



COMUNICATO
STAMPA

Relazioni con i Media

T +39 06 8305 5699
ufficiostampa@enel.com

enel.com

Investor Relations

T +39 06 8305 7975
investor.relations@enel.com

enel.com

ENEL, RESILIENZA OPERATIVA E SOLIDITA' FINANZIARIA EVIDENZIATE DALL'UTILE NETTO ORDINARIO IN CRESCITA DEL 5,6% NEL PRIMO SEMESTRE 2020

- **Ricavi** a 33.375 milioni di euro (40.967 milioni di euro nel primo semestre 2019, -18,5%)
 - *la variazione è principalmente attribuibile ai Mercati Finali per effetto delle minori quantità di energia elettrica venduta in Italia e Spagna sostanzialmente a causa dell'impatto dell'epidemia da COVID-19, alle attività di Generazione Termoelettrica e Trading in Italia per le minori attività di trading e per gli effetti connessi all'applicazione delle interpretazioni dell'IFRIC¹, nonché all'effetto cambi negativo in America Latina*
- **EBITDA** a 8.645 milioni di euro (8.907 milioni di euro nel primo semestre 2019, -2,9%)
- **EBITDA ordinario** a 8.794 milioni di euro (8.763 milioni di euro nel primo semestre 2019, +0,4%)
 - *incremento guidato dai migliori risultati di Enel Green Power e della Generazione Termoelettrica e Trading, che hanno più che compensato la variazione negativa di Infrastrutture e Reti e dei Mercati Finali*
- **EBIT** a 4.543 milioni di euro (5.213 milioni di euro nel primo semestre 2019, -12,9%)
 - *la variazione negativa è dovuta principalmente all'adeguamento di valore dell'impianto di Bocamina II in Cile per effetto della sua dismissione anticipata nell'ambito del processo di decarbonizzazione avviato dal Gruppo, nonché alle maggiori svalutazioni su crediti commerciali, prevalentemente in Italia e Spagna*
- **Risultato netto del Gruppo** a 1.947 milioni di euro (2.215 milioni di euro nel primo semestre 2019, -12,1%)
- **Utile netto ordinario del Gruppo** a 2.405 milioni di euro (2.277 milioni di euro nel primo semestre 2019, +5,6%)
 - *incremento guidato dal miglior risultato della gestione operativa ordinaria, dal decremento degli oneri finanziari e dalle minori interessenze di terzi*
- **Indebitamento finanziario netto** a 50.411 milioni di euro (45.175 milioni di euro a fine 2019, +11,6%)
 - *in aumento per effetto degli investimenti del periodo e per l'acquisto di ulteriori interessenze nel capitale sociale di Enel Américas e Enel Chile*

¹ International Financial Reporting Interpretations Committee.



Roma, 29 luglio 2020 – Il Consiglio di Amministrazione di Enel S.p.A. (“Enel” o la “Società”), presieduto da Michele Crisostomo, ha esaminato ed approvato la relazione finanziaria semestrale al 30 giugno 2020.

Dati economico-finanziari consolidati del primo semestre 2020

RICAVI

Nella seguente tabella sono riportati i ricavi per **Linee di Business**:

Ricavi (milioni di euro)	1H 2020	1H 2019	Variazione
Generazione Termoelettrica e Trading	12.276	16.446	-25,4%
Enel Green Power	3.575	3.835	-6,8%
Infrastrutture e Reti	9.548	10.687	-10,7%
Mercati Finali	14.417	16.841	-14,4%
Enel X	463	492	-5,9%
Servizi	824	903	-8,7%
Altro, elisioni e rettifiche	(7.728)	(8.237)	6,2%
TOTALE	33.375	40.967²	-18,5%

Nella tabella seguente sono riportate le informazioni di dettaglio della **Generazione Termoelettrica e Trading** relative ai soli ricavi della generazione termoelettrica e nucleare:

Ricavi (milioni di euro)	1H 2020	1H 2019	Variazione
Ricavi da generazione termoelettrica	3.497	5.333	-34,4%
di cui da generazione a carbone	853	1.527	-44,1%

² I dati del primo semestre 2019 sono stati adeguati per tener conto delle interpretazioni dell'International Financial Reporting Interpretations Committee (IFRIC), contenute nell'“Agenda Decision” del 2019, che hanno comportato una diversa classificazione, senza alcun impatto sui margini rilevati, degli effetti relativi ai contratti di acquisto o vendita di *commodity* valutati al *fair value* a conto economico.



Ricavi da generazione nucleare	646	632	+2,2%
--------------------------------	-----	-----	-------

Percentuale dei ricavi da generazione termoelettrica sul totale ricavi	10,5%	13,0%
di cui dei ricavi da generazione a carbone sul totale ricavi	2,6%	3,7%
Percentuale dei ricavi da generazione nucleare sul totale ricavi	1,9%	1,5%

- I **ricavi del primo semestre del 2020** sono pari a 33.375 milioni di euro, con una riduzione di 7.592 milioni di euro (-18,5%) rispetto all'analogo periodo del 2019. La variazione è principalmente riconducibile (i) ai minori ricavi dai **Mercati Finali**, dovuti a minori vendite di energia elettrica in Spagna e Italia, sia nel mercato regolato che in quello libero, principalmente per gli effetti derivanti dall'epidemia da COVID-19 che ha comportato nel mercato libero una diminuzione dei volumi relativi ai clienti "*business to business*"; (ii) alla diminuzione dei ricavi da **Generazione Termoelettrica e Trading** in Italia per minori attività di *trading*, dovute alla riduzione dei volumi intermediati e dei prezzi applicati, e per gli effetti derivanti dall'applicazione dell'interpretazione dell'IFRIC "Agenda Decision" del 2019 sulle vendite di *commodities* energetiche con consegna fisica valutate al *fair value*² a conto economico; (iii) ai minori ricavi dalle **Infrastrutture e Reti**, principalmente in Argentina per la rilevazione nel primo semestre 2019 dell'accordo raggiunto da Edesur con il Governo argentino che ha sanato pendenze reciproche originate nel periodo dal 2006 al 2016; (iv) all'evoluzione negativa dei tassi di cambio per 857 milioni di euro, in particolare in Brasile, Argentina, Cile e Colombia.

Nell'ambito della **Generazione Termoelettrica e Trading**, i ricavi del primo semestre 2020 derivanti dalla sola generazione termoelettrica sono pari a 3.497 milioni di euro, con una riduzione di 1.836 milioni di euro (-34,4%) rispetto all'analogo periodo del 2019. La variazione è principalmente riconducibile al minore utilizzo degli impianti, dovuto alla già commentata riduzione della domanda di energia. Per effetto di quest'ultima anche i ricavi da generazione a carbone nel primo semestre 2020 scendono al 2,6% dei ricavi totali (3,7% nel primo semestre 2019).

- I ricavi del **primo semestre del 2020** non includono partite straordinarie. I ricavi del **primo semestre del 2019** includevano, come **partite straordinarie**, la plusvalenza pari a 108 milioni di euro relativa alla cessione della società Mercure S.r.l., società veicolo alla quale Enel Produzione aveva precedentemente conferito l'impianto a biomasse della Valle del Mercure in Italia, ed il corrispettivo, pari a 50 milioni di euro, previsto dall'accordo che e-distribuzione ha raggiunto con F2i e 2i Rete Gas per la liquidazione anticipata e forfettaria del secondo indennizzo connesso alla vendita nel 2009 della partecipazione detenuta dalla stessa e-distribuzione in Enel Rete Gas.

EBITDA e EBITDA ORDINARIO

Nella seguente tabella è esposto l'EBITDA per **Linee di Business**:

EBITDA (<i>milioni di euro</i>)	1H 2020	1H 2019	Variazione
Generazione Termoelettrica e Trading	1.001	905	10,6%



Enel Green Power	2.291	2.274	0,7%
Infrastrutture e Reti	3.816	3.971	-3,9%
Mercati finali	1.582	1.661	-4,8%
Enel X	23	72	-68,1%
Servizi	10	82	-87,8%
Altro, elisioni e rettifiche	(78)	(58)	-34,5%
TOTALE	8.645	8.907	-2,9%

Nella seguente tabella è esposto l'EBITDA ordinario per **Linee di Business**:

EBITDA ordinario (milioni di euro)	1H 2020	1H 2019	Variazione
Generazione Termoelettrica e Trading	1.073	811	32,3%
Enel Green Power	2.296	2.274	1,0%
Infrastrutture e Reti	3.849	3.921	-1,8%
Mercati finali	1.591	1.661	-4,2%
Enel X	25	72	-65,3%
Servizi	37	82	-54,9%
Altro, elisioni e rettifiche	(77)	(58)	-32,8%
TOTALE	8.794	8.763³	0,4%

Il **marginale operativo lordo ordinario (EBITDA ordinario) del primo semestre del 2020** ammonta a 8.794 milioni di euro, con un incremento di 31 milioni di euro rispetto all'analogo periodo del 2019 (+0,4%). Le partite straordinarie del primo semestre del 2020 che incidono sul margine operativo lordo sono rappresentate (i) dai costi sostenuti a seguito dell'epidemia da COVID-19 per sanificazioni di ambienti di lavoro, dispositivi di protezione individuale e donazioni per un importo complessivo di 82 milioni di euro; (ii) dall'adeguamento di valore dei magazzini di combustibili e parti di ricambio di alcuni impianti a carbone in Italia, Spagna e Cile per 67 milioni di euro.

