



Bilancio  
di esercizio  
al 31 dicembre  
2019



**TIRRENO  
POWER**

Tirreno Power Spa

Sede legale: Roma, Via Barberini 47

Capitale Sociale Euro 60.516.142,00 interamente versato

P.I. - C.F. e Registro delle Imprese di Roma n. 07242841000

R.E.A. n. 1019536

Sede amministrativa e Centrale Napoli: Napoli, Stradone Vigliena 39

Centrale Torrevaldaliga: Civitavecchia (Roma), Via Aurelia 2

Centrale Vado Ligure: Quiliano (Savona), Via A. Diaz 128

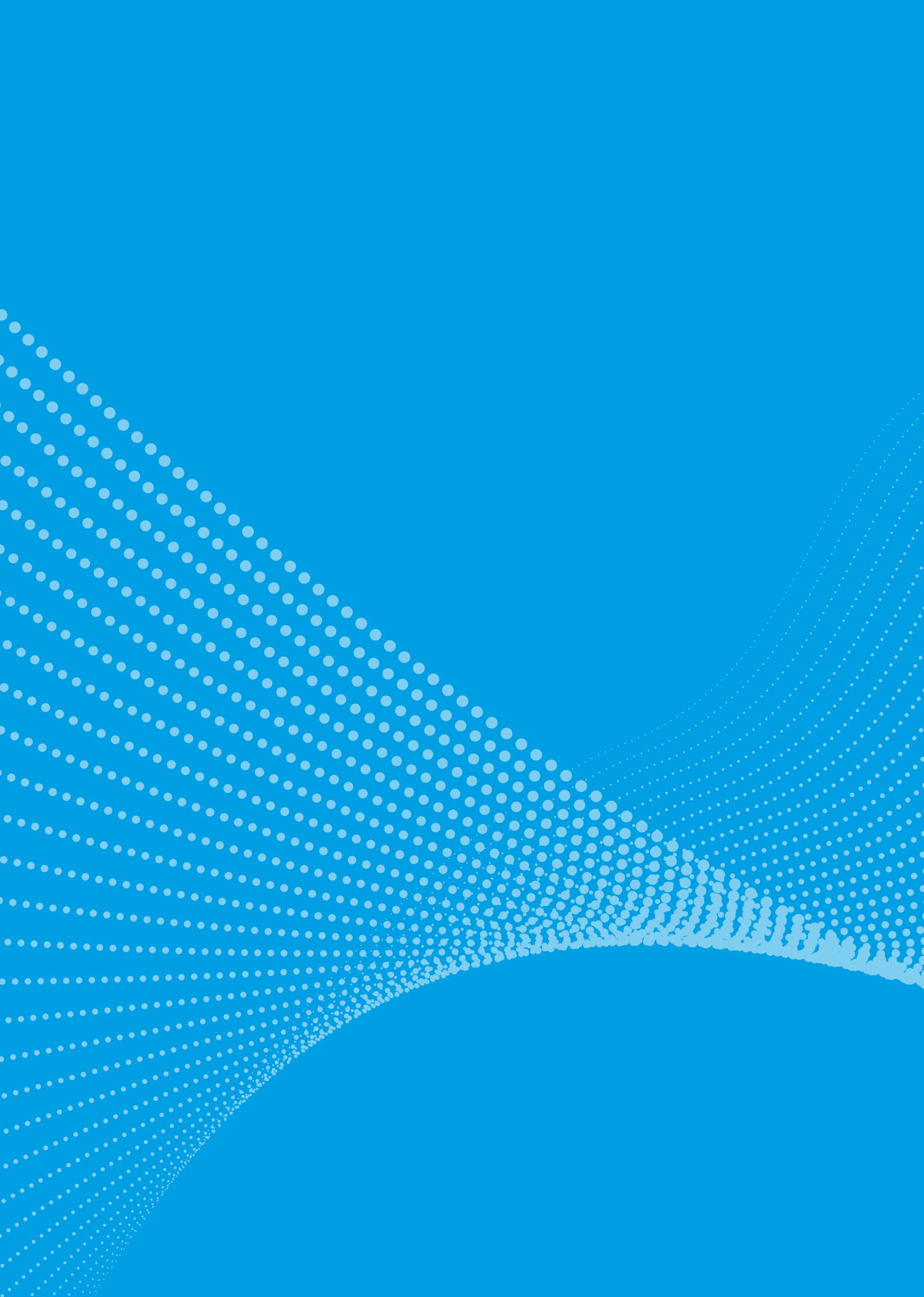
Settore Fonti Rinnovabili: Genova, Corso Torino 1

Bilancio  
di esercizio  
al 31 dicembre  
2019



# INDICE

Relazione sulla gestione	7
Introduzione	9
Focus sui risultati	10
Scenario di mercato	16
Quadro normativo e regolatorio	18
Scenario di produzione	25
Politica Ambientale e Sicurezza	26
Investimenti e demolizioni	29
Risorse umane e organizzazione	30
Andamento della gestione dell'esercizio	35
Bilancio energia	36
Conto Economico riclassificato	37
Analisi della struttura patrimoniale	43
Attività di Ricerca e Sviluppo	45
Azioni proprie ed azioni della controllante	45
Rapporti con imprese controllate, collegate, controllanti ed imprese sottoposte al controllo di queste ultime	45
Rischi Finanziari, Rischi di Mercato ed Altri Rischi	45
Prevedibile evoluzione della gestione	46
Fatti di rilievo avvenuti dopo la chiusura del periodo	48
Proposte Del Consiglio Di Amministrazione	49
Prospetti di Bilancio	51
Stato Patrimoniale	53
Conto Economico	54
Note Esplicative	59
Dichiarazione di conformità	61
Principi contabili e criteri di valutazione	62
Tipologia dei rischi e gestione dell'attività di copertura	74
Note alle poste dello Stato Patrimoniale	79
Attivo	79
Passivo	86
Impegni e garanzie	93
Note alle poste del Conto Economico	95





Relazione  
sulla  
gestione



## Introduzione

---

### ASSETTO PROPRIETARIO

La Società al 31 dicembre 2019 è partecipata pariteticamente da Energia Italiana S.p.A. e Engie Italia S.p.A.



---

### ORGANI SOCIALI

CONSIGLIO DI AMMINISTRAZIONE	
<i>Presidente</i>	Giuseppe Gatti
<i>Amministratori</i>	Alberto Bigi Giovanni Chiura Aldo Chiarini Angelica Orlando Jurgen Fryges Antonio Cardani * Roberto Garbati *
COLLEGIO SINDACALE	
<i>Presidente</i>	Riccardo Zingales
<i>Sindaci</i>	Gianluca Marini Maurizio Lauri
<i>Sindaci supplenti</i>	Hinna Danesi Goffredo Panagia Giuseppe
SOCIETÀ DI REVISIONE	
	EY SpA

\**Consiglieri indipendenti, come previsto dallo Statuto della Società*

## Focus sui risultati

Il risultato del 2019 è in significativo miglioramento rispetto allo scorso anno. La Società ha conseguito un risultato netto pari ad euro 167.099 migliaia ed il Margine Operativo Lordo risulta pari ad euro 213.180 migliaia, a fronte degli euro 136.344 migliaia realizzato nel 2018; a livello operativo, il risultato conseguito, che nel bilancio al 31 dicembre 2018 era pari ad euro 60.845 migliaia, è anch'esso in crescita facendo registrare al 31 dicembre 2019 un valore pari a euro 155.641 migliaia. Tali risultati sono imputabili alle opportunità colte sul Mercato nelle fasce orarie più remunerative e soprattutto agli ottimi risultati conseguiti sul Mercato dei Servizi di Dispacciamento (MSD), nonostante uno scenario di mercato sostanzialmente stabile e l'incremento del costo dei diritti di emissione CO<sub>2</sub>, rendendo gli impianti a gas più competitivi rispetto a quelli a carbone.

Nel corso del 2019 Tirreno Power ha deciso di entrare in un processo di rating pubblico con l'agenzia Cerved Rating Agency, che elabora e monitora rating emessi ai sensi del Regolamento (EC) 1060/2009 e successive modifiche e integrazioni; tali rating sono un'opinione sul merito di credito ed esprime in sintesi la capacità del soggetto valutato di far fronte puntualmente alle proprie obbligazioni.

Cerved Rating Agency, a novembre 2019 sui dati del Bilancio intermedio al 30 giugno 2019, ha assegnato a Tirreno Power S.p.A. il rating pubblico B1.2.

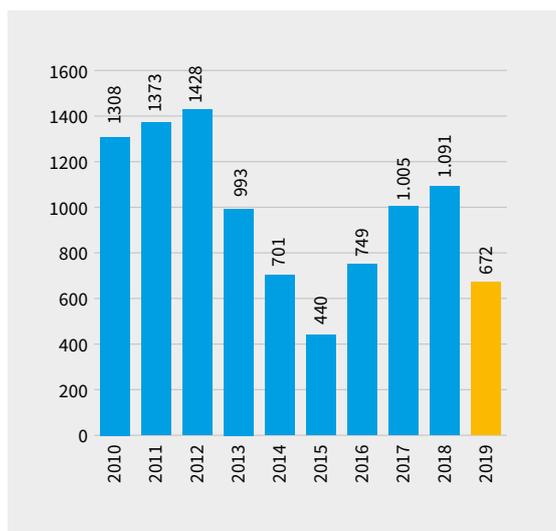
Allo scopo di illustrare i risultati economici e di analizzarne la struttura patrimoniale e finanziaria, le tabelle che seguono riportano alcuni "Indicatori alternativi di performance" che il management ritiene maggiormente rappresentativi dei risultati economici e finanziari e che sono contenuti in schemi riclassificati diversi da quelli previsti dai principi contabili internazionali adottati. Nel paragrafo "Andamento della gestione dell'esercizio" si forniscono i criteri utilizzati per la costruzione di tali indicatori. I dati, laddove non diversamente specificato, sono desumibili direttamente dai prospetti di bilancio.

