidroeléctrica de Catalunya SL	75.00%	52.58%
Hidroinvest SA	Buenos Aires	Argentina	55,312,093.00 ARS	Aguantando compañía	Línea-por-línea	Enel Américas SA Enel Argentina SA	41.94% 54.76%	50.06%
Hidromondego - Hidroelectrica Mondego Lda	Lisboa	Portugal	3,000.00 EUR	Poder hidroeléctrico	Línea-por-línea	Endesa Generación Portugal SA Endesa Generación SA	10.00% 90.00%	70.10%
Alto Shoals LLC	Delaware	EE.UU.	- USD	Generación de electricidad de Renovable Recursos	Equidad	EGPNA REP Hydro Holding Compañías LLC	100.00%	50.00%
Empresa de Calle alta Pty Ltd.	Melbourne	Australia	- AUD	Energía renovable	Línea-por-línea	Energía Respuesta Aguantando compañías Pty Ltd	100.00%	100.00%
Highfalls Hydro Inc. de compañía	Wilmington (Delaware)	EE.UU.	- USD	Generación de electricidad de Renovable Recursos	Línea-por-línea	Enel Norte de Poder verde Inc. de América	100.00%	100.00%
HillTopper Viento Aguantando compañías LLC	Wilmington (Delaware)	EE.UU.	- USD	Energía renovable	Línea-por-línea	Enel Kansas LLC	70.00%	70.00%
HillTopper Poder de viento LLC	Dover (Delaware)	EE.UU.	- USD	Poder de viento	Línea-por-línea	HillTopper Holding de viento Compañías LLC	100.00%	70.00%
Hispano Generación de Energía Solar SL	Jerez de los Caballeros (Badajoz)	España	3,500.00 EUR	Generación de electricidad de Renovable Recursos	Línea-por-línea	Enel Poder verde España SL	51.00%	35.75%
Hope Riachuelo LLC	Minnesota	EE.UU.	- USD	Generación de electricidad de Renovable	Línea-por-línea	Chi Viento de Minnesota LLC	51.00%	51.00%

				Recursos				
Hydro Desarrollo Adquisición de grupo LLC	Albany (Nuevo York)	EE.UU.	- USD	Electricidad Generación de Recursos renovables	Equidad	EGPNA REP Hydro Holding Compañías LLC	100.00%	50.00%
Hydro Energías Empresa	Willison (Vermont)	EE.UU.	5,000.00 USD	Electricidad Generación de renovable Recursos	Aguantado para venta	Enel Verde Inc. de América del Norte del Power	100.00%	100.00%

Parque de hidrógeno-Marghera Por L'idrogeno Scrl	Venice	Italia	245,000.00 EUR	Desarrollo de estudios y proyectos para el uso de hidrógeno.	Línea-por-línea	Enel Produzione BALNEARIO	65.85%	65.85%
Hydromac Energía Srl	Roma	Italia	18,000.00 EUR	Aguantando compañía	Línea-por-línea	Enel Verde Power BALNEARIO	100.00%	100.00%
Yo-EM Srl	Turin	Italia	28,571.43 EUR	Diseño y Desarrollo	Equidad	Enel X Srl	30.00%	30.00%
Ingendesa Brasil Ltda em liquidaçao	Río de Janeiro.	Brasil	500,000.00 BRL	Diseño, ingeniería Y consultoría	Línea-por-línea	Enel Generación Chile SA Gasista Atacama Chile SA	1.00% 99.00%	36.99%
Inkolan Informacion y Coordinacion de obras AIE	Bilbao	España	84,140.00 EUR	Información encima infraestructura de Inkolan Asocia	Equidad	Endesa Distribución Eléctrica SL	12.50%	8.76%
Endesa internacional BV	Amsterdam	Netherlands	15,428,520.00 EUR	Aguantando compañía	Línea-por-línea	Endesa SA	100.00%	70.10%
Internacional Multimedia Universitario Srl (en fallimento)	Roma	Italia	24,000.00 EUR	Formación	-	Enel Italia Srl	13.04%	13.04%
Inversora Codensa Sas	Bogotá DC	Colombia	5,000,000.00 COP	Electricidad Transmisión y distribución	Línea-por-línea	Codensa SA ESP	100.00%	25.07%
Inversora Muelle Sud SA	Buenos Aires	Argentina	241,490,000.00 ARS	Aguantando compañía	Línea-por-línea	Enel Américas SA	57.14%	29.60%
Isamu Ikeda Energia SA	Río de Janeiro.	Brasil	61,474,475.77 BRL	Generación de electricidad y venta	Línea-por-línea	Enel Poder verde Brasil Participações Ltda	100.00%	100.00%
Italgest Energía (Pty) Ltd	Johannesburgo	Del sur África	1,000.00 ZAR	Electricidad Generación de Recursos renovables	Línea-por-línea	Enel Verde Power RSA (Pty) Ltd	100.00%	100.00%
Jack River LLC	Minnesota	EE.UU.	- USD	Electricidad Generación de renovable Recursos	Línea-por-línea	Chi Minnesota Viento LLC	51.00%	51.00%
Jessica Mills LLC	Minnesota	EE.UU.	- USD	Generación de electricidad de Renovable Recursos	Línea-por-línea	Chi Viento de Minnesota LLC	51.00%	51.00%
JuiceNet GmBh	Berlino	Alemania	25,000.00 EUR	Energía renovable	Línea-por-línea	Motor eléctrico Werks Inc.	100.00%	100.00%
Julia Cerros LLC	Minnesota	EE.UU.	- USD	Electricidad Generación de renovable Recursos	Línea-por-línea	Chi Minnesota Viento LLC	51.00%	51.00%
Kalenta SA	Maroussi	Grecia	4,359,000.00 EUR	Generación de electricidad de Renovable Recursos	Línea-por-línea	Enel El poder verde Solar Energía Srl	100.00%	100.00%
Kavacik Eolìco Enerjì Elektrìc Üretìm ve Tìcaret Anonìm Şìrketì	Estambul	Turquía	9,000,000.00 PRUEBA	Electricidad Generación de Recursos renovables	Línea-por-línea	Enel Verde Power Turquía Enerji Yatirimlari Anonim Şirketi	100.00%	100.00%
Kelley Caídas LLC	Delaware	EE.UU.	- USD	Electricidad	Aguantado para venta	Enel Verde	100.00%	100.00%

				Generación de renovable Recursos		Inc. de América del Norte del Power		
King River Hydro Inc. de Compañía	Wilmington (Delaware)	EE.UU.	100.00 USD	Generación de electricidad de Renovable Recursos	Línea-por-línea	Enel Norte de Poder verde Inc. de América	100.00%	100.00%
Kingston Energía Almacenamiento LLC	Wilmington (Delaware)	EE.UU.	- USD	Energía renovable	Línea-por-línea	EGP Energía Holding de almacenamiento Compañías LLC	100.00%	100.00%

Kinneytown Hydro Inc. de compañía	Wilmington (Delaware)	EE.UU.	100.00 USD	Generación de electricidad de recursos renovables	Línea-por-línea	Enel Inc. de América del Norte de Poder verde	100.00%	100.00%
Kino Contratista SA de Cv	Ciudad de México	México	100.00 MXN	Electricidad Generación de renovable Recursos	Línea-por-línea	Enel Verde Power México S de RL de Cv Hidroelectricidad Del Pacifico S de RL de Cv	99.00% 1.00%	100.00%
Kino Director de instalaciones SA de Cv	Ciudad de México	México	100.00 MXN	Electricidad Generación de renovable Recursos	Línea-por-línea	Enel Verde Power México S de RL de Cv Hidroelectricidad Del Pacifico S de RL de Cv	99.00% 1.00%	100.00%
Kirklarelì Eolìko Enerjì Elektrìk Üretìm ve Tìcaret Anonìm Şìrketì	Estambul	Turquía	5,250,000.00 PRUEBA	-	Línea-por-línea	Enel Verde Power Turquía Enerji Yatirimlari Anonim Şirketi	100.00%	100.00%
Kongul Energì Sanayi ve Tìcaret Anonìm Şìrketì	Estambul	Turquía	125,000,000.00 PRUEBA	Electricidad Generación de renovable Recursos	Línea-por-línea	Enel Verde Power Turquía Enerji Yatirimlari Anonim Şirketi	100.00%	100.00%
Kromschroeder SA	Barcelona	España	627,126.00 EUR	Servicios	Equidad	Endesa Medios Y Sistemas, Sl (Sociedad Unipersonal)	29.26%	20.51%
La Pereda Co2 AIE	Oviedo	España	224,286.00 EUR	Servicios	Equidad	Endesa Generación SA	33.33%	23.36%
LaChute Hydro Compañía LLC	Wilmington (Delaware)	EE.UU.	- USD	Generación de electricidad de Renovable Recursos	Equidad	EGPNA REP Hydro Holding Compañías LLC	100.00%	50.00%
Lago Emily Solar LLC	Delaware	EE.UU.	- USD	Electricidad Generación de Recursos renovable s	Línea-por-línea	Aurora Distribuido Solar LLC	100.00%	51.00%
Lago Pulaski Solar LLC	Delaware	EE.UU.	- USD	Electricidad Generación de renovable Recursos	Línea-por-línea	Aurora Distribuido Solar LLC	100.00%	51.00%
Tierra Proyecto de Viento Corrido LLC	Wilmington (Delaware)	EE.UU.	- USD	Energía renovable	Línea-por-línea	Sundance Viento Proyecto LLC	100.00%	100.00%
Lawrence Riachuelo Solar LLC	Minnesota	EE.UU.	- USD	-	Línea-por-línea	Aurora Distribuido Solar LLC	100.00%	51.00%
Lindahl Holding de viento Compañías LLC	Delaware	EE.UU.	- USD	Electricidad Generación de Recursos renovable s	Línea-por-línea	EGPNA Viento preferido Aguantando compañías LLC	100.00%	50.00%
Lindahl Proyecto de viento LLC	Delaware	EE.UU.	- USD	Electricidad Generación de renovable Recursos	Equidad	Lindahl Viento Aguantando compañías LLC	100.00%	50.00%
Poco Viento de Ante Aguantando compañías LLC	Delaware	EE.UU.	- USD	Generación de electricidad de	Línea-por-línea	Enel Kansas LLC	100.00%	100.00%