Nel primo semestre 2019 si includevano le seguenti partite straordinarie citate anche nel paragrafo dedicato ai ricavi: (i) la plusvalenza derivante dalla cessione della società Mercure S.r.l. al netto degli oneri per la bonifica del sito industriale per 14 milioni di euro; (ii) il corrispettivo previsto dall'accordo che e-distribuzione ha raggiunto con F2i e 2i Rete Gas.

L'incremento dell'EBITDA ordinario è attribuibile principalmente:

³ I dati del primo semestre 2019 di Infrastrutture e Reti e Mercati finali presentano una più puntuale attribuzione tra le due *business line*.

- alla crescita, pari a 262 milioni di euro, di **Generazione Termoelettrica e Trading** (i) principalmente in Spagna per 165 milioni di euro per l'effetto derivante dalla modifica del beneficio dello sconto energia, a seguito del "V Accordo Quadro sul Lavoro in Endesa", al netto dell'accantonamento per le indennità riferite alla chiusura anticipata, su base volontaria, del rapporto di lavoro; (ii) per il miglioramento del margine di generazione termoelettrica connesso alla diminuzione dei costi di approvvigionamento, in particolare in Spagna, per un totale di 131 milioni di euro e (iii) per migliori efficienze operative (55 milioni di euro). Tali impatti positivi hanno più che compensato (i) il minor margine operativo lordo ordinario rilevato in America Latina, soprattutto per effetto dei proventi del primo semestre 2019 derivanti dall'indennizzo per recesso anticipato su un contratto di fornitura di energia elettrica in Cile (80 milioni di euro); (ii) la riduzione del margine operativo lordo ordinario in Russia dovuto alla cessione della centrale di Reftinskaya, avvenuta a ottobre 2019;
- alla variazione positiva di **Enel Green Power**, pari a 22 milioni di euro, prevalentemente a seguito del miglioramento del margine operativo lordo in Italia (circa 130 milioni di euro) per le migliori *performance* degli impianti idroelettrici del primo semestre 2020 rispetto all'analogo periodo del 2019 e per l'entrata in funzione di nuovi parchi eolici in Spagna (33 milioni di euro), negli Stati Uniti (42 milioni di euro) e in Grecia; negli Stati Uniti si registra un ulteriore incremento dei margini per effetto delle *tax partnership* (46 milioni di euro) e per i proventi derivanti da indennizzi e contenziosi (50 milioni di euro). Tali fattori hanno più che compensato la rilevazione nel primo semestre 2019 dei proventi derivanti dall'indennizzo per recesso anticipato su un contratto di fornitura di energia elettrica in Cile (80 milioni di euro), la rilevazione di un *negative goodwill* (pari a 106 milioni di euro) per l'acquisizione da parte di Enel North America (già Enel Green Power North America) di alcune società cedute da Enel Green Power North America Renewable Energy Partners LLC ("EGPNA REP") e lo sfavorevole andamento dei cambi;

Tale incremento ha più che compensato:

- la variazione negativa di **Infrastrutture e Reti**, pari a 72 milioni di euro, attribuibile sostanzialmente ai minori volumi di energia trasportati nel 2020 e all'effetto cambi negativo in America Latina per un totale di 141 milioni di euro, agli effetti positivi rilevati nel 2019 (pari a 215 milioni di euro) relativi al già citato accordo raggiunto da Edesur con il governo argentino per la definizione di partite regolatorie pregresse, nonché all'applicazione del nuovo quadro regolatorio in Spagna; tali effetti sono stati solo in parte compensati dall'impatto positivo derivante dalla già citata modifica, in Spagna, del beneficio per lo sconto energia, al netto dell'accantonamento effettuato nel periodo per indennità di fine rapporto di lavoro anticipato (pari a 178 milioni di euro) e dal provento di 156 milioni di euro in Italia derivante dall'applicazione delle delibere n. 50/2018 e n. 568/2019 dell'ARERA a seguito dell'accordo in sede fallimentare con un *trader*;
- il decremento del margine relativo ai **Mercati Finali**, pari a 70 milioni di euro, per effetto della riduzione dei volumi di energia in Italia, Spagna e Brasile, derivante dall'epidemia da COVID-19 e della rilevazione, nel corso del primo semestre 2019, del provento legato all'accordo di Edesur con il governo argentino (31 milioni di euro). Gli effetti di tale riduzione sono stati solo parzialmente compensati dai minori costi di approvvigionamento delle *commodity* energetiche, soprattutto in Spagna;
- la riduzione del margine di **Enel X**, per 47 milioni di euro, la cui *performance* operativa del primo semestre 2020 è stata più che compensata dalla rilevazione nell'analogo periodo del 2019 di un adeguamento del corrispettivo per l'acquisizione di eMotorWerks, avvenuta nel 2017, pari a 58 milioni di euro.

EBIT (Risultato operativo)

Nella seguente tabella è esposto il risultato operativo per **Linee di Business**:

EBIT (milioni di euro)	1H 2020	1H 2019	Variazione
Generazione Termoelettrica e Trading	(184)	(202)	8,9%
Enel Green Power	1.665	1.673	-0,5%
Infrastrutture e Reti	2.346	2.650	-11,5%
Mercati finali	929	1.171	-20,7%
Enel X	(48)	(8)	-
Servizi	(70)	(2)	-
Altro, elisioni e rettifiche	(95)	(69)	-37,7%
TOTALE	4.543	5.213	-12,9%

Il **risultato operativo (EBIT) del primo semestre 2020** ammonta a 4.543 milioni di euro, in diminuzione di 670 milioni di euro (-12,9%) rispetto all'analogo periodo del 2019. La variazione risente, oltre che della riduzione del margine operativo, anche dei maggiori ammortamenti ed adeguamenti di valore per 408 milioni di euro rispetto al primo semestre 2019. In particolare gli adeguamenti di valore del primo semestre 2020 si riferiscono: (i) alla dismissione anticipata, in Cile, dell'impianto di Bocamina II effettuata nell'ambito del processo di decarbonizzazione avviato dal Gruppo, che ha comportato una svalutazione di 741 milioni di euro e (ii) alle maggiori svalutazioni su crediti commerciali, prevalentemente in Italia e Spagna, per un totale di 136 milioni di euro soprattutto per gli effetti derivanti dall'epidemia da COVID-19; gli adeguamenti di valore del 2019 si riferivano agli impianti di Bocamina I e Tarapacà, in Cile, per 364 milioni di euro e in Russia, per la centrale di Reftinskaya, per 120 milioni di euro.

RISULTATO NETTO ed UTILE NETTO ORDINARIO DEL GRUPPO

	1H 2020	1H 2019	Variazioni	
Risultato netto del Gruppo	1.947	2.215	(268)	-12,1%
Adeguamento di valore di alcuni impianti a carbone e magazzini in Italia, Spagna e Cile	372	-	372	-
Adeguamento di valore di talune attività riferite a Slovak Power Holding BV	22	-	22	-
Costi da COVID-19	52	-	52	-
Altri adeguamenti di valore	12	-	12	-
Cessione della partecipazione in Mercure Srl	-	(97)	97	-
Cessione della partecipazione di e-distribuzione in Enel Rete Gas	-	(49)	49	-
Adeguamento di valore impianto di Reftinskaya	-	54	(54)	-
Adeguamento di valore impianti a carbone in Cile (Tarapacà e Bocamina I)	-	154	(154)	-
Risultato netto ordinario del Gruppo	2.405	2.277	128	5,6%



Nel primo semestre del 2020, il risultato netto ordinario del Gruppo ammonta a 2.405 milioni di euro, rispetto ai 2.277 milioni di euro dell'analogo periodo del 2019, registrando un incremento di 128 milioni di euro (+5,6%). La variazione è principalmente attribuibile all'andamento del risultato della gestione operativa ordinaria, a cui si aggiungono:

- la riduzione degli oneri finanziari netti dovuta alle più favorevoli condizioni delle operazioni di rifinanziamento del debito effettuate dal Gruppo negli ultimi 12 mesi;
- i migliori risultati conseguiti dalle società valutate con il metodo del patrimonio netto, soprattutto per effetto della rilevazione nel primo semestre 2019 della minusvalenza conseguita negli Stati Uniti, principalmente per gli effetti derivanti dal riacquisto di alcune società dalla *joint venture* EGPNA REP;
- un decremento della quota di utili spettante alle *minorities* dovuto ai migliori risultati conseguiti in Spagna e all'incremento delle interessenze detenute in Enel Américas ed Enel Chile.