## SINTESI DELL'ANDAMENTO DELLA SOCIETÀ

	31.12.2019	31.12.2018	VARIAZIONE %
<b>Dati economici</b> (milioni di euro)			
Ricavi totali	672,0	1.090,7	-38,4%
• di cui ricavi da vendita di energia	665,2	1.086,5	-38,8%
Margine Operativo Lordo	213,2	136,3	56,4%
EBITDA (include derivati su commodity)	210,1	133,2	57,8%
Risultato operativo	155,6	60,8	155,8%
Risultato netto del periodo	167,1	40,2	315,7%
<b>Dati patrimoniali e finanziari</b> (milioni di euro)			
Investimenti in immobilizzazioni	24,5	13,5	81,3%
Flusso monetario da attività di esercizio	164,7	66,5	147,5%
Patrimonio netto	393,4	226,3	73,9%
Capitale investito netto	697,9	670,6	4,1%
Indebitamento Finanziario Netto	304,5	444,3	-31,5%
Debt/Equity	0,8	2,0	-60,6%
<b>Dati operativi</b>			
Energia venduta (GWh)	8.240	14.601	-43,6%
Energia immessa (GWh)	5.197	5.915	-12,1%
Consistenza media (unità)	231,9	236,4	-1,9%
<b>Indicatori economico/finanziari</b>			
Ricavo unitario da vendita energia (€/MWh)	80,7	74,4	8,5%
ROS (Return on Sales)	23,2%	5,6%	315,2%
ROI (Return on Investment)	22,7%	9,0%	153,0%
<b>Indicatori di mercato</b> (medie annuali)			
Prezzo del greggio Brent (\$/bll) (fonte "Platt's")	64,30	71,04	-9,5%
Cambio dollaro USA per euro (fonte UIC)	1,120	1,181	-5,2%
Euribor 1mese @ 365 media (fonte Il Sole 24 Ore)	-0,401%	-0,370%	8,3%

Di seguito l'andamento dei principali indicatori di risultato degli ultimi 10 anni:

### Ricavi



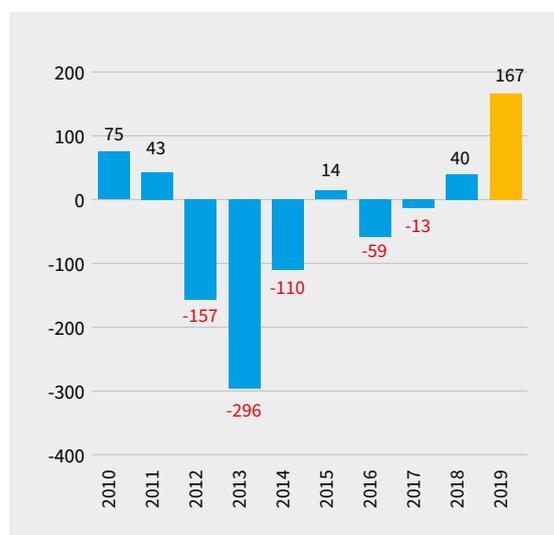
### Margine operativo lordo



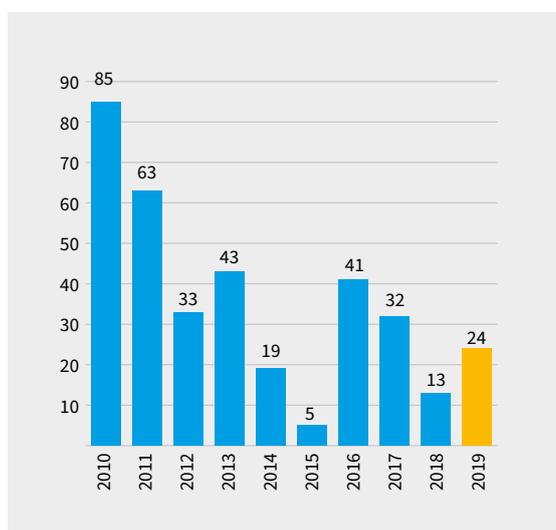
### Risultato operativo



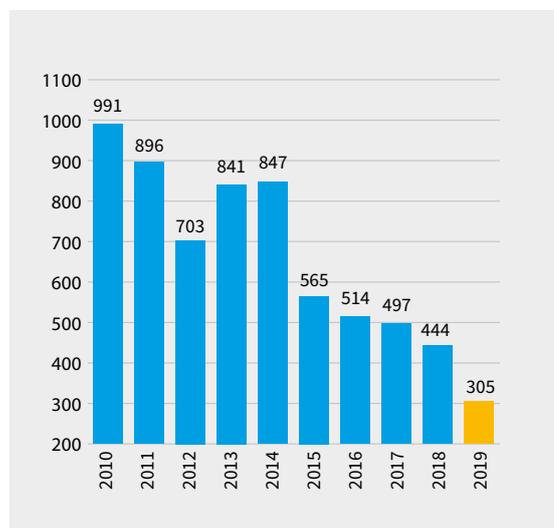
### Risultato netto



### Investimenti



### Indebitamento finanziario netto



## STRUTTURA OPERATIVA

La Società è attiva nella produzione e commercializzazione di energia elettrica attraverso la gestione in Italia di alcune centrali termoelettriche e da fonti rinnovabili localizzate sulla dorsale tirrenica. Nella tabella che segue sono riepilogate le principali caratteristiche di tali impianti:

POTENZA LORDA DI RIFERIMENTO IN ESERCIZIO COMMERCIALE (MW)		
UNITÀ PRODUTTIVE	AL 31/12/2019	REGIONE
Centrale di Vado Ligure	793	Liguria
Centrale di Torrevaldaliga	1.176	Lazio
Centrale di Napoli	401	Campania
<b>Totale Termoelettrico</b>	<b>2.370</b>	
<b>Totale Fonti Rinnovabili</b>	<b>75</b>	Principalmente Liguria
<b>Totale</b>	<b>2.445</b>	

Con i suoi impianti produttivi la Società è in grado di produrre energia elettrica con elevata flessibilità e competitività:

- i gruppi di produzione termoelettrici sono costituiti da 4 cicli combinati alimentati a gas;
- le fonti rinnovabili comprendono 18 centrali idroelettriche (equamente suddivise tra le tipologie “ad acqua fluente” e “di regolazione”) dislocate lungo l'intero arco dell'Appennino ligure.

Come già segnalato nei precedenti bilanci, in data 6 giugno 2016, il Consiglio di Amministrazione della Società aveva ritenuto che non vi fossero le condizioni per poter prevedere in futuro la rimessa in servizio dei gruppi 3 e 4 a carbone della centrale di Vado Ligure, per la potenza lorda di riferimento pari a 660 MW, che erano già fuori produzione in quanto oggetto di un provvedimento di sequestro disposto dal Tribunale di Savona a far data dal mese di marzo 2014.

Tirreno Power - consapevole che la cessazione definitiva dell'attività degli impianti a carbone a Vado Ligure priva il territorio di una delle più importanti realtà industriali e occupazionali - ha avviato un'iniziativa di reindustrializzazione del sito, volto a favorire l'insediamento di nuove aziende con l'obiettivo di contribuire alla ricerca di soluzioni che possano offrire un futuro occupazionale ai lavoratori e una prospettiva di sviluppo al territorio.

Dopo aver segmentato le aree funzionali all'esercizio dell'impianto a gas, l'iniziativa ha messo a disposizione circa 30 ettari di superficie, inizialmente suddivise in cinque lotti.

La Società Vernazza Autogru nel mese di agosto 2018 ha formalizzato l'interesse di acquisire - in un'unica soluzione - un'area di circa 27 ettari per un importo a corpo pari a circa 3 milioni di euro con formula “visto e piaciuto”, secondo la quale Vernazza Autogru acquisirà le aree tal quali, assumendo in proprio anche l'onere di farsi carico di tutte le demolizioni necessarie in base ad un cronoprogramma concordato tra le parti. In assenza di tale adempimento, la Società potrà procedere in danno all'esecuzione delle stesse.

Le Parti hanno poi concordato un percorso di cessione delle aree, le cui tappe principali sono state: la firma della Proposta di Acquisto vincolante avvenuta a Roma l'8 agosto 2018 e, successivamente, la firma del Contratto Preliminare di vendita, in data 12 ottobre 2018, con contestuale incasso delle caparre concordate.

In data 6 marzo 2020 è stato sottoscritto l'atto finale di vendita. Le Parti, a modifica delle obbligazioni assunte nel predetto contratto preliminare, hanno convenuto che Tirreno Power sia esonerata dall'obbligazione avente ad oggetto la regolarizzazione dei due rii denominati Rio Tovi e Rio Tana che attraversano l'area oggetto di vendita, regolarizzazione che verrà pertanto effettuata a cura e spese dell'Acquirente. Per effetto di quanto sopra, le parti hanno convenuto che il prezzo di vendita sia ridotto a circa euro 2,7 milioni.

Nel mese di gennaio 2019, la Società Vernazza Autogrù ha poi presentato una ulteriore proposta di acquisto integrativa a quella di cui sopra, per l'acquisto anche delle aree (circa 2 ettari) sulle quali insistono manufatti ed opere murarie; l'offerta è subordinata a condizioni sospensive. In data 17 dicembre 2019, a seguito dell'avveramento delle condizioni sospensive Tirreno Power e Vernazza Autogrù hanno stipulato il contratto definitivo di compravendita delle aree, oggetto della proposta integrativa, al prezzo pattuito di euro 100 migliaia sempre con formula del "visto e piaciuto" ossia con gli oneri di smantellamento a carico dell'acquirente. Sempre in tema di reindustrializzazione del sito di Vado Ligure, si segnalano i seguenti eventi:

1. Nel mese di aprile 2019, nell'ambito della Convenzione Quadro in essere tra Tirreno Power e l'Università di Genova, è stato siglato con il DIME – Dipartimento di ingegneria meccanica, energetica, gestionale e dei trasporti – Facoltà di Ingegneria, l'Accordo Attuativo per realizzare un laboratorio di ricerca e avviare attività didattiche e formative nei settori di energia, impiantistica industriale e monitoraggio dei processi produttivi, all'interno degli spazi messi a disposizione dall'Azienda.
2. Nell'ambito del progetto di reindustrializzazione, in data 02.12.2019 la società Autoliguria ha presentato a Tirreno Power una proposta d'acquisto irrevocabile per un lotto esterno al perimetro della Centrale di Vado Ligure avente una superficie di circa 18.300 mq composto da 12.739 mq liberi e pronti per la vendita e 5.560 mq disponibili ad essere oggetto di comodato d'uso gratuito. Tale proposta, pari a euro 712.000 con formula visto e piaciuto, è stata accettata dal CdA e l'acquirente ha versato una caparra confirmatoria pari a euro 100.000 con l'accordo di sottoscrivere il Contratto Definitivo di Compravendita entro 90 giorni dal 16 dicembre 2019, data di accettazione della proposta irrevocabile.