				Renovable Recursos				
Poco Proyecto de Viento del Ante LLC	Ciudad de Oklahoma (Oklahoma)	EE.UU.	- USD	Generación de electricidad de Renovable Recursos	Línea-por-línea	Poco Holding de Viento del Ante Compañías LLC	100.00%	100.00%
Littleville Power Inc. de compañía	Boston (Massachusetts)	EE.UU.	1.00 USD	Electricidad Generación de Recursos renovables	Aguantado para venta	Enel Verde Power Norte Inc. de América	100.00%	100.00%

Llano Sánchez Poder Solar Un SA	Panamá	Panamá	10,000.00 USD	Generación de electricidad de recursos renovables	Línea-por-línea	Enel Panamá de Poder verde SA	100.00%	100.00%
Llano Sánchez Solar Power Cuatro SA	Panamá	Panamá	10,000.00 USD	Electricidad Generación de renovable Recursos	Línea-por-línea	Enel Verde Power Panamá SA	100.00%	100.00%
Llano Sánchez Poder Solar Tres SA	Panamá	Panamá	10,000.00 USD	Generación de electricidad de Renovable Recursos	Línea-por-línea	Enel Panamá de Poder verde SA	100.00%	100.00%
Inc. de Viento de Pino solitario	Canadá	Canadá	- CAD	Energía renovable	Línea-por-línea	Enel Verde Power Canadá Inc.	10.00%	10.00%
Proyecto de Viento de Pino solitario elepé	Canadá	Canadá	- CAD	Energía renovable	Línea-por-línea	Enel Canadá de Poder verde Inc.	10.00%	10.00%
Más bajo Saranac Hydro Socios LLC	Delaware	EE.UU.	- USD	Generación de electricidad de Renovable Recursos	Equidad	EGPNA REP Hydro Holding Compañías LLC	100.00%	50.00%
Más bajo Saranac Hydro LLC	Delaware	EE.UU.	- USD	Electricidad Generación de Recursos renovable s	Línea-por-línea	Enel Verde Power Norte Inc. de América	100.00%	100.00%
Valle más bajo LLC	Delaware	EE.UU.	- USD	Electricidad Generación de renovable Recursos	Línea-por-línea	Enel Verde Inc. de América del Norte del Power	100.00%	100.00%
Lowline Rapids LLC	Delaware	EE.UU.	- USD	Generación de electricidad de Renovable Recursos	Equidad	EGPNA REP Hydro Holding Compañías LLC	100.00%	50.00%
Luz Andes Ltda	Santiago	Chile	1,224,348.00 CLP	Electricidad Transmisión, Distribución y venta Y combustibles	Línea-por-línea	Enel Chile SA Enel Distribución Chile SA	0.10% 99.90%	60.07%
Maicor Viento Srl	Roma	Italia	20,850,000.00 EUR	Electricidad Generación de Recursos renovable s	Línea-por-línea	Enel Verde Power BALNEARIO	100.00%	100.00%
Marte Srl	Roma	Italia	5,100,000.00 EUR	Electricidad Generación de renovable Recursos	Línea-por-línea	Enel Verde Power BALNEARIO	100.00%	100.00%
MARUDHAR ENERGÍA de VIENTO PRIVADA LIMITADO	Gurgaon	India	100,000.00 INR	Transmisión de electricidad, Distribución y venta	Línea-por-línea	BLP La ENERGÍA PRIVADA LIMITADO	99.00%	75.79%
Mas Energia S. de R.L. de Cv	Ciudad de México	México	100.00 MXN	Generación de electricidad de Renovable Recursos	Línea-por-línea	Enel México de Poder verde S de RL de Cv Hidroelectricidad Del Pacifico S de RL de Cv	99.00% 1.00%	100.00%

Mascoma Hydro Empresa	Concordia (Nuevo Hampshire).	EE.UU.	1.00 USD	Generación de electricidad de Renovable Recursos	Aguantado para venta	Enel Norte de Poder verde Inc. de América	100.00%	100.00%
Proyecto de Viento de Montaña de Mason LLC	Wilmington (Delaware)	EE.UU.	- USD	Generación de electricidad de Renovable Recursos	Línea-por-línea	Padoma Poder de viento LLC	100.00%	100.00%
Matrigenix (Propietario) Limitado	Houghton	Del sur África	1,000.00 ZAR	Electricidad Generación de Recursos renovables	Línea-por-línea	Enel Verde Power RSA (Pty) Ltd	100.00%	100.00%

Medidas Ambientales SL	Medina de Pomar (Burgos)	España	60,100.00 EUR	Estudios medioambientales	Equidad	Nuclenor SA	50.00%	17.53%
Metro Viento LLC	Minnesota	EE.UU.	- USD	Generación de electricidad de Renovable Recursos	Línea-por-línea	Chi Viento de Minnesota LLC	51.00%	51.00%
Mexicana de Hidroelectricidad Mexhidro S de RL de Cv	Ciudad de México	México	181,728,901.00 MXN	Electricidad Generación de Recursos renovables	Línea-por-línea	Enel Verde Power México S de RL de Cv	99.99%	99.99%
Mibgas SA	Madrid	España	3,000,000.00 EUR	Operador de mercado gasista	-	Endesa SA	1.35%	0.95%
Molino Shoals Hydro Compañía ILLC	Wilmington (Delaware)	EE.UU.	- USD	Electricidad Generación de renovable Recursos	Línea-por-línea	Enel Verde Inc. de América del Norte del Power	100.00%	100.00%
Minicentrales Del Canal de Las Bárdenas AIE	Zaragoza	España	1,202,000.00 EUR	Plantas hidroeléctricas	-	Enel Poder verde España SL	15.00%	10.52%
Minicentrales Del El canal Imperial-Gallur SL	Zaragoza	España	1,820,000.00 EUR	Plantas hidroeléctricas	Equidad	Enel Poder verde España SL	36.50%	25.59%
Mira Energía (Pty) Ltd	Houghton	Sudáfrica	100.00 ZAR	Generación de electricidad de Renovable Recursos	Línea-por-línea	Enel RSA de Poder verde (Pty) Ltd	100.00%	100.00%
Missisquoi Asocia LLC	Los Ángeles (California)	EE.UU.	- USD	Electricidad Generación de Recursos renovables	Equidad	EGPNA REP Hydro Holding Compañías LLC	100.00%	50.00%
Montrose Solar LLC	Delaware	EE.UU.	- USD	Electricidad Generación de Recursos renovables	Línea-por-línea	Aurora Distribuido Solar LLC	100.00%	51.00%
Nevkan Renewables LLC	Wilmington (Delaware)	EE.UU.	- USD	Electricidad Generación de renovable Recursos	Línea-por-línea	Enel Nevkan Inc.	100.00%	100.00%
Newbury Hydro Compañía LLC	Delaware	EE.UU.	- USD	Generación de electricidad de Renovable Recursos	Aguantado para venta	Enel Norte de Poder verde Inc. de América	100.00%	100.00%
Ngonye Power La compañía Limitó	Lusaka	Zambia	10,000.00 ZMW	Ventas de electricidad	Línea-por-línea	Enel Verde Power África Srl	80.00%	80.00%
Nojoli Granja de viento (RF) Pty Ltd	Johannesburgo	Sudáfrica	10,000,000.00 ZAR	Generación de electricidad de Renovable Recursos	Línea-por-línea	Enel RSA de Poder verde (Pty) Ltd	60.00%	60.00%
Canal del norte Waterworks	Boston (Massachusetts)	EE.UU.	- USD	Generación de electricidad de Renovable Recursos	Línea-por-línea	Enel Norte de Poder verde Inc. de América	100.00%	100.00%
Noroeste Hydro LLC	Wilmington (Delaware)	EE.UU.	- USD	Electricidad Generación de Recursos renovable	Línea-por-línea	Chi Del oeste LLC	100.00%	100.00%

				s				
Muesca Butte Hydro Inc. de compañía	Wilmington (Delaware)	EE.UU.	100.00 USD	Electricidad Generación de renovable Recursos	Línea-por-línea	Enel Verde Inc. de América del Norte del Power	100.00%	100.00%
Nuclenor SA	Burgos	España	102,000,000.00 EUR	Plantas nucleares	Equidad	Endesa Generación SA	50.00%	35.05%
Nuove Energie Srl	Porto Empedocle	Italia	5,204,028.73 EUR	Construcción y Administración de LNG regasification Infraestructura	Línea-por-línea	EnSpA de comercio	100.00%	100.00%