Tali fattori hanno più che compensato la maggiore incidenza delle imposte nel primo semestre 2020 rispetto all'analogo periodo del 2019 in cui sono stati rilevati: (i) il riconoscimento del beneficio fiscale relativo al "revaluo" in alcune società di generazione in Argentina; (ii) minori imposte per il regime fiscale agevolato (PEX) applicato alla plusvalenza derivante dalla cessione di Mercure S.r.l.; (iii) il riversamento di imposte differite passive in EGPNA, quale effetto accessorio dell'operazione di acquisto di alcune società da EGPNA REP.

SITUAZIONE PATRIMONIALE

La situazione patrimoniale evidenzia un **capitale investito netto** al 30 giugno 2020, inclusivo delle attività nette possedute per la vendita per 3 milioni di euro, pari a **93.779 milioni di euro** (92.113 milioni di euro al 31 dicembre 2019).

Tale importo è coperto da:

- **patrimonio netto**, inclusivo delle interessenze di terzi, per **43.368 milioni di euro** (46.938 milioni di euro al 31 dicembre 2019);
- **indebitamento finanziario netto** per **50.411 milioni di euro** (45.175 milioni di euro al 31 dicembre 2019). L'incremento dell'indebitamento finanziario netto, pari a 5.236 milioni di euro (+11,6%), è riferibile (i) al fabbisogno generato dagli investimenti del periodo (4.137 milioni di euro), (ii) al pagamento di dividendi, relativi all'esercizio 2019, per complessivi 2.629 milioni di euro e (iii) alle operazioni straordinarie per l'acquisto di ulteriori partecipazioni nel capitale sociale di Enel Américas e Enel Chile (973 milioni di euro).

I positivi flussi di cassa generati dalla gestione operativa per 2.042 milioni di euro (nonostante l'impatto negativo sul capitale circolante netto per effetto dell'epidemia da COVID-19) e la variazione positiva dei cambi sull'indebitamento in valuta (1.184 milioni di euro) hanno parzialmente compensato il fabbisogno finanziario connesso alle fattispecie sopra evidenziate.

Al 30 giugno 2020, l'incidenza dell'indebitamento finanziario netto sul patrimonio netto complessivo, il cosiddetto **rapporto debt to equity**, è pari a **1,16** (0,96 al 31 dicembre 2019). Tale variazione è da ricondurre sostanzialmente all'incremento del debito sopra dettagliato.

INVESTIMENTI

Nella seguente tabella sono rappresentati gli investimenti per **Linee di Business**:

Investimenti (<i>milioni di euro</i>)	1H 2020	1H 2019	Variazione
Generazione Termoelettrica e	239	292	-18,2%

Trading			
Enel Green Power	1.912	1.816	5,3%
Infrastrutture e Reti	1.668	1.726	-3,4%
Mercati finali	182	187	-2,7%
Enel X	103	105	-1,9%
Servizi	19	31	-38,7%
Altro, elisioni e rettifiche	14	10	40,0%
TOTALE¹	4.137	4.167	-0,7%

¹ Il dato del primo semestre 2019 non include 4 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

Gli investimenti ammontano a 4.137 milioni di euro nel primo semestre 2020, sostanzialmente in linea con l'analogo periodo del 2019. In particolare, nel primo semestre 2020, si registra: (i) il decremento degli investimenti in **Infrastrutture e Reti** in Argentina e in Italia, per quest'ultima principalmente per il rallentamento delle attività di sostituzione massiva dei contatori a causa dell'epidemia da COVID-19; (ii) la riduzione degli investimenti negli impianti della **Generazione Termoelettrica e Trading** soprattutto in Argentina, Penisola Iberica e Russia in linea con le scelte strategiche del Gruppo; (iii) la crescita degli investimenti di **Enel Green Power** soprattutto negli Stati Uniti, Sudafrica, Brasile e Cile. Nelle stesse rinnovabili si rileva una riduzione degli investimenti in Spagna, Messico e Grecia, soprattutto per l'entrata in esercizio degli impianti e dei progetti avviati in precedenza.

DATI OPERATIVI DEL PRIMO SEMESTRE 2020

	1H 2020	1H 2019	Variazione
Vendite di energia elettrica (TWh)	145,0	158,1 ¹	-8,3%
Vendite di gas (miliardi di m³)	5,3	6,0	-11,7%
Potenza efficiente installata netta totale (GW)	82,7	84,3 ²	-1,9%
• di cui rinnovabile (GW) ³	42,9	42,1 ²	+2%
Energia elettrica prodotta (TWh)	97,6	112,9	-13,6%
Energia elettrica distribuita (TWh)	228,7	249,5 ⁴	-8,3%
Dipendenti (n.)	66.825	68.253 ²	-2,1%



¹ Dal momento che i volumi includono anche le vendite ai grandi clienti effettuate dalle società di generazione in America Latina, il dato del primo semestre 2019 è stato rideterminato.

² Al 31 dicembre 2019.

³ Si precisa che la potenza efficiente installata netta rinnovabile, includendo anche la capacità gestita, è pari a 46,4 GW al 30 giugno 2020 e 45,8 GW al 31 dicembre 2019.

⁴ Il dato del primo semestre 2019 ha subito una rideterminazione durante il 2020.

Vendite di energia elettrica e gas

- Le vendite di **energia elettrica** nel primo semestre 2020 ammontano a **145,0 TWh**, con un decremento di 13,1 TWh (-8,3%) rispetto all'analogo periodo dell'esercizio precedente. In particolare, si rilevano minori quantità vendute in Italia (-4,5 TWh), in Spagna (-4,1 TWh) e in America Latina (-4,0 TWh), principalmente in Brasile (-2,3 TWh).
- Le vendite di **gas naturale** nel primo semestre 2020 sono pari a **5,3 miliardi di metri cubi**, in diminuzione di 0,7 miliardi di metri cubi rispetto all'analogo periodo dell'esercizio precedente.

Potenza efficiente installata netta totale

La potenza efficiente installata netta totale di Enel nel primo semestre 2020 è pari a **82,7 GW**, con un decremento di 1,6 GW principalmente per la dismissione di 2,1 GW di impianti a carbone in Spagna. Inoltre nel periodo è stato registrato un incremento della capacità rinnovabile pari a circa 800 MW.

Energia elettrica prodotta

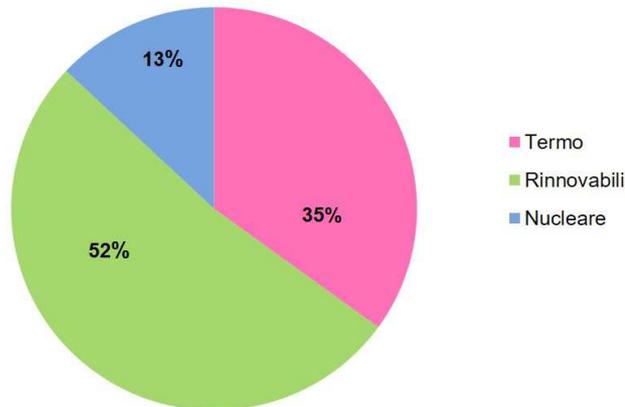
L'energia netta prodotta dal Gruppo Enel nel primo semestre 2020 è pari a **97,6 TWh⁴**, con un decremento di 15,3 TWh rispetto al valore registrato nell'analogo periodo del 2019 (-13,6%), da attribuire principalmente ad una minore produzione da fonte termoelettrica in Spagna, Italia e Russia.

Si rileva:

- un incremento della produzione da rinnovabili (+4,0 TWh, di cui: +1,3 TWh idroelettrica, +1,9 TWh eolica e +0,8 TWh da solare e geotermico);
- un minore apporto della fonte termoelettrica (-18,8 TWh), principalmente per minore produzione da carbone (-16,0 TWh) in Italia, Spagna e Russia;
- una lieve diminuzione (-0,5 TWh), rispetto all'analogo periodo del 2019, della produzione da fonte nucleare, pari a 12,7 TWh.

Mix di Produzione degli impianti del Gruppo Enel

⁴ 102,7 TWh includendo la produzione da circa 3,5 GW di capacità rinnovabile gestita.



La produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili, includendo anche i volumi da capacità gestita, è stata ampiamente superiore rispetto a quella termoelettrica, raggiungendo i 56,2 TWh (52,5 TWh nel primo semestre 2019, +7,0%), a fronte di una produzione da fonte termoelettrica pari a 33,8 TWh (52,6 TWh nel primo semestre 2019, -35,7%).

La produzione a zero emissioni ha raggiunto il 65% della generazione totale del Gruppo Enel considerando unicamente la produzione da capacità consolidata, mentre è pari al 67% includendo anche la generazione da capacità gestita⁵. L'obiettivo a lungo termine del Gruppo Enel resta la "decarbonizzazione del mix" entro il 2050.

Energia elettrica distribuita

- **L'energia elettrica trasportata** sulle reti di distribuzione del Gruppo Enel nel primo semestre 2020 si attesta a 228,7 TWh, di cui 98,7 TWh in Italia e 130,0 TWh all'estero.
- I volumi di **elettricità distribuita in Italia** sono diminuiti di 12,1 TWh (-11,0%) rispetto al valore registrato nello stesso periodo del 2019:
 - con un andamento lievemente peggiorativo rispetto alla richiesta di energia elettrica sulla rete nazionale (-8,9%). La variazione percentuale del fabbisogno sul territorio nazionale è pari a -10,1% al Nord, -9,6% al Centro, -6,6% al Sud e -4,0% nelle Isole. Sud e Isole sono serviti principalmente da e-distribuzione; al Centro e al Nord operano gli altri principali operatori che distribuiscono complessivamente circa il 15% dei volumi di energia.
- **L'elettricità distribuita all'estero** è pari a 130,0 TWh, con un decremento di 8,6 TWh (-6,2%) rispetto allo stesso periodo del 2019, registrato principalmente in Spagna (-3,6 TWh) e Brasile (-3,2 TWh).

⁵ Capacità non consolidata dal Gruppo Enel ma gestita secondo il modello "Build, Sell and Operate".



DIPENDENTI

Al 30 giugno 2020, i **dipendenti del Gruppo sono pari a 66.825 unità** (68.253 al 31 dicembre 2019). La variazione dei primi sei mesi del 2020 (-1.428 unità) è da riferirsi:

- al saldo negativo tra assunzioni e cessazioni (-447 unità);
- alle variazioni di perimetro (-981 unità), dovute alla dismissione di impianti idroelettrici negli Stati Uniti e alla cessione dell'impianto di Reftinskaya in Russia.

PREVEDIBILE EVOLUZIONE DELLA GESTIONE

La transizione energetica che sta progressivamente trasformando il settore delle *utility* è alla base del Piano Strategico 2020-2022, presentato a novembre 2019, che si focalizza su un modello di *business* sostenibile e pienamente integrato, in grado di cogliere le opportunità legate ai *trend* globali della decarbonizzazione della generazione e dell'elettrificazione dei consumi. La digitalizzazione delle reti e l'adozione di piattaforme per tutte le attività relative ai clienti sono fattori abilitanti della strategia del Gruppo, che mira ad accelerare lo sviluppo delle rinnovabili riducendo al contempo la generazione da fonti termoelettriche e, in primo luogo, la generazione da carbone. In particolare, il Piano di investimenti 2020-2022 prevede:

- investimenti in **decarbonizzazione** per circa 14,4 miliardi di euro (il 50% del capex complessivo), finalizzati allo sviluppo di nuova capacità rinnovabile e alla graduale sostituzione degli *asset* a generazione convenzionale. Il contributo alla crescita dell'EBITDA derivante dalla decarbonizzazione sarà pari a 1,4 miliardi di euro nell'arco di piano. Si prevede che la capacità rinnovabile sul totale raggiunga il 60% in tre anni, guidando l'aumento della redditività del parco impianti e aumentando la produzione a zero emissioni di CO₂ fino al 68% nel 2022. In particolare il Piano Strategico 2020-2022 prevede un rapido e progressivo disimpegno dalla generazione da carbone, che sarà in larga parte sostituita da nuova capacità rinnovabile. La netta accelerazione della crescita in rinnovabili supporterà il Gruppo nell'obiettivo di riduzione delle emissioni di gas serra in linea con l'Accordo di Parigi e di raggiungere la totale decarbonizzazione del *mix* di generazione entro il 2050;
- circa 1,2 miliardi di euro di investimenti saranno dedicati all'**elettrificazione** dei consumi, facendo leva sulla crescita e la diversificazione della base clienti *retail* e sulle efficienze collegate al trasferimento delle attività su piattaforma. Il contributo atteso di tali investimenti alla crescita dell'EBITDA di Gruppo ammonta a 0,4 miliardi di euro;
- circa 13 miliardi di euro che saranno investiti nei fattori abilitanti della transizione energetica, nello specifico **infrastrutture**, per adattare le reti di distribuzione ad un sistema di generazione basato sulle energie rinnovabili, ed **ecosistemi e piattaforme** per lo sviluppo di nuovi servizi, quali ad esempio mobilità elettrica e *demand response*, che avranno un ruolo sempre maggiore nella transizione energetica. Il contributo atteso alla crescita dell'EBITDA è di circa 1,1 miliardi di euro.

Gli investimenti del Gruppo, che si prevede ammontino a 28,7 miliardi di euro nell'arco di piano, agiranno in modo diretto principalmente su tre degli Obiettivi di sviluppo sostenibile ("SDG") definiti dalle Nazioni Unite: SDG 7 (Energia Pulita e Accessibile), SDG 9 (Industria, Innovazione e Infrastrutture) e SDG 11 (Città e Comunità Sostenibili), contribuendo, dunque, all'SDG 13 relativo al cambiamento climatico.

Con riferimento alla politica di dividendi, Enel continuerà a corrispondere, lungo l'arco di piano, il più elevato tra un dividendo del 70% sull'utile netto ordinario consolidato e un dividendo per azione (*dividend*



per share, DPS) minimo garantito, con un tasso annuo di crescita composto dell'8,6% del DPS implicito e del 7,7% del DPS minimo.

Per il 2020 il piano prevede:

- l'accelerazione degli investimenti nelle energie rinnovabili, in particolare in America Latina e Nord America, a supporto della crescita industriale e finalizzati a guidare la decarbonizzazione;
- ulteriori progressi nella digitalizzazione delle reti di distribuzione, prevalentemente in Italia e America Latina, con l'obiettivo di migliorare la qualità del servizio e aumentare la flessibilità e resilienza della rete;
- l'incremento degli investimenti dedicati all'elettrificazione dei consumi, con l'obiettivo di valorizzare la crescita della base clienti, e al continuo efficientamento, sostenuto dalla creazione di piattaforme globali di *business*.

In relazione all'epidemia da COVID-19 diffusasi da inizio anno e ancora in corso, il Gruppo ha emanato linee guida volte a prevenire e/o mitigare gli effetti del contagio in ambito lavorativo e al contempo assicurare la continuità aziendale. Il Gruppo ha altresì attivato un monitoraggio costante degli impatti sulle variabili macroeconomiche e di *business* al fine di disporre in tempo reale della migliore stima dei potenziali effetti sul Gruppo e permetterne la mitigazione con dei piani di reazione o *contingency*.

Grazie alla diversificazione geografica, al modello di *business* integrato lungo la catena del valore, a una solida struttura finanziaria, nonché al livello di digitalizzazione raggiunto che permette di garantire la continuità delle attività operative con lo stesso livello di servizio, il Gruppo ha mostrato una significativa resilienza che si è riflessa nei solidi risultati economico-finanziari del primo semestre 2020.