---

#### **INFORMATIVA IN MERITO AL PROCEDIMENTO PENALE SITO DI VADO LIGURE**

Si rammenta che nel 2013 è stato avviato un procedimento penale dalla Procura della Repubblica di Savona per disastro ambientale che oggi vede indagati soggetti apicali e dipendenti di Tirreno Power per i reati di cui agli artt. 434 comma 2 e 449 c.p.. In data 15 novembre 2018 è stata notificata a Tirreno Power un ordine di citazione quale responsabile civile nel procedimento penale. Di seguito si riportano alcune delle fasi principali relative a tale procedimento:

- In data 11 marzo 2014 il G.I.P. del Tribunale di Savona aveva disposto ed eseguito il sequestro preventivo dei Gruppi a carbone VL3 e VL4.
- In data 18 giugno 2015 Tirreno Power ha avuto notizia dell'avviso di conclusione delle indagini preliminari, ex art. 415 bis c.p.p.. Infatti in data 26 ottobre 2016 i Pubblici Ministeri, hanno depositato presso l'Ufficio del Giudice per l'Udienza Preliminare, richiesta di rinvio a giudizio per 26 imputati con i capi di accusa di disastro colposo ex artt. 434 comma 2 e 449 c.p.. Rispetto al precedente avviso di conclusione delle indagini preliminari, notificato il 17 giugno 2015, inter alia, viene stralciato il capo di imputazione di omicidio colposo plurimo, con la formazione di un nuovo procedimento al N. 1753/16- 21 R.G.N.R.. Per tale ultimo procedimento, in data 27 ottobre 2018, il GIP ha disposto l'archiviazione ex art. 409 c.p.p.
- In data 28 gennaio 2017 il GIP del Tribunale di Roma ha emesso decreto di archiviazione ex artt. 409 e 410 c.p.p., in accoglimento della richiesta del Pubblico Ministero presso il Tribunale di Roma, in relazione al reato di abuso di ufficio contestato nell'avviso di chiusura indagini preliminari del 20 luglio 2016 a vertici istituzionali e tecnici della regione Liguria, della Provincia di Savona e dei Comuni interessati, nonché nei confronti di un dirigente di Tirreno Power, abuso asseritamente commesso ai fini dell'ottenimento dell'AIA per gli impianti a carbone VL3 e VL4.

- Nell'udienza preliminare del 25 gennaio 2018 il GUP ha ammesso come Parti Civili nel processo le Associazioni Ambientaliste (Medicina Democratica-Movimento per la Salute, Greenpeace Onlus, Associazione Uniti per la Salute, Legambiente Associazione Onlus, Associazione WWF-O.N.G. Onlus, Associazione A.N.P.A.N.A) che avevano depositato la loro costituzione il 26 ottobre 2017 ed il Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare (in seguito anche MATTM), costituitosi il 30 novembre 2017, mentre ha escluso la costituzione di tre privati cittadini il cui atto di costituzione è stato depositato il 25 gennaio 2018.
- In data 15 novembre 2018 è stata notificata a Tirreno Power l'ordine di citazione quale responsabile civile nel procedimento penale n. 5917/13. Tale provvedimento del GUP accoglie la richiesta del MATTM di citazione del responsabile civile del 2 luglio 2018. Con tale citazione Tirreno Power è quindi chiamata, indipendentemente dalla propria costituzione nel processo, in caso di condanna con sentenza definitiva, a rispondere in solido con gli imputati dei danni cagionati alle parti civili quale effetto delle condotte di disastro colposo (ambientale e sanitario) loro imputate. Successivamente, con atto del 21 novembre 2018, depositato in Tribunale in data 18 dicembre 2018, Tirreno Power si è costituita come responsabile civile nel processo al fine di esercitare i propri diritti difensivi nel processo penale e contrastare gli effetti che l'eventuale sentenza di condanna produrrebbero nel separato processo civile ai sensi degli artt. 651 e ss. c.p.p. Si precisa che, la Procura non ha contestato nessuno dei reati presupposto previsti dal D. Lgs. 231/2001, pertanto nessuna sanzione pecuniaria e interdittiva può essere irrogata a carico di Tirreno Power, sulla base dell'attuale accusa.
- Nell'udienza dell'11 dicembre 2018, il Giudice, accertato il mancato perfezionamento della notifica di un decreto di rinvio a giudizio ne ha quindi disposto la rinnovazione, con rinvio del processo al 31.01.2019. Nella medesima udienza alcuni difensori presenti in aula hanno preannunciato e successivamente formalizzato la costituzione di nuove parti civili, segnatamente, le associazioni ADOC (Associazione difesa orientamento consumatori), Art. 32, Codacons, il Ministero della Salute, oltre a 48 persone fisiche. Al momento hanno presentato richiesta risarcitoria: Associazione Uniti per la Salute per una somma non inferiore ad euro 120 migliaia, Cittadinanza Attiva per una somma non inferiore ad euro 50 migliaia, Medicina Democratica per una somma non inferiore ad euro 250 migliaia e le 48 persone fisiche per una somma complessiva non inferiore a euro 1.160 migliaia. Si precisa che gli atti di citazione pervenuti dal MATTM e dal Ministero della Salute contengono non l'indicazione di una specifica richiesta risarcitoria, quanto una riserva di quantificazione del danno da definire all'esito della discussione delle parti civili.

Il procedimento si trova attualmente nella fase dell'istruttoria dibattimentale. In particolare, nel corso delle dodici udienze tenutesi nel corso dell'anno 2019 e nei primi mesi del 2020, sono state escuse le prove testimoniali dei testi indicati nella relativa lista presentata dal Pubblico Ministero, ad eccezione dei consulenti tecnici, ed è iniziato l'esame dei testi delle parti civili. Sono state calendarizzate per il proseguimento dell'istruttoria altre sette udienze fino a luglio 2020.

Ad oggi, tenuto conto anche del parere dei consulenti legali che assistono la Società, poiché l'istruttoria non ha ancora affrontato i temi tecnici rilevanti ai fini dell'imputazione e non si è ancora giunti all'esito della discussione delle parti civili, il rischio di soccombenza deve ritenersi possibile e non sono prevedibili le conseguenze risarcitorie a carico della Società derivanti dal pendente procedimento penale.

## Scenario di mercato

### I MERCATI DEI PRODOTTI ENERGETICI

Nel 2019 quasi tutte le commodity energetiche, ad eccezione della CO<sub>2</sub>, hanno segnato decrementi di valore, registrando una media inferiore al 2018.

Il prezzo del petrolio greggio Brent (ARA Spot Average) ha fatto registrare una diminuzione rispetto al 2018, passando dai 71.04 \$/barile del 2018 ai 64.30 \$/barile del 2019, con un massimo di 71.26 \$/barile raggiunto ad aprile (fonte: "Platt's Crude Oil Marketwire").

Il prezzo medio del carbone ha registrato un decremento rispetto al 2018 passando dai 91.94 \$/ton ai 60.99 \$/ton del 2019 (fonte: "Argus" indice API#2 Northwest Europe Cif ARA).

Il prezzo medio del gas naturale ha registrato una diminuzione rispetto al 2018 passando dai 24.18 €/MWh ai 16.04 €/MWh del 2019 (fonte: "Heren" indice PSV).

Il prezzo medio della CO<sub>2</sub> ha invece registrato un aumento rispetto al 2018 passando dai 15.91 €/ton ai 24.90 €/ton del 2019 (fonte: "ICE" indice EUA Futures).

Il cambio medio del dollaro statunitense rispetto all'euro nel corso del 2019 è stato pari a 1.11960 €/€, in diminuzione (-5.2%) rispetto a quello del 2018 pari a 1.18149 €/€ (fonte: Ufficio Italiano Cambi).

### PRODUZIONE E DOMANDA DI ENERGIA ELETTRICA IN ITALIA

Nel 2019 il valore cumulato della produzione netta (283.9 TWh) risulta in aumento (+1.4%) rispetto al 2018 mentre il valore della richiesta di energia elettrica (319.6 TWh) fa segnare un decremento dello 0.6% rispetto al 2018.

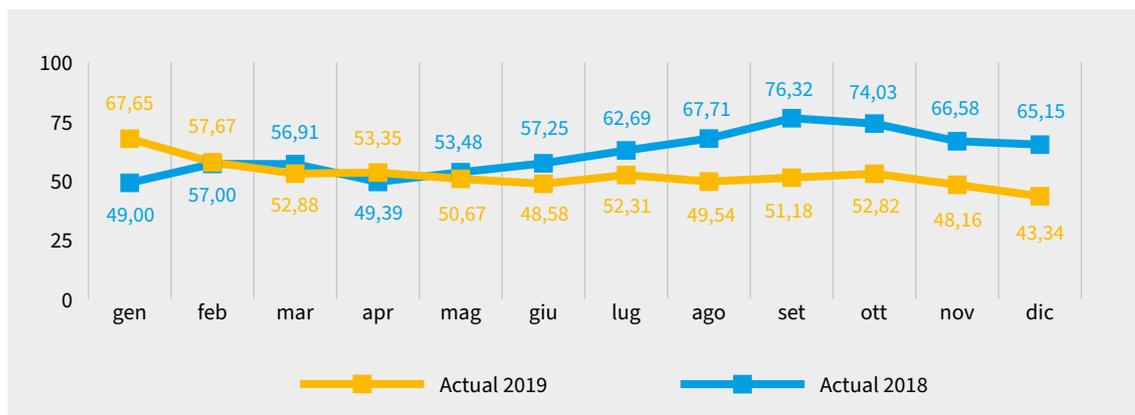
Da segnalare la diminuzione della produzione idroelettrica (-3.0 TWh pari a -5.9%) e l'aumento del pompaggio (+0.01 TWh pari a +4.3%); diminuisce di 5.7 TWh (-13.1%) il saldo estero, mentre l'eolico (+2.5 TWh pari a +14.3%), la produzione da fotovoltaico (+2.1 TWh pari a +9.3%) ed il termoelettrico (+2.5 TWh pari a +1.3%) registrano un aumento.