Nxuba Granja de viento (Pty) Ltd	-	Del sur África	1,000.00 ZAR	Generación de electricidad de recursos renovables	Línea-por-línea	Enel RSA de Poder verde 2 (Pty) Ltd	100.00%	100.00%
Ochrana Un Bezpecnost Se CUANDO	Mochovce	Eslovaquia	33,193.92 EUR	Servicios de seguridad	Equidad	Slovenské elektrárne CUANDO	100.00%	33.00%
OGK-5 Finanza LLC	Moscú	Rusia	10,000,000.00 FROTA	Compañía de finanza	Línea-por-línea	Enel Rusia PJSC	100.00%	56.43%
BALNEARIO de Fibra abierta	Milán	Italia	250,000,000.00 EUR	Instalación, Mantenimiento y reparación de electrónicos. Planta	Equidad	EnSpA	50.00%	50.00%
Origen Goodwell Aguantando compañías LLC	Wilmington (Delaware)	EE.UU.	- USD	Generación de electricidad de Renovable Recursos	Equidad	EGPNA Holding de viento Compañías 1 LLC	100.00%	50.00%
Energía de Viento del origen LLC	Wilmington (Delaware)	EE.UU.	- USD	Electricidad Generación de Recursos renovables	Equidad	Origen Goodwell Holding Compañías LLC	100.00%	50.00%
Osage Holding de viento Compañías LLC	Delaware	EE.UU.	- USD	Electricidad Generación de renovable Recursos	Línea-por-línea	Enel Kansas LLC	50.00%	50.00%
Osage Viento LLC	Delaware	EE.UU.	- USD	Generación de electricidad de Renovable Recursos	Línea-por-línea	Osage Holding de viento Compañías LLC	100.00%	50.00%
Ottauquechee Hydro Inc. de compañía	Wilmington (Delaware)	EE.UU.	100.00 USD	Electricidad Generación de Recursos renovables	Aguantado para venta	Enel Verde Power Norte Inc. de América	100.00%	100.00%
Ovacik Eolìko Enerjì Elektrìk Üretìm ve Tìcaret Anonìm Şìrketì	Estambul	Turquía	11,250,000.00 PRUEBA	-	Línea-por-línea	Enel Verde Power Turquía Enerji Yatirimlari Anonim Şirketi	100.00%	100.00%
Oxagesa AIE	Teruel	España	6,010.00 EUR	Cogeneración de Electricidad y calor	Equidad	Enel Verde Power España SL	33.33%	23.36%
Granja de Viento de Bahía de ostra (Pty) Ltd	Ciudad de cabo	Del sur África	1,000.00 ZAR	Electricidad Generación de renovable Recursos	Línea-por-línea	Enel Verde Power RSA (Pty) Ltd	100.00%	100.00%
P.V. Huacas SA	Costa Rica	Costa Rica	10,000.00 CRC	Generación de electricidad de Renovable Recursos	Línea-por-línea	Enel Poder verde Costa Rica	65.00%	65.00%
Padoma Poder de viento LLC	Los Ángeles (California)	EE.UU.	- USD	Electricidad Generación de Recursos renovables	Línea-por-línea	Enel Verde Power Norte Inc. de América	100.00%	100.00%
Palo Viento de Granjas del alto Proyecto LLC	Dallas (Texas)	EE.UU.	- USD	Electricidad Generación de renovable Recursos	Línea-por-línea	Enel Kansas LLC	100.00%	100.00%
Paravento SL	Lugo	España	3,006.00 EUR	Electricidad	Línea-por-línea	Enel Verde	90.00%	63.09%

				Generación de renovable Recursos		Power España SL		
Parc Eolic La Tossa-La Mola D'en Pascual SL	Madrid	España	1,183,100.00 EUR	Generación de electricidad de Renovable Recursos	Equidad	Enel Poder verde España SL	30.00%	21.03%
Parc Eolic Los Aligars SL	Madrid	España	1,313,100.00 EUR	Electricidad Generación de Recursos renovable s	Equidad	Enel Verde Power España SL	30.00%	21.03%

Parque Amistad Ii Sa de Cv	Ciudad de México	México	100.00 MXN	Generación de electricidad de Recursos renovable s	Línea-por-línea	Enel Rinnovabile SA de C.V. Hidroelectricidad Del Pacifico S de RL de Cv	99.00% 1.00%	100.00%
Parque Amistad Iii Sa de Cv	Ciudad de México	México	100.00 MXN	Generación de electricidad de Renovable Recursos	Línea-por-línea	Enel Rinnovabile SA de C.V. Hidroelectricidad Del Pacifico S de 1.00% RL de Cv	99.00%	100.00%
Parque Amistad Iv Sa de Cv	Ciudad de México	México	100.00 MXN	Electricidad Generación de renovable Recursos	Línea-por-línea	Enel Rinnovabile SA de C.V. Hidroelectricidad Del Pacifico S de 1.00% RL de Cv	99.00%	100.00%
Parque Eólico Un Capelada S.L (Sociedad Unipersonal)	Santiago de Compostela	España	5,857,586.40 EUR	Electricidad Generación de Recursos renovable s	Línea-por-línea	Enel Verde Power España SL	100.00%	70.10%
Parque Eólico Carretera de Arinaga SA	Las Palmas de Gran Canaria	España	1,603,000.00 EUR	Electricidad Generación de Recursos renovable s	Línea-por-línea	Enel Verde Power España SL	80.00%	56.08%
Parque Eólico de Barbanza SA	La Coruña	España	3,606,000.00 EUR	Electricidad Generación de renovable Recursos	Línea-por-línea	Enel Verde Power España SL	75.00%	52.58%
Parque Eolico de Belmonte SA	Madrid	España	120,400.00 EUR	Generación de electricidad de Renovable Recursos	Línea-por-línea	Enel Verde Poder España SL	50.16%	35.16%
Parque Eólico de San Andrés SA	La Coruña	España	552,920.00 EUR	Electricidad Generación de Recursos renovable s	Línea-por-línea	Enel Verde Power España SL	82.00%	57.48%
Parque Eólico de Santa Lucía SA	Las Palmas de Gran Canaria	España	901,500.00 EUR	Electricidad Generación de renovable Recursos	Línea-por-línea	Enel Verde Power España SL	66.33%	46.50%
Parque Eólico Delfina LTDA	Brasil	Brasil	6,963,977.00 BRL	Generación de electricidad de Renovable Recursos	Línea-por-línea	Enel Verde Poder Brasil Participações Ltda Enel Verde Power Desenvolvimento Ltda	99.99% 0.01%	100.00%
Parque Eólico Finca de Mogán SA	Las Palmas de Gran Canaria	España	3,810,340.00 EUR	Construcción de planta Y operación	Línea-por-línea	Enel Verde Power España SL	90.00%	63.09%
Parque Eólico Montes de Las Navas SA	Madrid	España	6,540,000.00 EUR	Construcción de planta Y operación	Línea-por-línea	Enel Verde Power España SL	75.50%	52.93%
Parque Eólico Punta de Teno SA	Tenerife	España	528,880.00 EUR	Electricidad Generación de Recursos renovable s	Línea-por-línea	Enel Verde Power España SL	52.00%	36.45%

Parque Eólico Sierra Del Madero SA	Soria	España	7,193,970.00 EUR	Electricidad Generación de renovable Recursos	Línea-por-línea	Enel Verde Power España SL	58.00%	40.66%
Parque Eolico Taltal SA	Santiago	Chile	20,878,010,000.00 CLP	Generación de electricidad de Renovable Recursos	Línea-por-línea	Enel Verde Chile de Poder Ltda Enel Verde Power Latinoamérica SA	99.99% 0.01%	100.00%

Parque Eólico Valle de los Vientos SA	Santiago	Chile	566,096,564.00 CLP	Electricidad Generación de Recursos renovables	Línea-por-línea	Enel Verde Power Chile Ltda Enel Latino de Poder verde América SA	99.99% 0.01%	100.00%
Parque Salitrillos SA de Cv	Ciudad de México	México	100.00 MXN	Generación de electricidad de Renovable Recursos	Aguantado para venta	Enel México de Poder verde S de RL de Cv Hidroelectricidad Del Pacifico S de RL de Cv	99.00% 1.00%	100.00%
Parque Solar Cauchari IV SA	San Salvador de Jujuy	Argentina	500,000.00 ARS	Generación de electricidad de Renovable Recursos	Línea-por-línea	Enel Argentina de Poder verde SA Enel Latino de Poder verde América SA	95.00% 5.00%	100.00%
Parque Talinay Oriente SA	Santiago	Chile	66,092,165,171.00 CLP	Generación de electricidad de Renovable Recursos	Línea-por-línea	Enel Chile de Poder verde Ltda Enel Verde Power BALNEARIO	61.37% 34.57%	95.94%
Paynesville Solar LLC	Delaware	EE.UU.	- USD	Generación de electricidad de Renovable Recursos	Línea-por-línea	Aurora Distribuyó Solar LLC	100.00%	51.00%
Pegop - Energía Eléctrica SA	Abrantes	Portugal	50,000.00 EUR	Electricidad Generación	Equidad	Endesa Generación Portugal SA Endesa Generación SA	0.02% 4 9.98%	35.05%
Pelzer Hydro Compañía LLC	Wilmington (Delaware)	EE.UU.	- USD	Generación de electricidad de Renovable Recursos	Equidad	EGPNA REP Hydro Holding Compañías LLC	100.00%	50.00%
Pereda Power SL	La Pereda (Mieres)	España	5,000.00 EUR	Desarrollo de Actividades de generación	Línea-por-línea	Endesa Generación II SA	70.00%	49.07%
PH Chucas SA	San Josè	Costa Rica	100,000.00 CRC	Generación de electricidad de Renovable Recursos	Línea-por-línea	Enel Poder verde Costa Rica EnSpA de Poder verde	40.31% 24.69%	65.00%
PH Don Pedro SA	San Josè	Costa Rica	100,001.00 CRC	Electricidad Generación de renovable Recursos	Línea-por-línea	Enel Verde Power Costa Rica	33.44%	33.44%
PH Guacimo SA	San Josè	Costa Rica	50,000.00 CRC	Electricidad Generación de renovable Recursos	Línea-por-línea	Enel Verde Power Costa Rica	65.00%	65.00%
PH Rio Volcan SA	San Josè	Costa Rica	100,001.00 CRC	Generación de electricidad de Renovable Recursos	Línea-por-línea	Enel Poder verde Costa Rica	34.32%	34.32%
Pincher Elepé de riachuelo	Alberta (Canadá)	Canadá	- CAD	Energía renovable	Línea-por-línea	Enel Alberta Inc. de viento Enel Canadá de Poder	99.00% 1.00%	100.00%

						verde Inc.		
Isla de pino Distribuyó Solar LLC	Delaware	EE.UU.	- USD	Generación de electricidad de Renovable Recursos	Línea-por-línea	Aurora Distribuyó Solar LLC	100.00%	51.00%
Planta Eólica Europea SA	Sevilla	España	1,198,530.00 EUR	Electricidad Generación de Recursos renovable s	Línea-por-línea	Enel Verde Power España SL	56.12%	39.34%