Tuttavia, la svalutazione delle valute latinoamericane nei confronti dell'euro, gli impatti negativi sui volumi di energia elettrica consumata legati all'epidemia in corso, nonché la sospensione dei processi di sollecito dei pagamenti, inducono ad una revisione di alcuni degli obiettivi previsti dal Piano Strategico 2020-2022, come illustrato di seguito (dati in miliardi di euro):

	Piano Strategico 2020-2022	Piano Strategico 2020-2022
	Valori degli obiettivi 2020 annunciati nel novembre 2019	Nuovi valori attesi degli obiettivi 2020
EBITDA ordinario	18,6	ca.18,0
Utile netto ordinario	5,4	5,0-5,2
Indebitamento finanziario netto	46,8	48,0-49,0

EMISSIONI OBBLIGAZIONARIE E OBBLIGAZIONI IN SCADENZA

- Nel corso del primo semestre del 2020 non sono state effettuate emissioni obbligazionarie da parte di società del Gruppo Enel.
- Nel periodo compreso tra il 1° luglio 2020 ed il 31 dicembre 2021 è prevista la scadenza di prestiti obbligazionari emessi da società del Gruppo Enel per un importo complessivo di 2.336 milioni di euro, tra cui si segnalano:
 - 400 milioni di sterline inglesi (equivalenti a 439 milioni di euro al 30 giugno 2020) relativi ad un prestito a tasso fisso emesso da Enel, in scadenza a settembre 2020;
 - 600 milioni di real brasiliani (equivalenti a 98 milioni di euro al 30 giugno 2020) relativi ad un prestito obbligazionario a tasso variabile emesso da Enel Distribuição Rio, in scadenza a dicembre 2020;



- 736.760 milioni di pesos colombiani (equivalenti a 176 milioni di euro al 30 giugno 2020) relativi ad un prestito obbligazionario a tasso fisso emesso da Emgesa, in scadenza a gennaio 2021;
- 533 milioni di euro relativi ad un prestito obbligazionario a tasso fisso emesso da Enel Finance International e garantito da Enel, in scadenza a luglio 2021;
- 500 milioni di sterline (equivalenti a 548 milioni di euro al 30 giugno 2020) relativi ad un prestito obbligazionario non convertibile subordinato ibrido a tasso fisso emesso da Enel, con prima opzione di rimborso anticipato a settembre 2021;
- 704 milioni di real brasiliani (equivalenti a 116 milioni di euro al 30 giugno 2020) relativi ad un prestito obbligazionario a tasso variabile emesso da Enel Distribuição São Paulo, in scadenza a settembre 2021.

ENEL ACCELERA LA TRANSIZIONE ENERGETICA VERSO LA DECARBONIZZAZIONE

Enel, nel suo ruolo di *leader* nella transizione energetica, ha posto al centro della propria strategia la decarbonizzazione e la crescita delle rinnovabili nel mondo. Il Piano Strategico 2020-2022 prevede infatti un significativo incremento della capacità installata da fonti rinnovabili, dagli attuali 46 GW a 60 GW a fine 2022, e la progressiva riduzione della capacità e della produzione da carbone; in particolare, è previsto che tale capacità si riduca di oltre il 40% al 2022 rispetto al 2019. Al fine di gestire in maniera integrata il parco di generazione rinnovabile e termica nel mondo e guidarne e accelerarne la trasformazione, Enel ha pertanto creato nel 2019 una nuova *business line*.

In tale contesto, la ristrutturazione delle attività derivanti dal processo di transizione energetica coinvolgerà gli impianti di generazione da fonti termiche nelle geografie in cui il Gruppo opera. La conseguente revisione dei processi e dei modelli operativi richiederà cambiamenti di ruoli e competenze dei dipendenti che il Gruppo intende attuare con piani altamente sostenibili basati su programmi di *redeployment*, con importanti piani di *upskilling* e *reskilling* e con il raggiungimento di accordi volontari individuali di prepensionamento che coinvolgeranno circa 1.300 persone nel mondo.

Il Gruppo definirà e avvierà tali iniziative nel corso dei prossimi due anni, sostenendo un onere complessivo non ricorrente stimato in circa 0,4 miliardi di euro che non concorrerà all'EBITDA Ordinario e all'Utile netto ordinario del Gruppo e, pertanto, non avrà riflessi sulla politica dei dividendi di Enel.

Il piano di ristrutturazione sarà attuato secondo modalità e tempi differenti nei diversi Paesi di presenza, avviando le opportune interlocuzioni con le comunità locali e le competenti istituzioni e parti sociali.

AVVENIMENTI RECENTI

14 maggio 2020: l'Assemblea ordinaria degli Azionisti di Enel riunitasi a Roma ha approvato il bilancio civilistico di Enel al 31 dicembre 2019 e ha preso atto del bilancio consolidato del Gruppo riferito al medesimo esercizio. È stato quindi approvato un dividendo complessivo pari a 0,328 euro per azione (0,16 euro già versati quale acconto a gennaio 2020, a cui non hanno concorso, ai sensi di legge, le azioni proprie in portafoglio alla "*record date*" coincidente con il 21 gennaio 2020, e i rimanenti 0,168 euro



in pagamento a titolo di saldo nel mese di luglio 2020, al netto delle azioni proprie in portafoglio alla “record date” coincidente con il 21 luglio 2020).

L'Assemblea ha poi rinnovato l'autorizzazione al Consiglio di Amministrazione all'acquisto e alla successiva disposizione di azioni proprie per un massimo di 500 milioni di azioni della Società, rappresentative del 4,92% circa del capitale sociale, e un esborso complessivo fino a 2 miliardi di euro, previa revoca della precedente analoga autorizzazione conferita dall'Assemblea ordinaria del 16 maggio 2019.

L'Assemblea ha inoltre nominato il nuovo Consiglio di Amministrazione, che resterà in carica fino all'approvazione del bilancio dell'esercizio 2022 e che risulta composto da Michele Crisostomo (nominato Presidente), Francesco Starace, Cesare Calari, Costanza Esclapon de Villeneuve, Samuel Leupold, Alberto Marchi, Mariana Mazzucato, Mirella Pellegrini e Anna Chiara Svelto.

15 maggio 2020: il Consiglio di Amministrazione di Enel, nella sua nuova composizione, ha confermato Francesco Starace quale Amministratore Delegato e Direttore Generale della Società. Il Consiglio ha inoltre confermato l'assetto dei poteri preesistente, riconoscendo al Presidente Michele Crisostomo il ruolo di supervisione sulle attività di *audit* (ferma restando la dipendenza gerarchica del responsabile di tale funzione dal Consiglio di Amministrazione), di impulso e supervisione sull'applicazione delle norme di *corporate governance* riguardanti le attività del Consiglio di Amministrazione, nonché l'incarico di intrattenere, d'intesa e in coordinamento con l'Amministratore Delegato, rapporti con organi istituzionali e autorità. All'Amministratore Delegato sono stati attribuiti, in linea con l'assetto precedente, tutti i poteri per l'amministrazione della Società, ad eccezione di quelli diversamente attribuiti dalla normativa applicabile, dallo statuto sociale o mantenuti dal Consiglio di Amministrazione nell'ambito delle proprie competenze.

21 maggio 2020: Enel ha annunciato di aver connesso alla rete, attraverso la sua controllata statunitense per le rinnovabili Enel Green Power North America, ulteriori 50 MW del parco eolico di High Lonesome situato nelle contee di Upton e Crockett in Texas, incrementando a 500 MW la capacità del più grande parco eolico in esercizio presente nel portafoglio globale di rinnovabili del Gruppo. Inoltre, la società ha connesso alla rete i due parchi eolici di Riverview, da 105 MW, e la Fase 2 di Castle Rock Ridge, da 29,4 MW, situati ad Alberta in Canada. L'investimento nella costruzione del parco eolico da 500 MW di High Lonesome ammonta a circa 720 milioni di dollari USA. Si prevede che il parco eolico produca circa 1,9 TWh all'anno, evitando l'emissione di oltre 1,2 milioni di tonnellate di CO₂. L'espansione del parco di ulteriori 50 MW è avvenuta grazie a un contratto di fornitura di energia elettrica (“PPA”) con Danone North America della durata di 12 anni. L'investimento complessivo relativo alla Fase 2 di Castle Rock Ridge e Riverview supera i 210 milioni di dollari canadesi. Riverview e la Fase 2 di Castle Rock Ridge forniranno l'energia prodotta e i relativi crediti da rinnovabili al gestore del sistema elettrico Alberta Electric System Operator (“AESO”) in base a due *Renewable Energy Support Agreements*, accordi della durata di 20 anni aggiudicati nel 2017 a seguito di una gara indetta da AESO. Si prevede che i parchi eolici generino circa 493 GWh all'anno, evitando l'emissione in atmosfera di circa 335.500 tonnellate di CO₂ ogni anno.

28 maggio 2020: Enel ha annunciato che le sue controllate cilene Enel Chile S.A. (“Enel Chile”) ed Enel Generación Chile S.A. (“Enel Generación Chile”) hanno informato il mercato della decisione dei rispettivi Consigli di Amministrazione di accelerare la chiusura dell'impianto a carbone Bocamina, situato a Coronel, e di richiedere alla Commissione nazionale per l'energia (CNE) cilena l'autorizzazione alla cessazione dell'operatività dell'Unità I (128 MW) e II (350 MW) del suddetto impianto rispettivamente, entro il 31 dicembre 2020 e il 31 maggio 2022; la chiusura ha subito un'accelerazione rispetto a quanto programmato da Enel Generación Chile nel Piano nazionale di decarbonizzazione firmato con il Ministero dell'energia del Paese il 4 giugno 2019, piano che prevedeva la chiusura di Bocamina I entro la fine del 2023 e quella di Bocamina II entro il 2040.