(fonte: Terna - Rapporto mensile sul sistema elettrico - consuntivo dicembre 2019).

### ANDAMENTO DEI PREZZI DI VENDITA ENERGIA

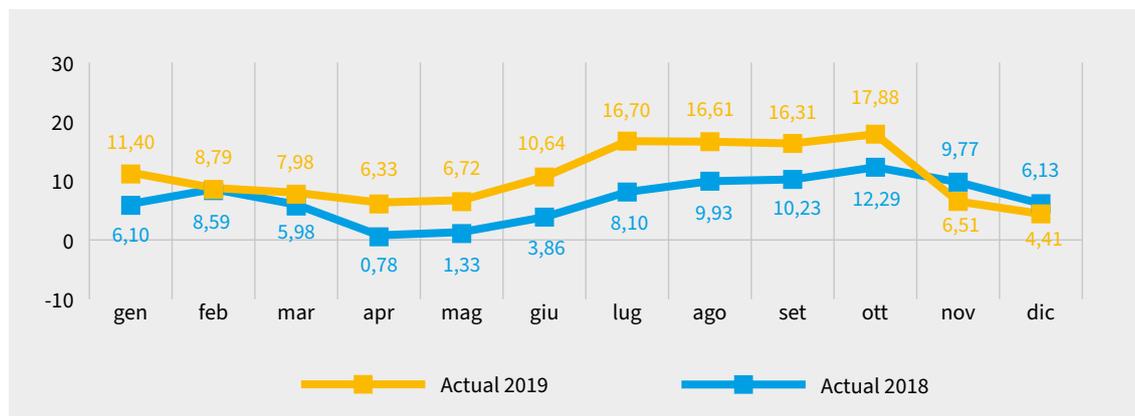
Nel 2019 il prezzo medio aritmetico dell'energia in Borsa (PUN) è stato pari a 52.35 €/MWh, in diminuzione del 12% rispetto al prezzo di 61.29 €/MWh registrato nel 2018 (fonte: GME).

#### Prezzo Unico Nazionale - PUN (€/MWh)



Il minor costo del gas, nonostante l'aumento del prezzo della CO2, ha determinato un Clean Spark Spread mensile generalmente superiore al 2018 (+3.93 €/MWh medi).

### Clean Spark Spread Formula (€/MWh)



Il Clean Spark Spread rappresenta il margine della vendita di energia elettrica comprensivo dei costi dei costi variabili (gas e CO2)

La presenza di una consistente potenza installata di fotovoltaico, pari a 17,8 GW (fonte: GSE-ATLASOLE), contribuisce a creare una compressione del prezzo nelle ore centrali; il profilo orario del prezzo ha un andamento medio che presenta un primo picco tra l'ora 8 e la 11 e un secondo picco più evidente tra l'ora 18 e la 22.

## Quadro normativo e regolatorio

Nelle note seguenti si riportano i principali eventi normativi e regolatori del 2019 che hanno effetti sui mercati di riferimento di Tirreno Power.

---

### NORME EUROPEE RELATIVE AL SISTEMA ELETTRICO

Sono in corso di attuazione alcuni regolamenti europei relativi al sistema elettrico, soprattutto per quanto riguarda il suo bilanciamento. In particolare, si tratta del regolamento europeo sul bilanciamento elettrico (Balancing Guidelines), che prevede l'armonizzazione dei mercati di bilanciamento europei con la definizione di regole comuni per la condivisione di risorse di dispacciamento tra i diversi gestori di rete di trasmissione (nuove piattaforme di scambio).

Tali norme e i loro sviluppi sono recepite nei recenti documenti pubblicati da ARERA e da parte di Terna nell'ambito della riforma che stanno conducendo per quanto riguarda il bilanciamento elettrico (cfr. note successive).

Nel 2019, il Consiglio Europeo ha approvato in via definitiva gli ultimi quattro atti legislativi degli otto che compongono il "Clean Energy Package", ovvero il pacchetto «Energia pulita per tutti gli europei» lanciato nel novembre del 2016 dalla Commissione. Il Consiglio, in particolare, ha approvato il nuovo Regolamento e la nuova direttiva sul mercato elettrico e i regolamenti sulla preparazione ai rischi nel settore elettrico e sull'agenzia per la cooperazione tra i regolatori (ACER). Le approvazioni si aggiungono a quelle, già intervenute in precedenza, del regolamento sulla governance dell'Unione dell'energia e delle direttive su efficienza, rinnovabili e prestazione energetica degli edifici.

L'adozione dei quattro testi costituisce l'ultima fase del processo legislativo. Gli atti sono entrati in vigore il 4 luglio. Tra i testi approvati, il nuovo quadro normativo per il mercato dell'energia elettrica conferisce maggiori diritti ai consumatori e ne agevola la partecipazione al mercato come clienti attivi, introduce nuove norme in materia di scambi e responsabilità del bilanciamento che consentiranno al sistema di adattarsi alla generazione variabile di energia da fonti rinnovabili, istituisce un nuovo quadro dei meccanismi di capacità con un limite di emissione di 550 gr di CO<sub>2</sub> di origine fossile per kWh di energia elettrica.

Il nuovo Regolamento sull'ACER, invece, aggiorna il ruolo e il funzionamento dell'Agenzia, riformando i compiti e le competenze del direttore e del comitato dei regolatori. Viene rafforzato anche il ruolo di supporto da essa svolto nella supervisione normativa delle entità europee che operano nel settore dell'energia.

---

### POLITICA ENERGETICA: LA STRATEGIA ENERGETICA NAZIONALE E IL PIANO NAZIONALE INTEGRATO PER L'ENERGIA E IL CLIMA

A fine 2017, il Governo Italiano ha pubblicato il documento di Strategia Energetica Nazionale (SEN) che definiva le linee di sviluppo nazionali in materia di energia, aggiornando il primo documento di SEN pubblicato nel 2013.

Come da indirizzi internazionali, la SEN è stata superata dallo schema di Piano Nazionale Integrato Energia e Clima (c.d. PNIEC) che definisce lo scenario e il programma del Governo in materia di politica energetica con orizzonte 2030. Il Piano è stato inviato preliminarmente alla Commissione Europea nel dicembre 2018 (come previsto dal Clean Energy Package).

Per il settore della generazione elettrica, lo schema del Piano prevede:

- potenziali criticità in termini di adeguatezza per il sistema nazionale a partire dal 2025, data del confermato phase-out del carbone (lo scenario alla base del documento prevede che, a quella data, potrebbe essere superata la soglia di adeguatezza calcolata in base ai livelli di domanda e risorse disponibili compreso l'import);
- l'avvio previsto del capacity market nel 2019 dopo una fase di notifica presso la Commissione Europea per integrare alcuni meccanismi di Emission Performance Standard (EPS).

A gennaio 2020, a seguito di un processo di consultazione svoltosi nel corso del 2019, la versione definitiva del PNIEC è stata inviata alla Commissione Europea in attuazione del Regolamento (UE) 2018/1999, completando così il percorso avviato nel dicembre 2018.

---

## **EVOLUZIONE NORMATIVA DEL MERCATO ELETTRICO ALL'INGROSSO**

### **L'AVVIO DEL CAPACITY MARKET**

Durante il 2017, il nuovo meccanismo per la remunerazione della capacità produttiva elettrica (già previsto dalla delibera ARERA ARG/elt 98/11) è stato formalmente notificato dal Ministero dello Sviluppo Economico (di seguito MiSE), con il coinvolgimento dell'Autorità, presso la DG Competition della Commissione Europea. Nel febbraio 2018, la Commissione ha approvato per 10 anni il meccanismo italiano (e quello di altri 5 paesi) ritenendolo necessario per l'adeguatezza e la sicurezza del sistema. La decisione (pubblicata a metà aprile 2018), tra le tante indicazioni, ha imposto al nostro Paese di prevedere la partecipazione al meccanismo della capacità estera e della domanda. Ha inoltre fornito indicazioni per i range dei cap al prezzo per le offerte in asta (espressi in MW/anno): 25k€-45k€ per gli impianti esistenti e 75k€-95k€ per gli impianti nuovi entranti.

A valle dell'approvazione, a marzo 2018, Terna ha posto in consultazione un nuovo schema di disciplina che integra le modifiche richieste dalla Commissione e prevede un nuovo regolamento per le manutenzioni programmate degli impianti, per le garanzie e per il calcolo della capacità disponibile in probabilità (CDP) nonché nuovi regolamenti per la partecipazione di unità di consumo e risorse estere.

Successivamente, sempre in adeguamento e recepimento della decisione della Commissione Europea, l'ARERA ha pubblicato la delibera 261/2018/R/eel che aggiorna la delibera istitutiva del capacity market (ARG/elt 98/2011). La delibera recepisce sia gli indirizzi della Commissione, sia quelli del Ministero e integra la disciplina anche in base alle consultazioni avvenute durante il 2017 (713/2016/R/eel e 592/2017/R/eel). Nello specifico, la delibera prevede: l'avvio della fase di prima attuazione con la possibilità di stabilire periodi di pianificazione anche inferiori all'anno, l'abolizione del premio minimo riconoscibile alla capacità esistente, l'introduzione della soglia minima di investimento richiesto dalla Commissione per i nuovi entranti, l'apertura del mercato della capacità alla partecipazione attiva della domanda, della generazione rinnovabile non programmabile e delle risorse estere.

A marzo 2019, come previsto dal PNIEC, il MiSE ha notificato alla DG Competition della Commissione Europea alcune modifiche allo schema di mercato della capacità con riferimento ai requisiti ambientali e autorizzativi per la partecipazione alle aste. Lo scorso 14 giugno 2019, la Commissione ha autorizzato le citate modifiche, ritenendole compatibili con le norme comunitarie sugli aiuti di Stato.

Con Decreto Ministeriale 28 giugno 2019, il MiSE ha formalmente dato avvio al meccanismo approvando una nuova versione della disciplina che recepisce i limiti emissivi notificati e approvati dalla Commissione. Il Decreto ha stabilito lo svolgimento di aste entro il 2019 con consegna prevista nel 2022 e 2023.