PowerCrop Macchiareddu Srl	Bologna	Italia	100,000.00 EUR	Generación de electricidad de recursos renovables	Equidad	PowerCrop Srl	100.00%	50.00%
PowerCrop Russi Srl	Bologna	Italia	100,000.00 EUR	Electricidad Generación de renovable Recursos	Equidad	PowerCrop Srl	100.00%	50.00%
PowerCrop Srl	Bologna	Italia	4,000,000.00 EUR	Generación de electricidad de Renovable Recursos	Equidad	EnSpA de Poder verde	50.00%	50.00%
Prairie Aumentó Transmisión LLC	Minnesota	EE.UU.	- USD	Electricidad Generación de Recursos renovable s	Línea-por-línea	Prairie Aumentó Viento LLC	100.00%	50.00%
Prairie Rose Viento LLC	Nueva York (Nuevo York)	EE.UU.	- USD	Electricidad Generación de Recursos renovable s	Equidad	EGPNA REP Holding de viento Compañías LLC	100.00%	50.00%
Primavera Energia SA	Río de Janeiro	Brasil	36,965,444.64 BRL	Electricidad Generación y venta	Línea-por-línea	Enel Verde Power Brasil Participações Ltda	100.00%	100.00%
Productor Regional de Energía Renovable III SA	Valladolid	España	3,088,398.00 EUR	Desarrollo de planta y construcción	Línea-por-línea	Enel Poder verde España SL	100.00%	70.10%
Productor Regional de Energia Renovable SA	Valladolid	España	710,500.00 EUR	Desarrollo de planta y construcción	Línea-por-línea	Enel Poder verde España SL	100.00%	70.10%
Productora de Energías SA	Barcelona	España	30,050.00 EUR	Plantas hidroeléctricas	Equidad	Enel Poder verde España SL	30.00%	21.03%
Promociones Energeticas Del Bierzo SL	Ponferrada	España	12,020.00 EUR	Electricidad Generación de renovable Recursos	Línea-por-línea	Enel Verde Power España SL	100.00%	70.10%
Proveedora de Electricidad de Occidente S de RL de Cv	Ciudad de México	México	89,708,835.00 MXN	Generación de electricidad de Renovable Recursos	Línea-por-línea	Enel México de Poder verde S de RL de Cv	99.99%	99.99%
Proyecto Almería Mediterraneo SA	Madrid	España	601,000.00 EUR	Desalinización y Suministro de agua	Equidad	Endesa SA	45.00%	31.55%
Proyecto Don solar José SA de Cv	Ciudad de México	México	100.00 MXN	Generación de electricidad de Renovable Recursos	Aguantado para venta	Enel Poder verde Guatemala SA Enel México de Poder verde S de RL de Cv	1.00% 99.00%	100.00%
Proyecto Solar Villanueva Tres SA de Cv	Ciudad de México	México	100.00 MXN	Generación de electricidad de Renovable Recursos	Aguantado para venta	Enel Poder verde Guatemala SA Enel México de Poder verde S de RL de Cv	1.00% 99.00%	100.00%
Proyectos de Energía Sol Y Viento 1 S.Un de	Ciudad de México	México	147,375,734.00 MXN	Energía renovable	Línea-por-línea	EnSpA de Poder verde	99.00%	100.00%

Cv						Energia y Servicios BALNEARIO de América del sur	1.00%	
Proyectos de Energía Sol Y Viento 2 Sa de Cv	Ciudad de México	México	288,584,564.00 MXN	Energía renovable	Línea-por-línea	Enel Verde Power BALNEARIO Energia y Servicios Sur BALNEARIO de América	99.00%	100.00%
							1.00%	

Proyectos de Ciudad de México Sol Y Viento 3 Sa de Cv	Energía	México	324,082,368.00 MXN	Energía renovable	Línea-por-línea	EnSpA de Poder verde Energia y Servicios Sur BALNEARIO de América	99.00% 1.00%	100.00%
Proyectos de Ciudad de México Sol Y Viento 4 Sa de Cv	Energía	México	116,428,613.00 MXN	Energía renovable	Línea-por-línea	EnSpA de Poder verde Energia y Servicios BALNEARIO de América del sur	99.00% 1.00%	100.00%
Proyectos de de México Sol Y Viento 5 Sa de Cv	Energía Ciudad	México	139.00 MXN	Energía renovable	Línea-por-línea	Enel Verde Power BALNEARIO Energia y Servicios Del sur BALNEARIO de América	99.00% 1.00%	100.00%
Proyectos de de México Sol Y Viento 6 Sa de Cv	Energía Ciudad	México	139.00 MXN	Electricidad Generación de Recursos renovables	Línea-por-línea	Enel Verde Power BALNEARIO Energia y Servicios Sur BALNEARIO de América	99.00% 1.00%	100.00%
Proyectos de de México Sol Y Viento 7 Sa de Cv	Energía Ciudad	México	139.00 MXN	Energía renovable	Línea-por-línea	Enel Verde Power BALNEARIO Energia y Servicios Del sur BALNEARIO de América	99.00% 1.00%	100.00%
Proyectos de de México Sol Y Viento 8 Sa de Cv	Energía Ciudad	México	139.00 MXN	Electricidad Generación de Recursos renovables	Línea-por-línea	Enel Verde Power BALNEARIO Energia y Servicios Sur BALNEARIO de América	99.00% 1.00%	100.00%
Proyectos Universitarios de Energias Renovables SL	Alicante	España	180,000.00 EUR	Generación de electricidad de Renovable Recursos	Equidad	Enel Poder verde España SL	33.33%	23.36%
Proyectos y Soluciones Renovables SACO.	Lima	Perú	1,000.00 BOLÍGRAFO	Electricidad Generación	Línea-por-línea	Enel Verde Power latino América SA Enel Verde Power Partecipazioni Speciali Srl	0.10% 99.90%	100.00%
PT Enel Yakarta de Poder verde Optima Manera Ratai		Indonesia	10,000,000.00 USD	Electricidad Generación de renovable Recursos	Línea-por-línea	Enel Verde Power BALNEARIO	90.00%	90.00%
Pulida Energía (RF) Propietario Limitó	Houghton	Sudáfrica	10,000,000.00 ZAR	Generación de electricidad de Renovable Recursos	Línea-por-línea	Enel RSA de Poder verde (Pty) Ltd	52.70%	52.70%
Pyrites Hydro LLC (Nuevo	Nueva York York)	EE.UU.	- USD	Generación de electricidad de	Equidad	EGPNA REP Hydro Holding	100.00%	50.00%

				Recursos renovable s		Compañías LLC		
Quatiara Energia SA	Río de Janeiro.	Brasil	16,566,510.61 BRL	Electricidad Generación	Línea-por-línea	Enel Verde Power Brasil Participações Ltda	100.00%	100.00%
Rattlesnake Riachuelo Proyecto de viento LLC	Lincoln (Nebraska)	EE.UU.	- USD	Electricidad Generación de renovable Recursos	Línea-por-línea	Enel Kansas LLC	100.00%	100.00%
Reaktortest Sro	Trnava	Eslovaquia	66,389.00 EUR	Búsqueda y desarrollo	Equidad	Slovenské elektrárne CUANDO	49.00%	16.17%
Rojo Centroamericana de Telecomunicaciones SA	Panamá	Panamá	2,700,000.00 USD	Telecomunicaciones	-	EnSpA	11.11%	11.11%
Viento de Suciedad roja que Aguanta Delaware Compañías yo LLC		EE.UU.	- USD	Energía renovable	Línea-por-línea	Enel Verde Inc. de América del Norte del Power	100.00%	100.00%