L'iniziativa è in linea con l'obiettivo perseguito dal Gruppo Enel di conseguire una totale decarbonizzazione del *mix* produttivo entro il 2050.



28 maggio 2020: Enel ha annunciato di aver incrementato la propria partecipazione nella controllata cilena Enel Américas S.A. (“Enel Américas”) fino al 62,3% del capitale sociale, a seguito del regolamento di due operazioni di *share swap* stipulate nel giugno 2019 con un istituto finanziario per l'acquisizione fino al 5% del capitale sociale di Enel Américas.

In base a quanto previsto dalle suddette operazioni di *share swap*, Enel ha acquisito: (i) 2.492.146.691 azioni ordinarie di Enel Américas e (ii) 26.243.377 *American Depositary Shares* (“ADS”) di Enel Américas, ciascuna delle quali rappresenta 50 azioni ordinarie della società. I suddetti strumenti finanziari rappresentano, complessivamente, il 5% del capitale sociale di Enel Américas.

Il corrispettivo totale pagato per le suddette azioni ordinarie e le ADS di Enel Américas ammonta a circa 701 milioni di dollari USA, pari a circa 639 milioni di euro⁶ ed è stato finanziato dai flussi di cassa della gestione corrente.

10 giugno 2020: Enel ha annunciato che il Consiglio di Amministrazione ha autorizzato l'emissione da parte della Società, entro il 31 dicembre 2021, di uno o più prestiti obbligazionari non convertibili subordinati ibridi, per un importo massimo pari al controvalore di 1,5 miliardi di euro, da collocare esclusivamente presso investitori istituzionali, comunitari e non comunitari, anche attraverso *private placement*.

Le nuove emissioni hanno la finalità di rifinanziare le obbligazioni ibride in circolazione per le quali, a partire da quest'anno, diventa esercitabile l'opzione di rimborso anticipato e, pertanto, consentono al Gruppo Enel di mantenere una struttura patrimoniale e finanziaria coerente con i criteri di valutazione delle agenzie di *rating* e di gestire attivamente le scadenze e il costo del debito.

16 giugno 2020: In relazione ad alcune indiscrezioni comparse sugli organi di stampa, Enel ha annunciato che il Consiglio di Amministrazione della Società, nella seduta del 10 giugno 2020, ha ricevuto un'informativa in merito ad un'offerta non vincolante presentata da parte di Macquarie Infrastructure Real Asset (“MIRA”) avente ad oggetto l'acquisizione da parte di MIRA, in tutto o in parte, del 50% del capitale di Open Fiber S.p.A. posseduto da Enel. In tale sede, il Consiglio di Amministrazione ha preso atto dell'informativa ricevuta, rimanendo in attesa di essere aggiornato circa i successivi sviluppi.

18 giugno 2020: Enel Green Power S.p.A. (“EGP”) ha annunciato di aver avviato la costruzione dell'ampliamento di 199 MW del parco eolico di Cimarron Bend situato nella Clark County, in Kansas. L'estensione del parco aumenterà la capacità dello stesso dagli attuali 400 MW a 599 MW, trasformandolo nel più grande parco eolico nel portafoglio nord-americano di Enel. La costruzione dell'ampliamento, che prevede un investimento di oltre 281 milioni di dollari USA, dovrebbe essere completata entro la fine del 2020. Una volta completato l'ampliamento, Cimarron Bend produrrà complessivamente oltre 2,7 TWh l'anno, che equivalgono a evitare l'emissione di 1,8 milioni di tonnellate di CO₂. Il progetto di estensione è supportato da un PPA con l'azienda di servizi elettrici Evergy e da un ulteriore PPA con un'agenzia della Missouri Public Utility Alliance, la Missouri Joint Municipal Electric Utility Commission.

7 luglio 2020: Enel ha annunciato di aver incrementato la propria partecipazione nella controllata cilena Enel Chile fino al 64,9% del capitale sociale, a seguito del regolamento di due operazioni di *share swap* stipulate a dicembre 2019 con un istituto finanziario per l'acquisizione fino al 3% del capitale sociale di Enel Chile.

⁶ Sulla base dei tassi di cambio al 26 maggio 2020.



In base alle operazioni di *share swap*, Enel ha acquistato: (i) 1.502.106.759 azioni ordinarie di Enel Chile e (ii) 11.457.799 *American Depositary Shares* (“ADS”) di Enel Chile, ciascuna delle quali rappresenta 50 azioni ordinarie della società. I suddetti strumenti finanziari rappresentano, complessivamente, il 3% del capitale sociale di Enel Chile.

Il corrispettivo totale pagato per le azioni ordinarie e le ADS di Enel Chile ammonta a circa 174 milioni di dollari USA, pari a circa 154 milioni di euro⁷ ed è stato finanziato dai flussi di cassa della gestione corrente.

Maggiori dettagli sul contenuto di tali avvenimenti sono reperibili nei relativi comunicati stampa, pubblicati sul sito internet Enel al seguente indirizzo: <https://www.enel.com/it/media/esplora/ricerca-comunicati-stampa?>

NOTE

Alle ore 18:00 di oggi, 29 luglio 2020, si terrà una conference call per illustrare i risultati del primo semestre del 2020 ad analisti finanziari e investitori istituzionali, alla quale potranno collegarsi “ad audiendum” anche i giornalisti. Il materiale di supporto sarà reso disponibile nel sito www.enel.com, nella sezione “Investitori”, in concomitanza con l’avvio della conference call.

Si allegano gli schemi di conto economico, dell’utile/(perdita) complessivo rilevato nel periodo, di stato patrimoniale e di rendiconto finanziario del Gruppo Enel e si segnala che tali schemi e le note illustrative sono stati consegnati alla Società di revisione per le valutazioni di competenza. Si allega, inoltre, una sintesi descrittiva degli “indicatori alternativi di performance” utilizzati nel presente comunicato.

Il dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili societari, Alberto de Paoli, dichiara ai sensi del comma 2 dell’art. 154-bis del Testo Unico della Finanza che l’informativa contabile contenuta nel presente comunicato corrisponde alle risultanze documentali, ai libri e alle scritture contabili.

PRINCIPI CONTABILI E MODIFICHE AL PERIMETRO DI CONSOLIDAMENTO

I dati patrimoniali al 30 giugno 2020 escludono (ove non diversamente indicato) i valori relativi alle attività e alle passività possedute per la vendita sostanzialmente riconducibili ad alcuni impianti destinati alla vendita relativi al ramo d’azienda di Enel Produzione.

⁷ Sulla base dei tassi di cambio al 3 luglio 2020.



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

In merito all'informativa per settore operativo si segnala che il Gruppo Enel, a partire dalla chiusura contabile del 30 settembre 2019, ed anche per i dati comparativi, ha modificato i settori primari e secondari concordemente a quanto previsto dall'IFRS 8. Nello specifico, tenendo presente che nel corso del 2019 il *management*, inteso come il più alto livello decisionale operativo ai fini dell'adozione di decisioni in merito alle risorse da allocare al settore e della misurazione e valutazione dei risultati, ha iniziato a comunicare al mercato i propri risultati a partire dalle aree di attività, il Gruppo Enel ha adottato quindi la seguente impostazione settoriale:

- Settore primario: Area di attività;
- Settore secondario: Area geografica.

L'area di attività, quindi, risulta essere la discriminante principale e predominante nelle analisi svolte e nelle decisioni prese dal *management* del Gruppo Enel, ed è pienamente coerente con la reportistica interna predisposta a tali fini, dal momento che i risultati vengono misurati e valutati *in primis* per ciascuna area di attività e solo successivamente si declinano per Paese.

Si segnala inoltre che con decorrenza 31 marzo 2020 in America Latina i dati afferenti i grandi clienti gestiti dalle società di generazione sono stati riattribuiti alla Linea di *Business* Mercati finali.

Nel corso del 2019, l'IFRIC ha chiarito nell'*Agenda Decision* la corretta rilevazione contabile dei contratti stipulati per la compravendita di elementi non finanziari a prezzo fisso, contabilizzati al *fair value* a conto economico conformemente all'IFRS 9 e regolati con consegna fisica, fra cui le *commodity* energetiche.

Su tale base, il Gruppo ha modificato la sua *policy* contabile dall'esercizio 2019, adottando una diversa classificazione, senza alcun effetto sui margini rilevati, degli effetti relativi ai contratti di acquisto o vendita di *commodity* valutati al *fair value* a conto economico.