A settembre, con la delibera 363/2019/R/eel, l'ARERA ha definito i parametri economici delle aste stabilendo che il valore massimo del premio (cap) riconoscibile alla capacità produttiva nuova fosse pari a 75.000 €/MW/anno e 33.000 €/MW/anno per la capacità esistente. È stato, inoltre, fissato l'importo minimo di investimento pari a 209.000 €/MW e definita la metodologia di determinazione del prezzo di esercizio (strike).

Le aste, per gli anni di consegna 2022 e 2023 si sono tenute nel corso del mese di novembre e Tirreno Power è risultata aggiudicataria di tutta la capacità offerta, pari a 1.875 MW per ciascun anno, al prezzo previsto per la capacità esistente.

Nel corso del 2020, è previsto l'avvio della consultazione per il meccanismo che normerà le aste relative alla consegna dal 2024 in poi.

### **DECRETO LEGGE SEMPLIFICAZIONE - CONCESSIONI IDROELETTRICHE**

Con riferimento alle novità introdotte con il decreto legge 4 dicembre 2018, n. 135, in materia di semplificazione e sostegno allo sviluppo ("Decreto legge Semplificazione"), convertito in legge nel febbraio 2019, si segnala l'introduzione di alcune modifiche al quadro normativo delle concessioni idroelettriche. Le principali modifiche riguardano: (i) la proroga onerosa delle concessioni già scadute fino al 2023, (ii) la regolamentazione della riassegnazione delle concessioni alla loro scadenza; (iii) il regime di indennizzo del concessionario uscente per il trasferimento degli

asset legati alla concessione idroelettrica. Si tratta di norme che fissano una serie di principi di ordine generale e che saranno oggetto di provvedimenti attuativi da parte delle Regioni entro il termine fissato per il 2020 e delle autorità competenti al fine di disciplinare in dettaglio i rinnovi delle concessioni nel rispetto dei principi dettati dalla Costituzione. La Società ha analizzato le possibili conseguenze applicative della riforma, che allo stato, in attesa dei decreti attuativi di cui sopra, non sembra produrre un impatto significativo. Si rammenta che le concessioni idroelettriche attualmente detenute dalla Società che rientrano nell'ambito di applicazione del provvedimento in commento, avranno la loro naturale scadenza nel 2029.

\*\*\*\*\*

**Si riportano di seguito ulteriori eventi normativi e regolatori i cui impatti per la Società, allo stato attuale, non sono stimabili.**

#### **LA RIFORMA DEL DISPACCIAMENTO ELETTRICO E PROGETTI PILOTA DI TERNA**

Con la Delibera 393/2015/R/eel, l'Autorità ha avviato un progetto di riforma complessiva del dispacciamento elettrico (c.d. progetto RDE) nel quale vengono convogliati una serie di procedimenti, alcuni dei quali già avviati da tempo. Il progetto ha una durata di lungo periodo, sia perché non è ancora definitivo il quadro delle regole europee di riferimento, sia perché i tempi di sviluppo di alcuni provvedimenti e la loro attuazione si presentano piuttosto ampi.

In applicazione di tale progetto di riforma l'ARERA, nel corso del 2016, ha emesso una serie di documenti di consultazione finalizzati alla definizione dei soggetti abilitati a fornire risorse nell'ambito del Mercato dei Servizi di Dispacciamento (MSD) e all'aggiornamento delle regole di valorizzazione degli sbilanciamenti.

Nel 2017, è continuato il processo di definizione delle regole attraverso una serie di provvedimenti e consultazioni. Nello specifico, per quanto riguarda la disciplina dell'abilitazione al MSD, a giugno del 2017, con delibera 300/2017/R/eel, l'Autorità ha definito un progetto di prima apertura del mercato alla domanda elettrica, alle unità di produzione non già abilitate e ai sistemi di accumulo. Nell'ambito definito dalla nuova disciplina, Terna ha avviato un progetto pilota che prevede aste per l'approvvigionamento a termine di risorse fornite da unità di consumo (UVAC) per alcuni mesi del 2017 (aste riproposte anche nel 2018) e alcune zone di mercato. Si è data ulteriore applicazione alla delibera, con l'avvio di un progetto pilota che definisce le modalità di abilitazione delle unità di produzione attualmente non abilitate (UVAP con potenza inferiore ai 10 MW).

Nell'ambito del processo menzionato, a marzo 2018, Terna ha pubblicato il Regolamento riguardante il progetto pilota per l'abilitazione di unità di produzione rilevanti (UPR-potenza superiore a 10 MW) non obbligatoriamente abilitate al mercato per i servizi di dispacciamento. A maggio 2018, invece, ha posto in consultazione il progetto pilota per la fornitura del servizio di regolazione primaria della frequenza tramite unità di produzione integrate con sistemi di accumulo (UPI), per favorire lo sviluppo dei progetti di storage elettrico. Infine, a giugno dello stesso anno, è stato posto in consultazione il progetto pilota per l'abilitazione al MSD delle Unità Virtuali Aggregate Miste (UVAM) che racchiudere in un unico aggregato sia le UVAC, sia le UVAP. Il progetto è stato approvato dall'ARERA a settembre 2018 e prevede la possibilità di aggregazione su tutto il territorio nazionale. Le prime aste si sono svolte a dicembre 2018 e la conclusione del progetto è prevista nel 2020.

Inoltre, sempre a dicembre 2018, l'ARERA ha approvato il progetto pilota sulle UPI (cfr. sopra). L'iniziativa prevede l'asservimento di batterie a un'unità produttiva in modo da poter fornire maggiore flessibilità nel rilascio del servizio di Riserva Primaria. Il progetto durerà fino al 20 dicembre 2023 (5 anni dalla pubblicazione del provvedimento per un massimo di 30MW su tutto il territorio nazionale).

Sempre a dicembre 2018, l'ARERA ha approvato il progetto pilota proposto da Terna per la regolazione di tensione nella sola area di Brindisi. Il progetto, mira a risolvere i problemi di rete della zona e ha assegnato, con un contratto di 10 anni, la fornitura della potenza reattiva da sistemi dedicati per 250 MVar di potenza.

Infine, a dicembre 2019, Terna ha pubblicato il documento di consultazione sulla Fast Reserve Unit, un progetto che mira all'approvvigionamento di riserva ultra-rapida principalmente da sistemi di accumulo (idrici o elettrochimici). Il progetto avrà una durata di circa 3/4 anni in cui la capacità che si aggiudicherà la fornitura avrà alcuni obblighi di fornitura in particolari periodi

dell'anno definiti da Terna. L'entrata in funzione degli impianti incentivati dal progetto è attualmente prevista per gennaio 2022.

A fine luglio 2019, è stata pubblicata la consultazione sul Testo Integrato del Dispacciamento Elettrico (TIDE). Il documento mira a definire un nuovo quadro organico di regole per il servizio di dispacciamento elettrico e ha come principali obiettivi:

- la piena integrazione nel sistema elettrico delle fonti rinnovabili, della generazione diffusa, dei sistemi di accumulo, degli aggregatori e dei consumatori (quest'ultimi anche nel ruolo di produttori);
- l'integrazione dei mercati italiani con quelli europei tramite alcuni progetti transnazionali (cfr. sotto).

Tra le norme consultate, figurano anche la possibile separazione tra negoziazioni commerciali e programmazione fisica, la possibile introduzione dei prezzi negativi sui mercati dell'energia, l'ipotesi dell'attuazione del marginal price su MSD, un'ipotesi di sistema nodale per la gestione degli sbilanciamenti, la revisione della segmentazione dei servizi ancillari.

A seguito di questo primo documento, generale e d'inquadramento, sono attese nuove consultazioni già dai primi mesi del 2020. L'obiettivo dichiarato della riforma è l'emanazione di una nuova regolamentazione organica a partire dal 2022.

#### **MODIFICHE AL CODICE DI RETE (CDR) TERNA**

Con delibera 386/2018/R/eel, l'ARERA ha approvato la nuova divisione zonale del mercato elettrico che, a partire dal 2019, elimina i poli limitati di Foggia, Brindisi e Priolo (con l'attribuzione dei relativi punti di dispacciamento nella zona fisica adiacente) e lo spostamento del punto di dispacciamento di Gissi (già nel polo di Foggia) che è stato attribuito alla zona Centro-Sud. Terna, a novembre 2018, ha modificato il Codice di Rete per recepire la nuova configurazione zonale di mercato.

In recepimento del regolamento europeo definito Balancing Code, a giugno 2018, Terna ha consultato modifiche che prevedono l'integrazione di nuovi mercati elettrici a contrattazione continua (sia infragiornalieri, sia di bilanciamento) e la prospettiva di adeguamento degli attuali mercati ad asta sia in termini di orari, sia di prodotti (base della riforma è la necessità di avvicinare il più possibile la chiusura dei mercati con il momento della consegna e di uniformare i prodotti scambiati). Le modifiche prevedono anche l'armonizzazione dei mercati nazionali con i mercati europei del bilanciamento che avverrà anche grazie al progetto TERRE (Trans European Replacement Reserves Exchange), un piano avviato nel 2013 in ambito ENTSO-E per il design, lo sviluppo, l'implementazione e la gestione di una piattaforma per lo scambio di riserva di sostituzione (RR) tra i diversi Paesi.

A ottobre del 2018, con la delibera 535/2018/R/eel, l'ARERA ha parzialmente approvato le modifiche proposte da Terna in recepimento del Balancing Code della UE (progetto X-Bid + TERRE). Inizialmente, Terna aveva dichiarato che il Progetto Terre sarebbe stato avviato entro la fine del 2019, mentre, per il mercato elettrico a contrattazione continua (progetto X-Bid) la data di avvio era già stata posticipata a metà del 2020.

Successivamente, con una lettera di luglio, Terna ha chiesto una proroga per l'avvio della partecipazione alla Piattaforma RR, concesso dall'ARERA con delibera 438/2019/R/EEL. La nuova scadenza è stata fissata al 15 gennaio 2021.

#### **INCENTIVAZIONE DELLE FONTI RINNOVABILI**

Il 31 dicembre 2017 si è concluso il periodo di incentivazione regolato dal Decreto interministeriale 23 giugno 2016 per le fonti rinnovabili diverse dal fotovoltaico.