Holding de Viento de Suciedad rojo Compañías LLC	Delaware	EE.UU.	- USD	Energía renovable	Línea-por-línea	Enel Kansas LLC	100.00%	100.00%
Proyecto de Viento de Suciedad rojo LLC	Delaware	EE.UU.	- USD	Energía renovable	Línea-por-línea	Holding de Viento de Suciedad rojo Compañías yo LLC Holding de Viento de Suciedad rojo Compañías LLC	30.00% 70.00%	100.00%
Reftinskaya GRES Limitó Responsabilidad Compañía	Asbest	Rusia	10,000.00 FROTA	-	Línea-por-línea	Enel Rusia PJSC	100.00%	56.43%
Renovables de Guatemala SA	Guatemala	Guatemala	1,924,465,600.00 GTQ	Generación de electricidad de Renovable Recursos	Línea-por-línea	Enel Poder verde Guatemala SA EnSpA de Poder verde	0.01% 99.99%	100.00%
Riverview Elepé	Alberta (Canadá)	Canadá	- CAD	Energía renovable	Línea-por-línea	Enel Alberta Inc. de viento Enel Canadá de Poder verde Inc.	99.00% 1.00%	100.00%
Riachuelo de rock Hydro LLC	Delaware	EE.UU.	- USD	Generación de electricidad de Renovable Recursos	Línea-por-línea	Enel Norte de Poder verde Inc. de América	100.00%	100.00%
Viento de Riachuelo del rock Aguantando compañías yo LLC	Delaware	EE.UU.	- USD	Energía renovable	Línea-por-línea	Enel Verde Power Norte Inc. de América	100.00%	100.00%
Viento de Riachuelo del rock Aguantando compañías LLC	EE.UU.	EE.UU.	- USD	Electricidad Generación de Recursos renovable s	Línea-por-línea	EGPNA Preferido Aguantando compañías II LLC	100.00%	100.00%
Viento de Riachuelo del rock Proyecto LLC	Clayton	EE.UU.	- USD	Aguantando compañía	Línea-por-línea	Riachuelo de rock El viento que Aguanta compañías yo LLC Riachuelo de rock El viento que Aguanta compañías LLC	30.00% 70.00%	100.00%
Pedregoso Caney Holding Compañías LLC	Ciudad de Oklahoma (Oklahoma)	EE.UU.	- USD	Energía renovable	Equidad	Enel Kansas LLC	100.00%	20.00%
Pedregoso Caney Viento LLC	Nueva York (Nueva York)	EE.UU.	- USD	Generación de electricidad de Renovable Recursos	Equidad	Enel Kansas LLC	100.00%	20.00%
Pedregoso Ridge Viento Proyecto LLC	Ciudad de Oklahoma (Oklahoma)	EE.UU.	- USD	Electricidad Generación de Recursos renovable s	Equidad	Pedregoso Caney Viento LLC	100.00%	20.00%
RusEnergoSbyt LLC	Moscú	Rusia	2,760,000.00 FROTA	La electricidad que comercia	Equidad	Enel Inversión Aguantando compañía BV	49.50%	49.50%

RusEnergoSbyt Siberia LLC	Krasnoyarskiy Kray	Rusia	4,600,000.00	FROTA	Ventas de electricidad	Equidad	RusEnergoSbyt LLC	50.00%	24.75%
RusEnergoSbyt Yaroslavl	Yaroslavl	Rusia	100,000.00	FROTA	Ventas de electricidad	Equidad	RusEnergoSbyt LLC	50.00%	24.75%
Ruthton Ridge LLC	Minnesota	EE.UU.	-	USD	Electricidad Generación de renovable Recursos	Línea-por-línea	Chi Minnesota Viento LLC	51.00%	51.00%
Sacme SA	Buenos Aires	Argentina	12,000.00	ARS	Control de sistema de electricidad	Equidad	Empresa Distribuidora Sur SA - Edesur	50.00%	18.68%
Caídas de salmón Hydro LLC	Delaware	EE.UU.	-	USD	Generación de electricidad de Renovable Recursos	Aguantado para venta	Enel Norte de Poder verde Inc. de América	100.00%	100.00%

Salto de San Rafael SL	Sevilla	España	461,410.00 EUR	Plantas hidroeléctricas	Equidad	Enel Poder verde España SL	50.00%	35.05%
San Juan Mesa Viento Proyecto II LLC	Wilmington (Delaware)	EE.UU.	- USD	Electricidad Generación de Recursos renovables	Línea-por-línea	Padoma Viento Power LLC	100.00%	100.00%
Sanatorio- Preventorium Energetik LLC	Nevinnomyssk	Rusia	10,571,300.00 FROTA	Servicios de energía	Línea-por-línea	Enel Rusia PJSC OGK-5 Finanza LLC	99.99% 0.01%	56.43%
Santo Rostro Cogeneración SA	Sevilla	España	207,000.00 EUR	Cogeneración de electricidad y calor	-	Enel Poder verde España SL	45.00%	31.55%
Se Hazelton Un.LLC	Los Ángeles (California)	EE.UU.	- USD	Electricidad Generación de renovable Recursos	Equidad	EGPNA REP Hydro Compañías de holding LLC	100.00%	50.00%
Se Predaj Sro	Bratislava	Eslovaquia	4,505,000.00 EUR	Suministro de electricidad	Equidad	Slovenské elektrárne CUANDO	100.00%	33.00%
SE Služby inžinierskych stavieb s.r.o.	Kalná nad Hronom	Eslovaquia	200,000.00 EUR	Servicios	Equidad	Slovenské elektrárne CUANDO	100.00%	33.00%
Seguidores Solares Planta 2 Sl	Murcia	España	3,010.00 EUR	Electricidad Generación de Recursos renovables	Línea-por-línea	Enel Verde Power España SL	100.00%	70.10%
Servicio de Operación y Mantenimiento para Energías Renovables S de RL de Cv	Ciudad de México	México	3,000.00 MXN	Electricidad Generación de renovable Recursos	Línea-por-línea	Enel Verde Power Guatemala SA Energia Nueva Energia Limpia México S de RL de Cv	0.01% 9 9.99%	100.00%
Servizio Elettrico Nazionale BALNEARIO	Roma	Italia	10,000,000.00 EUR	Ventas de electricidad	Línea-por-línea	EnSpA	100.00%	100.00%
Almacenamiento de Energía del escudo Proyecto LLC	Delaware	EE.UU.	- USD	Electricidad Generación de Recursos renovables	Línea-por-línea	EGP Energía Holding de almacenamiento Compañías LLC	100.00%	100.00%
Sierra EnergyStorage LLC	Camden (Delaware)	EE.UU.	- USD	Electricidad Generación de renovable Recursos	Línea-por-línea	EGP Energía El almacenamiento que Aguanta compañías LLC	51.00%	51.00%
SIET - Società Informazioni Esperienze Termoidrauliche BALNEARIO	Piacenza	Italia	697,820.00 EUR	Análisis, diseño y búsqueda en térmicos Tecnología	Equidad	Enel Innovación Hubs Srl	41.55%	41.55%
Sistema Eléctrico de Conexión Montes Orientales SL	Granada	España	44,900.00 EUR	Generación de electricidad	Equidad	Enel Poder verde España SL	16.70%	11.71%
Sistema Eléctrico de Conexión Valcaire SL	Madrid	España	175,200.00 EUR	Electricidad Generación	Equidad	Enel Verde Power España SL	28.13%	19.72%
Sistemas Energeticos	La Coruña	España	2,007,750.00 EUR	Electricidad	Línea-por-línea	Enel Verde	96.00%	67.30%

Mañón Ortigueira SA				Generación de renovable Recursos		Power España SL		
Slate Riachuelo Hydro Asocia elepé	Los Ángeles (California)	EE.UU.	- USD	Generación de electricidad de Renovable Recursos	Equidad	Slate Riachuelo Hydro Compañía LLC	95.00%	47.50%
Slate Riachuelo Hydro Compañía LLC	Wilmington (Delaware)	EE.UU.	- USD	Electricidad Generación de Recursos renovable s	Equidad	EGPNA REP Hydro Holding Compañías LLC	100.00%	50.00%
Holding de Poder del eslovaco Compañía BV	Amsterdam	Netherlands	25,010,000.00 EUR	Aguantando compañía	Equidad	Enel Produzione BALNEARIO	50.00%	50.00%

Slovenské elektrárne CUANDO	Bratislava	Eslovaquia	1,269,295,724.66 EUR	Generación de electricidad	-	Compañía de Holding de Poder de eslovaco BV	66.00%	33.00%
Slovenské elektrárne Česká republika s. r. o.	Praha	Checo República	3,000.00 CZK	Suministro de electricidad	Equidad	Slovenské elektrárne CUANDO	100.00%	33.00%
Listo P@per BALNEARIO	Potenza	Italia	2,184,000.00 EUR	Servicios	-	Servizio Elettrico Nazionale BALNEARIO	10.00%	10.00%
Smoky Holding de cerro Compañías II LLC	Wilmington (Delaware)	EE.UU.	- USD	Energía renovable	Línea-por-línea	Enel Kansas LLC	100.00%	100.00%
Smoky Granja de Viento de los cerros LLC	Topeka (Kansas)	EE.UU.	- USD	Generación de electricidad de Renovable Recursos	Línea-por-línea	Texkan Viento LLC	100.00%	100.00%
Smoky Viento de cerros Proyecto II LLC	Topeka (Kansas)	EE.UU.	- USD	Electricidad Generación de Recursos renovables	Línea-por-línea	Nevkan Renewables LLC	100.00%	100.00%
Snyder Granja de viento LLC	Dallas (Texas)	EE.UU.	- USD	Electricidad Generación de renovable Recursos	Línea-por-línea	Texkan Viento LLC	100.00%	100.00%
Socibe Energia SA	Río de Janeiro.	Brasil	19,969,032.25 BRL	Generación de electricidad y venta	Línea-por-línea	Enel Poder verde Brasil Participações Ltda	100.00%	100.00%
Sociedad Agrícola de Cameros Ltda	Santiago	Chile	5,738,046,495.00 CLP	Inversión financiera	Línea-por-línea	Enel Chile SA	57.50%	34.86%
Sociedad Eólica de Andalucía SA	Sevilla	España	4,507,590.78 EUR	Electricidad Generación	Línea-por-línea	Enel Verde Power España SL	64.74%	45.38%
Sociedad Eólica El Puntal SL	Sevilla	España	1,643,000.00 EUR	Electricidad Generación de renovable Recursos	Equidad	Enel Verde Power España SL	50.00%	35.05%
Sociedad Eólica Los Lances SA	Cadiz	España	2,404,048.42 EUR	Generación de electricidad de Renovable Recursos	Línea-por-línea	Enel Poder verde España SL	60.00%	42.06%
Sociedad Portuaria Central Cartagena SA	Bogotá DC	Colombia	5,800,000.00 COP	Construcción portuaria Y administración	Línea-por-línea	Emgesa SA ESP Inversora Codensa Sas	94.95% 4.90%	25.08%
Sol Real Istmo SA	Panamá	Panamá	10,000.00 USD	Electricidad Generación de Recursos renovables	Línea-por-línea	Enel Verde Power Panamá SA	100.00%	100.00%
Sol Real Uno SA	Panamá	Panamá	10,000.00 USD	Electricidad Generación de Recursos renovables	Línea-por-línea	Enel Verde Power Panamá SA	100.00%	100.00%
Soliloquoy Ridge LLC	Minnesota	EE.UU.	- USD	Electricidad Generación de renovable Recursos	Línea-por-línea	Chi Minnesota Viento LLC	51.00%	51.00%
Somersworth Hydro Inc. de compañía	Wilmington (Delaware)	EE.UU.	100.00 USD	Generación de electricidad de Renovable Recursos	Aguantado para venta	Enel Norte de Poder verde Inc. de América	100.00%	100.00%