In particolare l'attuale rilevazione di tali contratti su elementi non finanziari, che non soddisfano i requisiti per l'*own use exemption*, prevede l'iscrizione:

- nella voce Ricavi, delle variazioni di *fair value* su contratti di vendita in essere oltre che, alla data di regolamento, dei connessi ricavi insieme agli effetti, a conto economico, della cancellazione delle attività/passività derivanti dalla valutazione al *fair value* di tali contratti;
- nella voce Costi, delle variazioni di *fair value* su contratti di acquisto in essere e, alla data di regolamento, dei connessi costi di acquisto insieme agli effetti sul conto economico relativi alla cancellazione delle attività/passività derivanti dalla valutazione al *fair value* di tali contratti.

Pertanto, anche i dati relativi al 2019 sono stati adeguati per recepire, ai soli fini comparativi, gli effetti di tale chiarimento.

PRINCIPALI INDICATORI DI PERFORMANCE

Nel presente comunicato vengono utilizzati alcuni "indicatori alternativi di *performance*" non previsti dai principi contabili internazionali così come adottati dall'Unione Europea - IFRS-EU, ma che il *management* ritiene utili per una migliore valutazione e monitoraggio dell'andamento della gestione economico-finanziaria del Gruppo. In linea con la Comunicazione CONSOB n. 0092543 del 3 dicembre 2015 e con gli Orientamenti pubblicati in data 5 ottobre 2015 dall'*European Securities and Markets Authority* (ESMA) ai sensi del Regolamento n. 1095/2010/EU, si riportano di seguito il significato, il contenuto e la base di calcolo di tali indicatori:

- **L'EBITDA (margine operativo lordo)** rappresenta un indicatore della *performance* operativa ed è calcolato sommando al "Risultato operativo" gli "Ammortamenti e *impairment*";

- L'**EBITDA ordinario** è calcolato depurando dal “margine operativo lordo” tutte le partite relative a operazioni straordinarie quali acquisizioni o cessioni di aziende (per esempio plusvalenze e minusvalenze), ad eccezione di quelle realizzate nel settore di sviluppo delle energie rinnovabili secondo il modello di *business*, avviato nel quarto trimestre 2016, di “*Build, Sell and Operate*”, nel quale i proventi derivanti dalla cessione dei progetti rappresentano il risultato di un’attività di natura ordinaria per il Gruppo. A seguito dell’epidemia da COVID-19, dal primo semestre 2020 si includono tra le partite straordinarie anche i costi sostenuti in relazione alla suddetta epidemia da COVID-19 (quali ad esempio sanificazioni ambienti di lavoro, dispositivi individuali di sicurezza e donazioni);
- L'**indebitamento finanziario netto** rappresenta un indicatore della struttura finanziaria ed è determinato:
 - dai “Finanziamenti a lungo termine” e dai “Finanziamenti a breve termine e quote correnti dei finanziamenti a lungo termine” e tenendo conto dei “Debiti finanziari a breve” inclusi nelle “Altre passività correnti”;
 - al netto delle “Disponibilità liquide e mezzi equivalenti”;
 - al netto della “Quota corrente dei crediti finanziari a lungo termine”, dei “Crediti per *factoring*”, dei “*Cash collateral*”; degli “Altri crediti finanziari” inclusi nelle “Altre attività finanziarie correnti”;
 - al netto dei “Titoli”, dei “Crediti finanziari diversi” inclusi nelle “Altre attività finanziarie non correnti”.

Più in generale, l’indebitamento finanziario netto del Gruppo Enel è determinato conformemente a quanto previsto nel paragrafo 127 delle raccomandazioni CESR/05-054b, attuative del Regolamento 809/2004/CE e in linea con le disposizioni CONSOB del 26 luglio 2007 per la definizione della posizione finanziaria netta, dedotti i crediti finanziari e i titoli non correnti;
- Il **capitale investito netto** è determinato quale somma algebrica delle “Attività immobilizzate nette”⁸ e del “Capitale circolante netto”⁹, dei “Fondi rischi e oneri”, delle “Passività per imposte differite” e delle “Attività per imposte anticipate”, nonché delle “Attività nette possedute per la vendita”¹⁰;
- L'**utile netto ordinario del Gruppo**: definito come il “risultato netto del Gruppo” riconducibile alla sola gestione caratteristica, è pari al “risultato netto del Gruppo” al netto di tutte le partite relative a operazioni straordinarie così come commentato nel “Margine operativo lordo (EBITDA) ordinario”, degli *impairment* e dei ripristini di valore significativi rilevati sugli *asset* (incluse partecipazioni a *equity* e *asset* finanziari) a esito degli *impairment test*, nonché dei relativi effetti fiscali e interessenze di terzi.

⁸ Determinate quale differenza tra le “Attività non correnti” e le “Passività non correnti” ad esclusione: 1) delle “Attività per imposte anticipate”; 2) dei “Titoli”, degli “Investimenti finanziari in fondi o gestioni patrimoniali valutati al *fair value* con imputazione a conto economico”, e dei “Crediti finanziari diversi” inclusi nelle “Altre attività finanziarie non correnti”; 3) dei “Finanziamenti a lungo termine”; 4) dei “Benefici ai dipendenti”; 5) dei “Fondi rischi e oneri (quota non corrente)”; 6) delle “Passività per imposte differite”.

⁹ Definito quale differenza tra le “Attività correnti” e le “Passività correnti” ad esclusione: 1) della “Quota corrente dei crediti finanziari a lungo termine”, dei “Crediti per *factoring*”, dei “Titoli”, dei “*Cash collateral*”, degli “Altri crediti finanziari a breve termine” inclusi nelle “Altre attività finanziarie correnti”; 2) delle “Disponibilità liquide e mezzi equivalenti”; 3) dei “Finanziamenti a breve termine” e delle “Quote correnti dei finanziamenti a lungo termine”; 4) dei “Fondi rischi ed oneri (quota corrente)”; 5) degli “Altri debiti finanziari” inclusi nelle “Altre passività correnti”.

¹⁰ Determinati per differenza tra le “Attività possedute per la vendita” e le “Passività possedute per la vendita”.



Conto economico consolidato

Milioni di euro

1° semestre

	2020	di cui con parti correlate		2019	di cui con parti correlate	
Ricavi						
Ricavi delle vendite e delle prestazioni ⁽¹⁾	32.520	1.933		39.492	2.477	
Altri proventi	855	6		1.475	5	
	<i>[Subtotale]</i>	33.375		40.967		
Costi						
Acquisto di energia elettrica, gas e combustibile ⁽¹⁾	13.769	2.306		20.388	4.093	
Costi per servizi e altri materiali ⁽¹⁾	8.332	1.308		8.849	1.512	
Costo del personale	1.855			2.338		
Impairment /(Ripristini di valore) netti di crediti commerciali e di altri crediti	637			347		
Ammortamenti e altri impairment	3.465			3.347		
Altri costi operativi	1.089	109		1.315	138	
Costi per lavori interni capitalizzati	(916)			(1.018)		
	<i>[Subtotale]</i>	28.231		35.566		
Proventi/(Oneri) netti da gestione rischio commodity ⁽¹⁾	(601)	(1)		(188)	12	
Risultato operativo	4.543			5.213		
Proventi finanziari da contratti derivati	937			595		
Altri proventi finanziari	928	31		847	49	
Oneri finanziari da contratti derivati	759			665		
Altri oneri finanziari	2.255	29		2.103	15	
Proventi/(Oneri) netti da iperinflazione	30			85		
Quota dei proventi/(oneri) derivanti da partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	13			(85)		
Risultato prima delle imposte	3.437			3.887		
Imposte	1.034			994		
Risultato delle continuing operations	2.403			2.893		
Risultato delle discontinued operations	-			-		
Risultato netto del periodo (Gruppo e terzi)	2.403			2.893		
Quota di interessenza del Gruppo	1.947			2.215		
Quota di interessenza di terzi	456			678		
<i>Risultato per azione (euro) attribuibile agli azionisti ordinari della Capogruppo</i>	<i>0,19</i>			<i>0,22</i>		
<i>Risultato diluito per azione (euro) attribuibile agli azionisti ordinari della Capogruppo</i>	<i>0,19</i>			<i>0,22</i>		
<i>Risultato delle continuing operations per azione (euro) attribuibile agli azionisti ordinari della Capogruppo</i>	<i>0,19</i>			<i>0,22</i>		
<i>Risultato diluito delle continuing operations per azione (euro) attribuibile agli azionisti ordinari della Capogruppo</i>	<i>0,19</i>			<i>0,22</i>		

- (1) I dati del primo semestre 2019 sono stati adeguati per tener conto delle interpretazioni dell'IFRS Committee (IFRIC), contenute nell'“Agenda Decision” del 2019, che hanno comportato una diversa classificazione, senza alcun effetto sui margini rilevati, degli effetti relativi ai contratti di acquisto o vendita di commodity valutati al *fair value* a Conto economico.