Per l'avvio del nuovo periodo di incentivazione, a settembre 2018, è stata pubblicata dal Ministero dello Sviluppo Economico la bozza di Decreto. A fine giugno 2019, la Commissione Europea ha approvato tale schema e, nei primi giorni di luglio, il provvedimento è stato firmato dai Ministri dello Sviluppo Economico e dell'Ambiente e inviato alla Corte dei Conti per le sue verifiche. Ad agosto è stato pubblicato il Decreto a cui è seguita la pubblicazione da parte del GSE del regolamento operativo per la partecipazione alle aste. La prima procedura concorsuale del nuovo meccanismo di incentivazione si è svolta lo scorso 30 settembre.

Rispetto al regime precedente, il Decreto prevede alcune novità, tra cui:

- 7 aste technology neutral su base quadrimestrale per impianti >1 MW (eolico+fotovoltaico e idrico+geotermico+gas scarica);

- assegnazione ai vincitori di un incentivo indipendente dal prezzo elettrico (contratto per differenze a due vie), con possibilità di recesso;
- estensione della logica di ribasso di prezzo al sistema di registro (accessibile per impianti <1 MW);
- eliminazione dell'accesso diretto per le piccole iniziative (a parte il caso delle tariffe omnicomprendenti previste per impianti di potenza inferiore ai 100 kW);
- eliminazione del floor al prezzo;
- possibilità di recesso anticipato dal contratto (è prevista una fee);
- possibilità di aggregazione tra soggetti diversi.

---

## EVOLUZIONE NORMATIVA DEL SETTORE GAS

### TARIFFAZIONE DEL SERVIZIO DI TRASPORTO GAS

Ad agosto 2017, l'Autorità ha emanato una delibera (575/2017/R/gas) nella quale è stato confermato, per gli anni 2018-2019, quanto proposto in consultazione in luglio in merito alla ripartizione dei corrispettivi di entry e di exit secondo una proporzione 40:60 (rispetto al precedente modello 50:50).

Lamentandone alcuni vizi tra cui la mancata aderenza ad alcune norme primarie, il provvedimento è stato impugnato presso il TAR Lombardia da Tirreno Power congiuntamente ad altri produttori elettrici (l'udienza di merito si è tenuta a dicembre 2019).

A maggio 2018, l'ARERA, con un documento (182/2018/R/gas) sulla metodologia dei prezzi di riferimento e criteri di allocazione dei costi relativi al servizio di trasporto del gas naturale, ha avviato le consultazioni per il quinto periodo di regolazione (5PRT) nel quale risulta necessario recepire nell'ordinamento tariffario nazionale le disposizioni del Regolamento (UE) n. 460/2017 (Codice TAR).

Dopo una articolata fase di consultazione, l'ARERA ha inviato all'ACER gli esiti del confronto con gli operatori e, nei primi mesi del 2019, ha pubblicato una serie di delibere che definiscono il regolamento finale del periodo. Il 5 PRT è entrato in vigore dal 1° gennaio 2020.

### PIANO DI EMERGENZA GAS

Con deliberazione 612/2018/R/GAS, l'ARERA ha approvato l'eliminazione del prezzo di sbilanciamento che si applicava in caso di attivazione del Piano di Emergenza Gas e delle misure cosiddette "non di mercato" (interventi su domanda e offerta per il riequilibrio del mercato).

L'Autorità ritiene che le situazioni di criticità del sistema gas riscontrate nel precedente anno termico - dovute a condizioni climatiche avverse registrate alla fine dell'inverno in Europa - abbiano fatto emergere potenziali profili di criticità in relazione all'applicazione del prezzo amministrato il quale potrebbe compromettere, in determinate circostanze, l'efficacia delle misure "non di mercato" e il ripristino dell'equilibrio della rete di trasporto nazionale.

Oltre a eliminare il cap, al fine di prevenire possibili effetti pregiudizievoli per la sicurezza del sistema gas, l'ARERA ha stabilito che:

- con successivo provvedimento, definirà i prezzi di attivazione per ciascuna delle misure "non di mercato" di cui al Piano di Emergenza, i quali concorreranno altresì alla definizione del prezzo di sbilanciamento applicato in caso di attivazione delle misure "non di mercato";
- nell'attesa dell'adozione del predetto provvedimento, i prezzi di ciascuna delle misure "non di mercato" previste dal Piano di Emergenza - nonché il prezzo di sbilanciamento di cui al punto precedente - saranno pari a 82,8 €/MW;
- nella medesima deliberazione, l'ARERA ha introdotto ulteriori disposizioni funzionali all'attuazione del Piano di Emergenza relativamente alla capacità di stoccaggio aggiuntiva erogata, in determinate circostanze, dall'impresa maggiore di stoccaggio (prezzo di rilascio del gas).

I provvedimenti attesi non sono ancora stati emanati.

**AVVIO DI UN PROCEDIMENTO PER LA VALUTAZIONE DI POTENZIALI ABUSI NEL MERCATO ELETTRICO ALL'INGROSSO**

Come indicato nei precedenti bilanci, a giugno 2016, con delibera 342/2016/R/eel, l'Autorità aveva avviato un'indagine relativa a presunti comportamenti abusivi sul mercato elettrico all'ingrosso nei confronti di una molteplicità di operatori elettrici, tra cui Tirreno Power. L'indagine riguarda due fattispecie tra loro distinte: la prima fa riferimento alla presunta adozione di strategie di programmazione di unità di consumo e impianti alimentati da fonti rinnovabili non programmabili non coerenti con i principi stabiliti dall'Autorità. La seconda riguarda unità di produzione abilitate alla presentazione di offerte sul MSD che non avrebbero offerto la propria capacità sui mercati dell'energia inducendo Terna ad avviare unità per il bilanciamento del sistema ed aumentandone conseguentemente i costi.

Per quanto riguarda Tirreno Power, a luglio 2017 con delibera 511/2017/E/eel è stata disposta l'archiviazione del procedimento relativo all'adozione di programmazione delle unità di consumo. Non risulta ancora notificato l'esito del procedimento per l'altro filone di indagine e, allo stato attuale, eventuali conseguenze negative per la Società sono ritenute non probabili.

**RIMBORSI ATTESI PER MANCATA ASSEGNAZIONE QUOTE ETS**

Come noto, l'impianto di Napoli Levante di Tirreno Power è rimasto escluso dall'assegnazione di quote di emissione gratuite prevista nel secondo periodo dell'Emission Trading System (ETS 2008-12) a causa dell'esaurimento della riserva messa a disposizione per gli stabilimenti produttivi che entravano in esercizio durante il periodo (c.d. riserva nuovi entranti). Per tali impianti il Legislatore ha previsto un meccanismo di acquisto a titolo oneroso delle quote rimborsate attraverso una procedura stabilita negli anni scorsi e basata sugli incassi ottenuti dal GSE dall'allocatione in asta delle quote del periodo successivo (2013-20). In tale contesto, Tirreno Power risulta titolare di un credito pari a circa 28 milioni di euro da liquidarsi in base alle risorse che si sono rese disponibili per i rimborsi dalle aste per l'assegnazione delle quote del nuovo periodo iniziato nel 2013.

La Legge di Stabilità 2016 ha introdotto norme che, incrementando le risorse a disposizione, permettono di accelerare il rimborso atteso.

Nel corso del 2016, è stata rimborsata la prima rata del credito per un importo pari a circa 10,5 milioni di euro (per capitale e interessi) e, all'inizio del 2017, è risultata pagata un'ulteriore rata pari a circa 7,7 milioni di euro. Si attende la liquidazione del credito residuo subordinata al rinnovo dell'informativa antimafia della Società da parte della Prefettura di Roma: il procedimento di rinnovo risulta in itinere da ottobre 2017, allorché il MiSE ha inserito nella banca dati accessibile dalla Prefettura tutte le informazioni fornite da Tirreno Power.

La Società, al fine di accelerare l'incasso del credito, ha presentato ricorso presso il TAR Lazio avverso il silenzio del MiSE in merito al completamento del processo di rimborso. Con sentenza pubblicata in data 19 febbraio 2020, il ricorso è stato respinto.

Il tempo medio che la Prefettura di Roma necessita per procedere al rinnovo dell'informativa antimafia, in considerazione anche della gestione delle code di attività di tutte le pratiche, è di circa un anno e mezzo pertanto il credito è iscritto tra le "Altre attività non correnti".

**IL CONTENZIOSO SUL RICALCOLO DEL CAPACITY PAYMENT PER GLI ANNI 2010/2011**

A valle di un complesso contenzioso amministrativo, l'Autorità con la delibera 400/2014/R/eel ha imposto di ricalcolare i corrispettivi a copertura della seconda componente per la remunerazione della capacità produttiva per gli anni 2010 e 2011. In particolare, il provvedimento ha imposto restituzioni onerose gravanti su alcuni operatori, tra cui Tirreno Power, che è stata chiamata a rendere complessivamente circa 5,5 milioni di euro nel corso del 2014. A fronte della gravità della situazione imposta dalla delibera e ravvedendo vizi di illegittimità del provvedimento, Tirreno Power ha avviato un ricorso al TAR Lombardia avverso la delibera citata, al pari di altri operatori penalizzati da quest'ultima. Nel 2016, si è tenuta l'udienza di merito che ha portato ad una sentenza di annullamento del provvedimento impugnato e stabilito la necessità di rinnovare il procedimento di determinazione del corrispettivo.

L'Autorità ha proposto appello avverso la sentenza di primo grado: la camera di consiglio si è tenuta a maggio 2017 e, a fine dicembre, il Consiglio di Stato ha accolto le richieste presentate dall'appellante annullando la sentenza di primo grado.

Nel giugno 2018, Tirreno Power, insieme ad altri operatori, ha interpellato sulla questione la Corte Europea dei Diritti dell'Uomo (CEDU) che deve ancora esprimersi sulla questione.