Sona Energji Üretim Anonim Şirketi	Estambul	Turquía	50,000.00 PRUEBA	Electricidad Generación de Recursos renovables	Línea-por-línea	Enel Verde Power Turquía Enerji Yatirimlari Anonim Şirketi	100.00%	100.00%
Sotavento Galicia SA	Santiago de Compostela	España	601,000.00 EUR	Electricidad Generación de renovable Recursos	Equidad	Enel Verde Power España SL	36.00%	25.24%

Transmisión de suroeste LLC	Minnesota	EE.UU.	- USD	Generación de electricidad de recursos renovables	Línea-por-línea	Chi Viento de Minnesota LLC	51.00%	51.00%
Cerros espartanos LLC	Minnesota	EE.UU.	- USD	Electricidad Generación de renovable Recursos	Línea-por-línea	Chi Minnesota Viento LLC	51.00%	51.00%
Stillman El valle Solar LLC	Delaware	EE.UU.	- USD	Energía renovable	Línea-por-línea	Enel Kansas LLC	100.00%	100.00%
Stillwater Cerro de bosque Aguantando compañías LLC	Delaware	EE.UU.	- USD	Energía renovable	Línea-por-línea	Enel Kansas LLC	100.00%	100.00%
Stipa Nayaá SA de Cv	Ciudad de México	México	1,811,016,348.00 MXN	Generación de electricidad de Renovable Recursos	Línea-por-línea	Enel México de Poder verde S de RL de Cv Enel Poder verde Partecipazioni Speciali Srl	55.21% 40.16%	95.37%
Sublunary Comercio (RF) Propietario Limitó	Johannesburgo	Del sur África	10,000.00 ZAR	Electricidad Generación de Recursos renovables	Línea-por-línea	Enel Verde Power Solar Energía Srl	57.00%	57.00%
Suministradora Eléctrica de Cádiz SA	Cadiz	España	12,020,240.00 EUR	Electricidad Distribución y venta	Equidad	Endesa Rojo SA	33.50%	23.48%
Suministro de Luz Y Fuerza SL	Torroella de Montgri (Girona)	España	2,800,000.00 EUR	Electricidad Distribución	Línea-por-línea	Hidroeléctrica de Catalunya SL	60.00%	42.06%
Inc. de Almacenamiento de Energía de cumbre	Wilmington (Delaware)	EE.UU.	2,050,000.00 USD	Generación de electricidad de Renovable Recursos	Línea-por-línea	Enel Norte de Poder verde Inc. de América	75.00%	75.00%
Río de sol LLC	Minnesota	EE.UU.	- USD	Generación de electricidad de Renovable Recursos	Línea-por-línea	Chi Viento de Minnesota LLC	51.00%	51.00%
Sundance Viento del este Proyecto LLC	Wilmington (Delaware)	EE.UU.	- USD	Energía renovable	Línea-por-línea	Sundance Viento Proyecto LLC	100.00%	100.00%
Sundance Interconecta LLC	Wilmington (Delaware)	EE.UU.	- USD	Energía renovable	Línea-por-línea	Tierra Proyecto de Viento Corrido LLC Sundance Este Proyecto de viento LLC	50.00% 50.00%	100.00%
Sundance Proyecto de viento LLC	Wilmington (Delaware)	EE.UU.	- USD	Energía renovable	Línea-por-línea	Enel Kansas LLC	100.00%	100.00%
Sweetwater Hidroeléctrico LLC	Concordia (Nuevo Hampshire)	EE.UU.	- USD	Electricidad Generación de Recursos renovables	Aguantado para venta	Enel Verde Power Norte Inc. de América	100.00%	100.00%
Taranto Solar Srl	Roma	Italia	100,000.00 EUR	Electricidad Generación de Recursos renovables	-	Enel F2i Solare Italia BALNEARIO	100.00%	50.00%
Tecnatom SA	Madrid	España	4,025,700.00 EUR	Electricidad Generación y servicios	Equidad	Endesa Generación SA	45.00%	31.55%
Tecnoguat SA	Guatemala	Guatemala	30,948,000.00 GTQ	Electricidad Generación de renovable	Línea-por-línea	Enel Verde Power BALNEARIO	75.00%	75.00%

				Recursos				
Tejo Energía Produçao E Distribuçao de Energia Electrica SA	Paço de Arcos (Oeiras)	Portugal	5,025,000.00 EUR	Generación de electricidad, Transmisión y Distribución Recursos	Equidad	Endesa Generación SA	43.75%	30.67%

Tenedora de Energia Renovable Sol Y Viento Sapi de Cv	Ciudad de México	México	1,359,424,561.00 MXN	Energía renovable	Línea-por-línea	Enel Verde Power BALNEARIO Energia y Servicios Sur BALNEARIO de América	99.00% 1.00%	100.00%
Teploprogress OJSC	Sredneuralsk	Rusia	128,000,000.00 FROTA	Ventas de electricidad	Línea-por-línea	Enel Rusia PJSC	60.00%	33.86%
Termoeléctrica José de San Martín SA	Buenos Aires	Argentina	500,000.00 ARS	Construcción de planta Y operación	Equidad	Central Costanera SA Muelle central Sud SA Enel Generación El Chocón SA	5.33% 1.42% 18.85%	8.80%
Termoeléctrica Manuel Belgrano SA	Buenos Aires	Argentina	500,000.00 ARS	Construcción de planta Y operación	Equidad	Central Costanera SA Muelle central Sud SA Enel Generación El Chocón SA	5.33% 1.42% 18.85%	8.80%
Termotec Energía AIE En liquidazione	Valencia	España	481,000.00 EUR	Cogeneración de Electricidad y calor	-	Enel Verde Power España SL	45.00%	31.55%
Texkan Viento LLC	Wilmington (Delaware)	EE.UU.	- USD	Electricidad Generación de Recursos renovable s	Línea-por-línea	Enel Texkan Inc.	100.00%	100.00%
Viento de Rancho del trueno Aguantando compañías yo LLC	Delaware	EE.UU.	- USD	Energía renovable	Línea-por-línea	Enel Verde Inc. de América del Norte del Power	100.00%	100.00%
Viento de Rancho del trueno Aguantando compañías LLC	Delaware	EE.UU.	- USD	Energía renovable	Línea-por-línea	Enel Kansas LLC	100.00%	100.00%
Viento de Rancho del trueno Proyecto LLC	Delaware	EE.UU.	- USD	Electricidad Generación de Recursos renovable s	Línea-por-línea	Rancho de trueno Holding de viento Compañías yo LLC Rancho de Trueno Holding de viento Compañías LLC	30.00% 70.00%	100.00%
Tko Power LLC	Los Ángeles (California)	EE.UU.	- USD	Generación de electricidad de Recursos renovable s	Equidad	EGPNA REP Hydro Holding Compañías LLC	100.00%	50.00%
Tobivox (RF) Pty Ltd	Houghton	Del sur África	10,000,000.00 ZAR	Electricidad Generación de Recursos renovable s	Línea-por-línea	Enel Verde Power RSA (Pty) Ltd	60.00%	60.00%
Toledo Pv AEIE	Madrid	España	26,887.96 EUR	Plantas fotovoltaicas	Equidad	Enel Verde Power España SL	33.33%	23.36%
Tradewind Inc. de energía	Wilmington (Delaware)	EE.UU.	200,000.00 USD	Electricidad Generación de renovable Recursos	Equidad	Enel Kansas LLC	19.90%	19.90%
Transmisora de Energia Renovable SA	Guatemala	Guatemala	233,561,800.00 GTQ	Generación de electricidad de Renovable	Línea-por-línea	Enel Poder verde Guatemala SA	0.00%	100.00%

				Recursos		EnSpA de Poder verde	100.00%	
Transmisora Eléctrica de Quillota Ltda	Santiago	Chile	440,644,600.00 CLP	Electricidad Transmisión y distribución	Equidad	Gasista Atacama Chile SA	50.00%	18.50%
Transportadora de Energía SA- TESA	Buenos Aires	Argentina	100,000.00 ARS	Electricidad Generación, Transmisión y distribución	Línea-por-línea	Enel Argentina SA Enel CIEN SA	0.00% 100.00%	51.61%
Transportes Y Distribuciónes Eléctricas SA	Olot (Girona)	España	72,120.00 EUR	Electricidad Transmisión	Línea-por-línea	Endesa Distribución Eléctrica SL	73.33%	51.41%
Inc. de Energía del tritón	Delaware	EE.UU.	5,000.00 USD	Energía renovable	Línea-por-línea	EnerNOC Inc.	100.00%	100.00%