Prospetto dell'utile consolidato complessivo rilevato nel periodo

Milioni di euro	1° semestre	
	2020	2019
Risultato netto del periodo	2.403	2.893
Altre componenti di Conto economico complessivo riclassificabili a Conto economico (al netto dell'effetto delle imposte):		
Quota efficace delle variazioni di fair value della copertura di flussi finanziari	811	26
Variazione del fair value dei costi di hedging	(154)	10
Quota di risultato rilevata a patrimonio netto da società valutate con il metodo del patrimonio netto	(2)	(34)
Variazione di fair value delle attività finanziarie FVOCI	-	6
Variazione della riserva di traduzione	(3.319)	352
Altre componenti di conto economico complessivo non riclassificabili a Conto economico (al netto dell'effetto delle imposte):		
Rimisurazione delle passività (attività) nette per benefici ai dipendenti	33	(176)
Variazione di fair value su partecipazioni in altre imprese	(1)	-
Utili e perdite rilevati direttamente a patrimonio netto	(2.632)	184
Utile complessivo rilevato nel periodo	(229)	3.077
Quota di interessenza:		
- del Gruppo	544	2.259
- di terzi	(773)	818



Situazione patrimoniale consolidata

Milioni di euro

ATTIVITÀ	al 30.06.2020	al 31.12.2019	
		<i>di cui con parti correlate</i>	<i>di cui con parti correlate</i>
Attività non correnti			
Immobili, impianti e macchinari	78.418		79.809
Investimenti immobiliari	108		112
Attività immateriali	17.265		19.089
Avviamento	14.115		14.241
Attività per imposte anticipate	8.789		9.112
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	1.732		1.682
Derivati	2.877	27	1.383
Attività derivanti da contratti con i clienti non correnti	401		487
Altre attività finanziarie non correnti	5.376		6.006
Altre attività non correnti	2.642		2.701
<i>[Totale]</i>	131.723		134.622
Attività correnti			
Rimanenze	2.629		2.531
Crediti commerciali	11.308	927	13.083
Attività derivanti da contratti con i clienti correnti	173		166
Crediti per imposte sul reddito	1.040		409
Derivati	6.059	3	4.065
Altre attività finanziarie correnti	4.328	49	4.305
Altre attività correnti	3.890	203	3.115
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	5.840		9.029
<i>[Totale]</i>	35.267		36.703
Attività classificate come possedute per la vendita	5		101
TOTALE ATTIVITÀ	166.995		171.426



Milioni di euro

PATRIMONIO NETTO E PASSIVITÀ	al 30.06.2020		al 31.12.2019	
		<i>di cui con parti correlate</i>		<i>di cui con parti correlate</i>
Patrimonio netto del Gruppo				
Capitale sociale	10.167		10.167	
Riserva azioni proprie	(1)		(1)	
Altre riserve	(250)		1.130	
Utili e perdite accumulati	19.264		19.081	
	<i>[Totale]</i>		30.377	
Interessenze di terzi	14.188		16.561	
Totale patrimonio netto	43.368		46.938	
Passività non correnti				
Finanziamenti a lungo termine	53.623	670	54.174	715
Benefici ai dipendenti	2.780		3.771	
Fondi rischi e oneri quota non corrente	4.981		5.324	
Passività per imposte differite	8.160		8.314	
Derivati	2.958		2.407	
Passività derivanti da contratti con i clienti non correnti	6.257	181	6.301	151
Altre passività non correnti	3.419		3.706	
	<i>[Totale]</i>		83.997	
Passività correnti				
Finanziamenti a breve termine	7.196		3.917	
Quote correnti dei finanziamenti a lungo termine	2.738	89	3.409	89
Fondi rischi e oneri quota corrente	1.084		1.196	
Debiti commerciali	9.348	2.730	12.960	2.291
Debiti per imposte sul reddito	997		209	
Derivati	5.381	5	3.554	8
Passività derivanti da contratti con i clienti correnti	1.249	46	1.328	39
Altre passività finanziarie correnti	750		754	
Altre passività correnti	12.704	32	13.161	30
	<i>[Totale]</i>		40.488	
Passività incluse in gruppi in dismissione classificate come possedute per la vendita	2		3	
Totale passività	123.627		124.488	
TOTALE PATRIMONIO NETTO E PASSIVITÀ	166.995		171.426	



Rendiconto finanziario consolidato

Milioni di euro	1° semestre			
	2020		2019	
		<i>di cui con parti correlate</i>		<i>di cui con parti correlate</i>
Risultato prima delle imposte	3.437		3.887	
Rettifiche per:				
Impairment / (Ripristini di valore) netti di crediti commerciali e di altri crediti	637		347	
Ammortamenti e altri impairment	3.465		3.347	
(Proventi)/Oneri finanziari	1.119		1.241	
Proventi netti derivanti da partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	(13)		85	
Variazioni del capitale circolante netto:	(3.831)		(2.229)	
- rimanenze	(196)		(242)	
- crediti commerciali	660	(31)	(251)	91
- debiti commerciali	(3.142)	439	(2.605)	145
- altre attività derivanti da contratti con i clienti ⁽¹⁾	(7)		(95)	
- altre passività derivanti da contratti con i clienti ⁽¹⁾	(118)		(1)	
- altre attività e passività	(1.028)	(13)	965	(94)
Accantonamenti ai fondi	(199)		398	
Utilizzo fondi	(515)		(625)	
Interessi attivi e altri proventi finanziari incassati	810	31	684	49
Interessi passivi e altri oneri finanziari pagati	(1.859)	(29)	(1.767)	(15)
(Proventi)/oneri netti da valutazione commodity	(122)		55	
Imposte pagate	(891)		(589)	
(Plusvalenze)/Minusvalenze	4		(215)	
Cash flow da attività operativa (A)	2.042		4.619	
Investimenti in attività materiali non correnti	(3.466)		(3.503)	
Investimenti in attività immateriali	(361)		(461)	
Investimenti in attività derivanti da contratti con i clienti non correnti	(310)		(207)	
Investimenti in imprese (o rami di imprese) al netto delle disponibilità liquide e mezzi equivalenti acquisiti	(7)		(249)	
Dismissione di imprese (o rami di imprese) al netto delle disponibilità liquide e mezzi equivalenti ceduti	88		454	
(Incremento)/Decremento di altre attività d'investimento	(63)		(46)	
Cash flow da attività di investimento/disinvestimento (B)	(4.119)		(4.012)	
Nuove emissioni di debiti finanziari a lungo termine	1.884		3.824	
Rimborsi di debiti finanziari ⁽¹⁾	(1.941)		(2.917)	
Altre variazioni dell'indebitamento finanziario netto ⁽¹⁾	2.953	(45)	165	(45)
Incessi da cessione di partecipazioni senza perdita di controllo ⁽¹⁾	0		0	
Pagamenti effettuati per l'acquisizione di partecipazioni senza modifica del controllo e altre operazioni con non controlling interest ⁽¹⁾	(973)		(449)	
Oneri accessori alla cessione di quote azionarie senza perdita di controllo	0		0	
Vendite/(Acquisto) azioni proprie	0		0	
Dividendi e acconti sui dividendi pagati	(2.629)		(2.174)	
Cash flow da attività di finanziamento (C)	(706)		(1.551)	
Effetto variazione cambi su disponibilità liquide e mezzi equivalenti (D)	(374)		31	
Incremento/(Decremento) disponibilità liquide e mezzi equivalenti (A+B+C+D)	(3.157)		(913)	
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti all'inizio dell'esercizio ⁽²⁾	9.080		6.714	
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti alla fine dell'esercizio ⁽³⁾	5.923		5.801	



- (1) Ai fini di una migliore esposizione tali voci sono state ulteriormente dettagliate rispetto a quanto fatto in passato ed è stato quindi necessario, per garantire l'omogeneità e la comparabilità dei dati con l'esercizio precedente, riclassificare i dati riferiti al 2019.
- (2) Di cui "Disponibilità liquide e mezzi equivalenti" per 9.029 milioni di euro al 1° gennaio 2020 (6.630 milioni di euro al 1° gennaio 2019), "Titoli a breve" pari a 51 milioni di euro al 1° gennaio 2020 (63 milioni di euro al 1° gennaio 2019) e "Disponibilità liquide e mezzi equivalenti" delle "Attività possedute per la vendita" pari a 21 milioni di euro al 1° gennaio 2019.
- (3) Di cui "Disponibilità liquide e mezzi equivalenti" per 5.840 milioni di euro al 30 giugno 2020 (5.747 milioni di euro al 30 giugno 2019), "Titoli a breve" pari a 83 milioni di euro al 30 giugno 2020 (54 milioni di euro al 30 giugno 2019).