#### **LA REGOLAZIONE DEGLI SBILANCIAMENTI PER IL PERIODO 2012-2014**

La disciplina degli sbilanciamenti effettivi sul mercato elettrico per il periodo 2012-2014 è stata oggetto di un lungo contenzioso terminato con l'annullamento in secondo grado di una serie di delibere dell'Autorità. A fronte di tale annullamento, Terna ha proceduto a effettuare i ricalcoli degli sbilanciamenti utilizzando i criteri definiti dall'Autorità prima dell'emanazione degli atti ritenuti illegittimi. Ciò ha generato per Tirreno Power la fatturazione di importi negativi relativamente ai periodi interessati dal ricalcolo pari a circa 4,5 milioni di euro nel corso del 2015.

Tirreno Power ha impugnato dinnanzi al TAR Lombardia la comunicazione con cui Terna ha dato atto della propria volontà di procedere ai ricalcoli.

Contestualmente, l'Autorità ha avviato un procedimento per l'adozione di una nuova regolazione per il periodo in cui le sentenze di annullamento hanno determinato una incertezza normativa. In tale contesto, facendo seguito a un processo di consultazione, il Regolatore ha emanato una nuova delibera (333/2016/R/eel) che tiene conto dell'affidamento ingenerato negli operatori dalla disciplina vigente al momento della programmazione della propria produzione, sebbene successivamente annullata. Secondo quanto stabilito dalla delibera, Terna ha effettuato i ricalcoli per i conguagli dei corrispettivi nel mese di ottobre 2016.

La delibera è stata impugnata presso il TAR Lombardia da alcuni operatori ma le sentenze pubblicate dal Tribunale hanno confermato la delibera. Molti dei ricorrenti in primo grado hanno proposto appello avverso la sentenza: gli appelli sono attualmente pendenti presso il Consiglio di Stato. Tirreno Power è intervenuta *ad opponendum* in entrambi i gradi di giudizio e, nel bilancio 2016, aveva provveduto ad accantonare quanto ricevuto a conguaglio, a fronte del rischio di dover restituire l'importo a Terna. Tale rischio, anche in base al parere del legale incaricato, è attualmente ritenuto ancora probabile.

#### **RICORSO AVVERSO ALLA DELIBERA 44/2018/R/EEL**

L'ARERA, a febbraio 2018, ha pubblicato una delibera (44/2018/E/eel) recante rettifiche alla remunerazione delle quantità movimentate per riserva secondaria in particolari situazioni (revoca in bilanciamento di quantità accettate sul MSD ex-ante). La delibera impone a Terna di ricalcolare alcune attività su MSD-ex ante per attivazione di Riserva Secondaria: la regola è stata corretta con l'aggiornamento del CdR avvenuto a febbraio 2017.

Con la delibera citata, l'Autorità ha chiesto a Terna di regolare i conguagli per gli anni 2011/17 che hanno comportato a Tirreno Power la restituzione di euro 969 migliaia. Tuttavia, la delibera citata non considera i conguagli per i casi di attivazione della Riserva Secondaria in tempo reale (netting), nonostante anche questa fattispecie di servizio, del tutto analoga alla revoca, sia stata interessata dagli stessi errori di computo che la delibera intende sanare. Tirreno Power ha pertanto impugnato la delibera con ricorso straordinario al Presidente della Repubblica, successivamente trasposto al T.A.R. Lombardia che, nel mese di maggio 2019, ha respinto il ricorso. La Società ha ritenuto di non presentare appello avverso la sentenza del T.A.R. Lombardia.

#### **RICORSO AVVERSO IL DECRETO MINISTERIALE SULLA DISCIPLINA DEL CAPACITY MARKET E ATTI COLLEGATI**

Lo scorso settembre, Tirreno Power ha presentato ricorso per l'annullamento del Decreto del Ministro dello Sviluppo Economico del 28 giugno 2019 in tema di "Disciplina del sistema di remunerazione della disponibilità produttiva di energia elettrica", e degli atti collegati.

Il ricorso contesta la violazione delle finalità previste per lo strumento dal Decreto istitutivo, l'apertura dello strumento alla nuova capacità non autorizzata, la modifica di regole di funzionamento essenziali del meccanismo e il mancato rispetto degli obblighi di consultazione. La prima udienza innanzi al TAR è stata fissata per il 26 febbraio 2020.

In novembre, Tirreno Power ha presentato ricorso alla Corte di Giustizia Europea per l'annullamento della decisione della Commissione UE con la quale la stessa non ha sollevato obiezioni nei confronti del documento di "Modifica del Meccanismo di remunerazione della disponibilità di risorse per l'adeguatezza. Introduzione di requisiti ambientali" notificata dallo Stato Italiano nel 2019.

## Scenario di produzione

L'energia immessa nel periodo ammonta a 5,2 TWh in diminuzione di 0,7 TWh rispetto ai 5,9 TWh registrati nel 2018.

La tabella seguente esprime nel dettaglio le variazioni dell'energia immessa, intervenute rispetto allo stesso periodo dell'esercizio precedente, ripartite per unità e centrale:

ENERGIA IMMESSA (GWH)	12/31/2019	12/31/2018	VARIAZIONI
<b>Cicli combinati</b>	<b>5.019</b>	<b>5.702</b>	<b>(683)</b>
• TV5	1.312	1.327	(15)
• TV6	465	490	(25)
• VL5	1.913	2.519	(605)
• NA4	1.329	1.367	(38)
<b>Fonti Rinnovabili</b>	<b>178</b>	<b>213</b>	<b>(34)</b>
<b>TOTALE</b>	<b>5.197</b>	<b>5.915</b>	<b>(718)</b>

(Fonte: Base Dati Aziendale)

Nel 2019 le produzioni dei CCGT sono risultate sostanzialmente in linea con l'anno precedente con l'unica eccezione dell'impianto VL5 che ha fatto registrare un calo della produzione di oltre 600 GWh. Nonostante nel 2019 i margini di mercato si siano mediamente attestati a valori superiori al 2018, sono comunque risultati nella maggior parte dei mesi sempre vicino allo zero o comunque su valori piuttosto bassi, tali da non rendere opportuno il funzionamento in modalità baseload dell'impianto.

Anche la produzione idroelettrica fa registrare una diminuzione rispetto all'esercizio precedente di 34 GWh a causa della più ridotta piovosità.

### MANUTENZIONE IMPIANTI

Per quanto riguarda la centrale di Vado Ligure, nel corso del primo semestre 2019 è stato eseguito un intervento di manutenzione programmata dei turbogas e del relativo generatore di vapore a recupero.

Le principali attività hanno riguardato: le verifiche di integrità decennali delle linee gas naturale, il ripristino dei giunti fondo caldaia, il primo step di up-grade del sistema di controllo distribuito (DCS).

Nel 2019, per la Centrale Vado Ligure, non si segnalano eventi accidentali rilevanti in termini di durata o interesse tecnico.

Presso la centrale di Torrevaldaliga è stata effettuata sull'unità TV5 una fermata programmata dal 25 febbraio all'8 aprile compreso.

Le principali attività hanno riguardato: la sostituzione dell'eccitatrice statica della turbina a vapore, la verifica e revisione straordinaria delle valvole e degli attemperatori dei GVR A e B, la revisione delle tenute turbina a vapore di bassa pressione, la sostituzione del giunto tra lo scarico della turbina a vapore e il condensatore.

Sull'unità TV6 è stata effettuata una fermata programmata dal 13 al 20 settembre. Le principali attività hanno riguardato controlli e ispezioni sul TGC, la manutenzione delle protezioni elettriche e le verifiche periodiche antincendio.

La centrale Napoli Levante ha effettuato la fermata programmata dal 4 febbraio al 1° marzo.

Le principali attività di fermata sono state: la verifica decennale delle parti in pressione, la sostituzione di un tratto della condotta dell'acqua mare di raffreddamento, la revisione periodica dei trasformatori principali e il primo step del progetto triennale di upgrade del DCS.

Per quanto riguarda gli impianti idroelettrici si segnalano le attività programmate di adeguamento alla piena millenaria della diga Zolezzi, nel comune di Borzonasca in provincia di Genova, durante tutto l'anno 2019.

## Politica Ambientale e Sicurezza

---

### PREMESSA

Nell'esercizio 2019 la Società ha continuato a porsi come obiettivo il raggiungimento di elevati livelli di protezione ambientale e sicurezza dei lavoratori, sia interni che di imprese terze. La Politica per l'Ambiente è presente nelle Dichiarazioni Ambientali dei siti dove insistono centrali termoelettriche registrate EMAS e costituisce uno dei mezzi attraverso i quali viene diffusa la conoscenza dei comportamenti aziendali in campo ambientale.

---

### L'ORGANIZZAZIONE

Per attuare in maniera efficace i massimi livelli di protezione ambientale e di sicurezza il modello organizzativo della Società prevede procure speciali con cui il Direttore Generale conferisce ai Capi delle Unità produttive pieni poteri per l'adempimento dei doveri connessi alla tutela dell'ambiente, alla tutela della sicurezza e dell'igiene del lavoro ed alla tutela della sicurezza degli impianti.

---

### GLI STRUMENTI

I principali strumenti utilizzati per l'attuazione della politica ambientale della Società sono:

#### **1. I SISTEMI DI GESTIONE AMBIENTALE**

La Società ha scelto di dotarsi della registrazione EMAS (Eco Management and Audit Scheme). La registrazione EMAS è la certificazione ambientale più prestigiosa in campo europeo. Nel corso del 2019 tali registrazioni sono state mantenute per i siti di Torrevaldaliga e Napoli: per il primo sito in data 7/8/2019 (nota prot. 2524) si è ottenuto il rinnovo della registrazione EMAS, con validità fino al 7/4/2022 e, per il secondo a giugno 2019 si è ottenuta la convalida della Dichiarazione Ambientale da parte del Comitato EMAS. L'impianto di Vado Ligure attua invece un Sistema di Gestione Ambientale certificato ISO 14.001.

#### *La formazione e l'informazione*

La formazione e l'informazione ambientale vengono utilizzati per accrescere le competenze del personale e qualificarne le professionalità.

Nel 2019 sono proseguite attività mirate alla formazione del personale su tematiche ambientali, tenendo conto dell'evoluzione della normativa applicabile.

L'attenzione alla formazione ambientale ha consentito di far crescere il numero di dipendenti, operanti sia nella struttura centrale che nei siti produttivi, in possesso della qualifica di Auditor Ambientale Qualificato.