Compañía de Poder del tritón	Nueva York (Nuevo York)	EE.UU.	- USD	Electricidad Generación de Recursos renovables	Línea-por-línea	Enel Verde Power Norte Inc. de América Highfalls Hydro Inc. de compañía	2.00% 98.00%	100.00%
Tsar Nicholas LLC	Minnesota	EE.UU.	- USD	Generación de electricidad de Renovable Recursos	Línea-por-línea	Chi Viento de Minnesota LLC	51.00%	51.00%
Caídas de gemelo Hydro Asocia	Seattle (Washington)	EE.UU.	- USD	Electricidad Generación de Recursos renovables	Equidad	Caídas de gemelo Hydro Compañía LLC	99.51%	49.76%
Caídas de gemelo Hydro Compañía LLC	Wilmington (Delaware)	EE.UU.	- USD	Electricidad Generación de renovable Recursos	Equidad	EGPNA REP Hydro Compañías de holding LLC	100.00%	50.00%
Cerros de Lago del gemelo LLC	Minnesota	EE.UU.	- USD	Electricidad Generación de renovable Recursos	Línea-por-línea	Chi Minnesota Viento LLC	51.00%	51.00%
Gemelo Saranac Aguantando compañías LLC	Wilmington (Delaware)	EE.UU.	- USD	Generación de electricidad de Renovable Recursos	Línea-por-línea	Enel Norte de Poder verde Inc. de América	100.00%	100.00%
Tynemouth Energía El almacenamiento Limitó	Londres	Unido Reino	2.00 GBP	Servicios	Línea-por-línea	EnSpA	100.00%	100.00%
Ufefys SLin liquidazione	Aranjuez	España	304,150.00 EUR	Generación de electricidad de Renovable Recursos	-	Enel Poder verde España SL	40.00%	28.04%
Ukuqala Solar Propietario Limitó	Johannesburgo	Del sur África	1,000.00 ZAR	Electricidad Generación de Recursos renovables	Línea-por-línea	Enel Verde Power RSA (Pty) Ltd	100.00%	100.00%
Unión Eléctrica de Canarias Generación SAU	Las Palmas de Gran Canaria	España	190,171,520.00 EUR	Electricidad Generación	Línea-por-línea	Endesa Generación SA	100.00%	70.10%
Upington Solar (Pty) Ltd	Johannesburgo	Del sur África	1,000.00 ZAR	Electricidad Generación de Recursos renovables	Línea-por-línea	Enel Verde Power RSA (Pty) Ltd	100.00%	100.00%
Ustav Jaderného Výzkumu Rez CUANDO	Rez	Checo República	524,139,000.00 CZK	Búsqueda y Desarrollo	Equidad	Slovenské elektrárne CUANDO	27.77%	9.17%
Vektör Enerji Üretim Anonim Şirketi	Estambul	Turquía	3,500,000.00 PRUEBA	Construcción de planta y Generación de electricidad De recursos renovables	Línea-por-línea	Enel Verde Power BALNEARIO	100.00%	100.00%
Vientos del Altiplano S. de R.L. de Cv	Ciudad de México	México	751,623,040.00 MXN	Electricidad Generación de renovable Recursos	Aguantado para venta	Enel Verde Power México S de RL de Cv Hidroelectricidad Del Pacifico S de RL de Cv	99.99% 0.01%	100.00%

Villanueva Solar SA de Cv	Ciudad de México	México	100.00 MXN	Electricidad Generación de renovable Recursos	Aguantado para venta	Enel Verde Power Guatemala SA Enel Verde Power México S de RL de Cv	1.00% 99.00%	100.00%
Viruleiros SL	Santiago de Compostela	España	160,000.00 EUR	Electricidad Generación de Recursos renovable s	Equidad	Enel Verde Power España SL	67.00%	46.97%
Walden Hydro LLC	Delaware	EE.UU.	- USD	Electricidad Generación de renovable Recursos	Línea-por-línea	Enel Verde Inc. de América del Norte del Power	100.00%	100.00%

Waseca Solar LLC	Delaware	EE.UU.	- USD	Generación de electricidad de recursos renovables	Línea-por-línea	Aurora Distribuyó Solar LLC	100.00%	51.00%
Weber Almacenamiento de energía Proyecto LLC	Delaware	EE.UU.	- USD	Electricidad Generación de renovable Recursos	Línea-por-línea	EGP Energía El almacenamiento que Aguanta compañías LLC	100.00%	100.00%
Del oeste Faribault Solar LLC	Delaware	EE.UU.	- USD	Generación de electricidad de Renovable Recursos	Línea-por-línea	Aurora Distribuyó Solar LLC	100.00%	51.00%
Del oeste Hopkinton Hydro LLC	Delaware	EE.UU.	- USD	Electricidad Generación de Recursos renovables	Aguantado para venta	Enel Verde Power Norte Inc. de América	100.00%	100.00%
Del oeste Waconia Solar LLC	Delaware	EE.UU.	- USD	Electricidad Generación de Recursos renovables	Línea-por-línea	Aurora Distribuido Solar LLC	100.00%	51.00%
Nueva York occidental Empresa de viento	Albany (Nuevo York)	EE.UU.	300.00 USD	Electricidad Generación de renovable Recursos	Línea-por-línea	Enel Verde Inc. de América del Norte del Power	100.00%	100.00%
Empresa Actual blanca	Vermont	EE.UU.	- USD	Generación de electricidad de Renovable Recursos	Línea-por-línea	Enel Norte de Poder verde Inc. de América	100.00%	100.00%
Willimantic Power Empresa	Hartford (Connecticut)	EE.UU.	1,000.00 USD	Electricidad Generación de Recursos renovables	Línea-por-línea	Enel Verde Power Norte Inc. de América	100.00%	100.00%
Parques de viento Anatolis - Prinias SA	Maroussi	Grecia	1,168,188.00 EUR	Electricidad Generación de renovable Recursos	Aguantado para venta	Enel Verde Power Hellas Parques de Viento De Del sur Evia Sa	100.00%	100.00%
Parques de viento De Bolibas. SA	Maroussi	Grecia	551,500.00 EUR	Electricidad Generación de renovable Recursos	Equidad	Enel Verde Power Hellas SA	30.00%	30.00%
Parques de viento De Distomos SA	Maroussi	Grecia	556,500.00 EUR	Generación de electricidad de Renovable Recursos	Equidad	Enel Poder verde Hellas SA	30.00%	30.00%
Parques de viento De Folia SA	Maroussi	Grecia	424,000.00 EUR	Electricidad Generación de Recursos renovables	Equidad	Enel Verde Power Hellas SA	30.00%	30.00%
Parques de viento De Gagari. SA	Maroussi	Grecia	389,000.00 EUR	Electricidad Generación de renovable Recursos	Equidad	Enel Verde Power Hellas SA	30.00%	30.00%
Parques de viento De Goraki SA	Maroussi	Grecia	551,500.00 EUR	Generación de electricidad de	Equidad	Enel Poder verde Hellas SA	30.00%	30.00%

				Renovable Recursos				
Parques de viento De Gourles. SA	Maroussi	Grecia	555,000.00 EUR	Electricidad Generación de Recursos renovables	Equidad	Enel Verde Power Hellas SA	30.00%	30.00%
Parques de viento De Kafoutsi. SA	Maroussi	Grecia	551,500.00 EUR	Electricidad Generación de Recursos renovables	Equidad	Enel Verde Power Hellas SA	30.00%	30.00%
Parques de viento de Katharas. SA	Maroussi	Grecia	728,648.00 EUR	Electricidad Generación de renovable Recursos	Aguantado para venta	Enel Verde Power Hellas Parques de Viento De Del sur Evia Sa	100.00%	100.00%

Parques de viento de Kerasias SA	Maroussi	Grecia	895,990.00 EUR	Generación de electricidad de recursos renovables	Aguantado para venta	Enel Poder verde Hellas Parques de Viento De Del sur Evia Sa	100.00%	100.00%
Parques de viento de Milias SA	Maroussi	Grecia	994,774.00 EUR	Electricidad Generación de renovable Recursos	Aguantado para venta	Enel Verde Power Hellas Parques de Viento De Del sur Evia Sa	100.00%	100.00%
Parques de viento de Mitikas SA	Maroussi	Grecia	732,639.00 EUR	Generación de electricidad de Renovable Recursos	Aguantado para venta	Enel Poder verde Hellas Parques de viento De Del sur Evia Sa	100.00%	100.00%
Parques de viento de Paliopirgos SA	Maroussi	Grecia	200,000.00 EUR	Electricidad Generación de Recursos renovable s	Línea-por-línea	Enel Verde Power Hellas SA	80.00%	80.00%
Parques de viento De Petalo SA	Maroussi	Grecia	575,000.00 EUR	Electricidad Generación de Recursos renovable s	Equidad	Enel Verde Power Hellas SA	30.00%	30.00%
Parques de viento de Platanos. SA	Maroussi	Grecia	585,467.00 EUR	Electricidad Generación de renovable Recursos	Aguantado para venta	Enel Verde Power Hellas Parques de Viento De Del sur Evia Sa	100.00%	100.00%
Parques de viento De Skoubi SA	Maroussi	Grecia	472,000.00 EUR	Generación de electricidad de Renovable Recursos	Equidad	Enel Poder verde Hellas SA	30.00%	30.00%
Parques de viento de Spilias SA	Maroussi	Grecia	807,490.00 EUR	Electricidad Generación de Recursos renovable s	Aguantado para venta	Enel Verde Power Hellas Parques de viento De Del sur Evia Sa	100.00%	100.00%
Parques de viento De Strouboulas SA	Maroussi	Grecia	576,500.00 EUR	Electricidad Generación de renovable Recursos	Equidad	Enel Verde Power Hellas SA	30.00%	30.00%
Parques de viento De Vitalio SA	Maroussi	Grecia	361,000.00 EUR	Electricidad Generación de renovable Recursos	Equidad	Enel Verde Power Hellas SA	30.00%	30.00%
Parques de viento De Vourlas SA	Maroussi	Grecia	554,000.00 EUR	Generación de electricidad de Renovable Recursos	Equidad	Enel Poder verde Hellas SA	30.00%	30.00%
Windlife Kola Vetro LL1 Responsabilidad limitada Compañía	Murmansk	Rusia	10,000.00 FROTA	-	Línea-por-línea	Enel Rus Viento Generación LLC	100.00%	56.43%
La hueva del invierno LLC	Minnesota	EE.UU.	- USD	Electricidad Generación de Recursos renovable s	Línea-por-línea	Chi Minnesota Viento LLC	51.00%	51.00%
Cerro de bosque Solar Llc	Wilmington (Delaware)	EE.UU.	- USD	Energía renovable	Línea-por-línea	Stillwater Bosque El cerro que Aguanta compañías LLC	100.00%	100.00%
WP Bulgaria 1 EOOD	Sofía	Bulgaria	5,000.00 BGN	Construcción de planta,	Línea-por-línea	Enel Verde	100.00%	100.00%

				Operación y mantenimiento		Power Bulgaria EAD		
WP Bulgaria 10 EOOD	Sofía	Bulgaria	5,000.00 BGN	Construcción de planta, Operación y Mantenimiento	Línea-por-línea	Enel Verde Power Bulgaria EAD	100.00%	100.00%
WP Bulgaria 11 EOOD	Sofía	Bulgaria	5,000.00 BGN	Construcción de planta, Operación y Mantenimiento	Línea-por-línea	Enel Verde Power Bulgaria EAD	100.00%	100.00%
WP Bulgaria 12 EOOD	Sofía	Bulgaria	5,000.00 BGN	Construcción de planta, Operación y Mantenimiento	Línea-por-línea	Enel Verde Power Bulgaria EAD	100.00%	100.00%

WP Bulgaria 13 EOOD	Sofía	Bulgaria	5,000.00 BGN	Construcción de planta, operación y mantenimiento	Línea-por-línea	Enel Bulgaria de Poder verde EAD	100.00%	100.00%
WP Bulgaria 14 EOOD	Sofía	Bulgaria	5,000.00 BGN	Construcción de planta, Operación y Mantenimiento	Línea-por-línea	Enel Verde Power Bulgaria EAD	100.00%	100.00%
WP Bulgaria 15 EOOD	Sofía	Bulgaria	5,000.00 BGN	Construcción de planta, Operación y Mantenimiento	Línea-por-línea	Enel Verde Power Bulgaria EAD	100.00%	100.00%
WP Bulgaria 19 EOOD	Sofía	Bulgaria	5,000.00 BGN	Construcción de planta, operación y Mantenimiento	Línea-por-línea	Enel Bulgaria de Poder verde EAD	100.00%	100.00%
WP Bulgaria 21 EOOD	Sofía	Bulgaria	5,000.00 BGN	Construcción de planta, operación y Mantenimiento	Línea-por-línea	Enel Bulgaria de Poder verde EAD	100.00%	100.00%
WP Bulgaria 26 EOOD	Sofía	Bulgaria	5,000.00 BGN	Construcción de planta, operación y Mantenimiento	Línea-por-línea	Enel Bulgaria de Poder verde EAD	100.00%	100.00%
WP Bulgaria 3 EOOD	Sofía	Bulgaria	5,000.00 BGN	Construcción de planta, operación y Mantenimiento	Línea-por-línea	Enel Bulgaria de Poder verde EAD	100.00%	100.00%
WP Bulgaria 6 EOOD	Sofía	Bulgaria	5,000.00 BGN	Construcción de planta, operación y Mantenimiento	Línea-por-línea	Enel Bulgaria de Poder verde EAD	100.00%	100.00%
WP Bulgaria 8 EOOD	Sofía	Bulgaria	5,000.00 BGN	Construcción de planta, operación y Mantenimiento	Línea-por-línea	Enel Bulgaria de Poder verde EAD	100.00%	100.00%
WP Bulgaria 9 EOOD	Sofía	Bulgaria	5,000.00 BGN	Construcción de planta, Operación y mantenimiento	Línea-por-línea	Enel Verde Power Bulgaria EAD	100.00%	100.00%
Yacylec SA	Buenos Aires	Argentina	20,000,000.00 ARS	Electricidad Transmisión	Equidad	Enel Américas SA	22.22%	11.51%
Yedesa-Cogeneración SA	Almería	España	234,394.72 EUR	Cogeneración de Electricidad y calor	-	Enel Verde Power España SL	40.00%	28.04%
LLC Azovskaya VES	Moscú	Rusia	10,000.00 RUR	Electricidad Generación de Recursos renovables	Línea-por-línea	Enel Rusia PJSC	100.00%	56.43%
Retfinskaya GRES	Reftinskiy	Rusia	10,000.00 RUR	Electricidad Generación y venta	Línea-por-línea	Enel Rusia PJSC	100.00%	56.43%
EGP Diamond Vista Proyecto de Viento LLC	Wilmington (Delaware)	EE.UU.	1.00 USD	Generación de electricidad de Renovable Recursos	Línea-por-línea	Enel Kansas LLC	100.00%	100.00%
Alba Energia Ltda	Río de Janeiro	Brasil	15,061,880.00 BRL	Desarrollo de planta, Diseño, construcción Y operación	Línea-por-línea	Enel Verde Power Brasil Participações Ltda	100.00%	100.00%
Bondia Energia LTDA	Río de Janeiro	Brasil	2,000,000.00 BRL	Desarrollo de planta, Diseño, construcción y operación	Línea-por-línea	Enel Verde Power Brasil Participações Ltda	100.00%	100.00%
Castiblanco Solar SL	Valencia	España	3,000.00 EUR	Sistemas fotovoltaicos	Línea-por-línea	Enel Poder verde España	100.00%	70.10%

						SL		
Navalvillar Solar SL	Valencia	España	3,000.00 EUR	Sistemas fotovoltaicos	Línea-por-línea	Enel Poder verde España SL	100.00%	70.10%
Parque Eolico Farlan SL	Madrid	España	3,006.00 EUR	Plantas de viento	Línea-por-línea	Enel Verde Power España SL	100.00%	70.10%
Parque Eolico Muniesa SL	Madrid	España	3,006.00 EUR	Plantas de viento	Línea-por-línea	Enel Verde Power España SL	100.00%	70.10%

Redes de Washington de demanda Inc.	de Energía	EE.UU.	171,689.00 USD	Servicios	Línea-por-línea	Enernoc Inc.	100.00%	100.00%
Enernoc Holding de Irlanda - la compañía Limitó		Irlanda	100,000.00 EUR	Energía renovable	Línea-por-línea	Enel X Internaciona l S.R.L.	100.00%	100.00%
JuiceNet Ltd	Londres	Reino Unido	1.00 GBP	-	Línea-por-línea	Motor eléctrico Werks Inc.	100.00%	100.00%
NYC Almacenamiento (353 Chester) SPE LLC	Wilmington (Delaware)	EE.UU.	1.00 USD	-	Línea-por-línea	Energía de demanda Inc. de redes	100.00%	100.00%

Gobierno Corporativo

Informe sobre gobierno corporativo y estructura de propiedad

La estructura de gobierno corporativo de Enel SpA cumple con los principios establecidos en la edición del Código de Gobierno Corporativo para las compañías cotizadas recientemente enmendada en julio de 2015.2 que ha sido adoptada por la Compañía. Además, la estructura de gobierno corporativo antes mencionada está inspirada en las recomendaciones de la CONSOB en este asunto y, de manera más general, en las mejores prácticas internacionales.
El sistema de gobierno corporativo adoptado por Enel y el Grupo está esencialmente orientado a crear valor para los accionistas a mediano y largo plazo, teniendo en cuenta la importancia social de las operaciones comerciales del Grupo y la consiguiente necesidad, al realizar tales operaciones, de considerar adecuadamente todos los intereses involucrados.
En cumplimiento de las disposiciones de la ley italiana que rigen a las empresas con acciones cotizadas, la organización de la Compañía se caracteriza por:
> un Consejo de Administración encargado de administrar la Compañía;
> una Junta de Auditores encargada de supervisar: (i) el cumplimiento de la ley y los estatutos, y con los principios de buena administración en el desempeño del negocio de la compañía; (ii) el proceso de información financiera, así como la adecuación de la estructura organizacional, el sistema de control interno y el sistema administrativo-contable de la Compañía; (iii) la auditoría legal de las cuentas anuales y las cuentas consolidadas, así como la independencia de la empresa de auditoría legal; y (iv) la forma en que se implementan las reglas de gobierno corporativo establecidas en el Código de Gobierno Corporativo;
> una Asamblea de Accionistas, que es competente para tomar decisiones relativas, entre otras cuestiones, en sesión ordinaria o extraordinaria: (i) el nombramiento y cese de los miembros del Consejo de Administración y de la Junta de Auditores y sus compensaciones y responsabilidades; (ii) la aprobación de los estados financieros y la asignación del ingreso neto; (iii) la compra y venta de acciones propias; (iv) planes de compensación basados en acciones; (v) modificaciones a los estatutos; y (vi) la emisión de bonos convertibles.
La auditoría legal de las cuentas es realizada por una firma especializada inscrita en el registro oficial correspondiente. Fue contratada por la Asamblea de Accionistas sobre la base de una propuesta razonada de la Junta de Auditores.

Para obtener información más detallada sobre el sistema de gobierno corporativo, consulte el Informe sobre el gobierno corporativo y la estructura de propiedad de Enel, que se publicó en el sitio web de la compañía (www.enel.com, en la sección "Gobierno").

([2])La edición actual del Código es disponible en el sitio web de Borsa Italiana

(http://www.borsaitaliana.it/borsaitaliana/regolamenti/corporategovernance/code2015.en.pdf).

Descargo de responsabilidad

Este Informe emitido en
italiano ha sido traducido a
Inglés sólo para la comodidad de
lectores internacionales

Enel
Società Por azioni
Oficina registrada en Roma,
Italia Viale Regina Margherita,
137