#### *La reportistica ambientale*

I sistemi di gestione ambientale dei siti certificati prevedono resoconti periodici sui dati e sulle performance ambientali che vengono sottoposti al riesame della direzione per l'analisi delle osservazioni e delle non conformità, al fine di individuare ed attuare le necessarie azioni correttive.

Durante il 2019 è stato redatto e pubblicato il secondo Rapporto di Sostenibilità, un documento di rendicontazione di dati non finanziari che racconta l'operato dell'azienda in un'ottica di integrazione tra rilancio del business, sostenibilità ambientale e responsabilità sociale.

#### *I principali eventi ambientali*

In attuazione di quanto previsto con decreto n° 430 del 22/11/2018 del MATTM per il riesame complessivo dell'Autorizzazione integrata ambientale per i grandi impianti di combustione, i Gestori degli impianti hanno trasmesso secondo le modalità previste e nel termine del 30 aprile 2019 la documentazione per avviare i procedimenti che saranno conclusi, a cura del MATTM, entro 150 gg dalla presentazione della domanda.

A partire dal momento in cui saranno emesse le nuove AIA (le tempistiche del rilascio sono incerte per le tante istruttorie che dovrà effettuare il MATTM) le stesse avranno la seguente durata: AIA Vado Ligure 12 anni; AIA Napoli e Torrevaldaliga Sud 16 anni.

In data 22/03/2019 (prot. n° 1036) la Centrale Vado Ligure ha trasmesso al MATTM e ad ISPRA la richiesta di modifica non sostanziale inerente la ridefinizione del perimetro operativo dell'installazione, in relazione alle aree in corso di cessione. A tale richiesta di modifica ha fatto seguito l'avvio del procedimento da parte del MATTM (prot. n° 9080 del 09/04/2019), che si è concluso con la trasmissione del Parere Istruttorio Conclusivo da parte del MATTM (nota n. 16934 del 01/07/2019) che ha accolto la richiesta di ripermetrazione dell'area. L'efficacia di tale atto risulta essere subordinato alla sottoscrizione dei rogiti per la cessione delle aree oggetto di vendita a Vernazza Autogrù precedentemente commentate. In data 20/12/2019 è stato comunicato al MATTM il nuovo perimetro operativo del sito per l'avvenuta vendita dell'area Desox.

In data 2/4/2019 (prot. n° 1143), la Centrale Torrevaldaliga ha presentato istanza di modifica non sostanziale per l'installazione di un impianto di elettrodeionizzazione (EDI) in sostituzione del sistema di letti misti utilizzati nel processo di produzione dell'acqua demineralizzata. Con lettera prot. 8713 del 4/4/19, il MATTM ha comunicato l'avvio del procedimento ID 91/10063 e con lettera prot. 15104 del 13/6/19, ha richiesto delle integrazioni. Il procedimento si è concluso con esito positivo con l'emissione del Parere Istruttorio Conclusivo da parte della Commissione IPPC (prot. 1585/CIPPC del 19/9/19).

In data 17/12/2019 il MATTM da comunicazione a tutti i gestori di impianti AIA della Programmazione dei controlli AIA per l'anno 2020, di competenza statale.

## **2. I SISTEMI DI GESTIONE DELLA SICUREZZA**

La Società pone grande attenzione alle problematiche connesse con la sicurezza.

A partire da settembre 2019, tutti i dipendenti Tirreno Power hanno la possibilità di utilizzare dal proprio smartphone una applicazione che consente di comunicare in tempo reale al Responsabile del Servizio di Prevenzione e Protezione (RSPP) di sito eventuali near miss (quasi infortuni, cioè gli incidenti che per puro caso non si sono trasformati in infortuni). Tramite la stessa applicazione (denominata Safety App) è possibile anche segnalare situazioni di eventuale pericolo, anche nel campo ambientale, nonché segnalazioni nell'ambito della security aziendale. Questa innovazione consente di ottimizzare e velocizzare la modalità di comunicazione, rendendo inoltre più sistematica e documentabile la gestione delle segnalazioni da parte dello Staff di competenza.

Durante il 2019, nel corso delle manutenzioni programmate di ogni centrale, un team composto da personale Tirreno Power proveniente da altri siti ha provveduto ad effettuare visite di sorveglianza presso i cantieri delle varie ditte con lo scopo di verificare il rispetto delle condizioni di sicurezza necessarie per l'esecuzione dei lavori. Le visite, della durata di un giorno, hanno frequenza settimanale e sono programmate senza preavviso; il team è composto da esperti nel campo della sicurezza, ma anche da tecnici di manutenzione ed esercizio. Al termine della sperimentazione, visti i risultati apprezzabili, l'attività verrà riproposta anche nel 2020.

Tutti i siti Tirreno Power sono certificati secondo lo standard BS OHSAS 18001 (British Standard 18001 Occupational Health and Safety Assessment Series) che definisce i requisiti del Sistema di Gestione della Sicurezza e della Salute dei Lavoratori.

In data 18 marzo 2018 è stato pubblicato il nuovo standard in materia di salute e sicurezza nei luoghi di lavoro, la norma tecnica UNI ISO 45001:2018 che andrà a sostituire, entro il 2021, il precedente standard OHSAS 18001:2011.

L'adeguamento delle certificazioni dei singoli siti al nuovo standard sarà completato nei tempi previsti, in particolare:

- l'adeguamento della centrale Napoli Levante è stato conseguito nel primo trimestre 2019;
- l'adeguamento della centrale Torrevaldaliga e della Sede di Roma è stato conseguito nel quarto trimestre del 2019;
- per il Polo Ligure il conseguimento della nuova certificazione è previsto nel corso del primo semestre 2020.

La conformità ai requisiti previsti dalle norme è verificata da un organismo qualificato, che in caso di esito positivo rilascia il relativo Certificato.

*La formazione, l'informazione e l'addestramento*

Nel corso del 2019 sono stati eseguiti interventi di formazione in tema di sicurezza al fine di assicurare la necessaria continuità formativa, così come previsto dal D.Lgs 81/08 e dagli Accordi Stato-Regioni; l'attività è stata completata nei tempi previsti.

*Documenti di Valutazione dei Rischi (DVR)*

Nel corso del 2019 i vari siti hanno provveduto ad aggiornare il Documento di Valutazione dei Rischi, ove necessario, in ottemperanza con quanto previsto dal D.Lgs. 81/08 e successive modifiche e integrazioni.

## Investimenti e demolizioni

Nel corso del 2019 la Società ha realizzato investimenti complessivi per euro 24.468 migliaia, di cui euro 23.990 migliaia su immobilizzazioni materiali ed euro 478 migliaia su immobilizzazioni immateriali.

Gli altri investimenti in immobilizzazioni immateriali sono riconducibili a nuove licenze e allo sviluppo di software applicativi.

La Società ha definito un piano organico di investimenti su tutte le unità produttive al fine di migliorare la performance degli impianti da completarsi entro l'anno 2021 prima dell'entrata in vigore del Capacity Market.

Con riferimento alle immobilizzazioni materiali gli investimenti hanno principalmente riguardato:

- per la centrale di Napoli Levante (euro 3.077 migliaia) le attività svolte durante la fermata programmate, la ricambistica del compressore gas, le attività relative all'upgrade del DCS, l'anticipo sulla prossima manutenzione HGPI Ansaldo prevista a contratto;
- per la centrale di Vado Ligure (euro 4.444 migliaia) le attività di manutenzione programmata sull'unità VL5, le attività relative all'upgrade del DCS, l'acquisto della nuova caldaia elettrica ausiliaria. Sono inoltre proseguite le attività propedeutiche alla cessione aree, in particolare la realizzazione dei nuovi depositi olii e rifiuti, e le opere di salvaguardie di VL5;
- per la centrale di Torrevaldaliga Sud (euro 13.254 migliaia) l'acquisto del Rotore G.E., le attività di manutenzione programmata sull'unità TV5, le attività relative al Package V, il revamping dell'eccitatrice dell'unità TV5, le attività relative all'upgrade del DCS;
- per quanto concerne il parco di generazione idroelettrico sono stati investiti euro 2.267 migliaia che hanno riguardato principalmente l'adeguamento alle prescrizioni del Registro Italiano Dighe della diga Zolezzi, le attività di revisione generale dell'impianto di Giacopiane, le attività di manutenzione straordinaria dell'impianto di Strinabecco, le attività di manutenzione straordinaria dell'impianto di Zolezzi, gli interventi di messa in sicurezza.

Per quanto riguarda le attività di demolizione si segnala che nel primo semestre sono state ultimate le attività di demolizione del parco nafta di Vado Ligure, con il completo smantellamento delle tubazioni di collegamento tra il parco nafta 1 e 2 e la bonifica e lo smantellamento della cabina pompe spinta nafta.

Si segnala che in data 17 maggio 2019 è stata riconsegnata all'Autorità Portuale di Napoli, l'area A in concessione demaniale provvisoria, per una estensione di 23.320 mq.

## Risorse umane e organizzazione

Il 31 dicembre 2019 si è chiuso definitivamente l'impegno che la società aveva assunto il 2 dicembre 2016 con le OO.SS., nella gestione degli esuberanti derivanti dalla procedura di licenziamento collettivo aperta nello stesso anno.

A tal proposito, nel corso del primo semestre dell'anno 2019 è stato definito l'ultimo contenzioso in essere al 31 dicembre 2018, con una transazione che ha determinato l'accettazione da parte dell'ex dipendente del provvedimento di licenziamento comminato e l'utilizzo del relativo fondo per il pagamento dell'incentivo all'esodo concordato.

Nell'arco dell'anno le tre risorse inserite nel percorso di outplacement previsto sempre dal predetto accordo, sono state assunte da altre aziende in posizioni cd. congrue e si è provveduto ad erogare il relativo incentivo.

Nel mese di giugno 2019 è stato erogato il premio di risultato aziendale per gli obiettivi assegnati nell'anno 2018. In virtù dei risultati economici conseguiti dall'azienda nell'anno di riferimento la consuntivazione, per la quota di redditività, è stata pari al 120% della quota base di calcolo, mentre per la quota di produttività i risultati conseguiti dalle unità organizzative ha consentito una consuntivazione media aziendale del 92% dell'importo base di calcolo.

In relazione alla nuova articolazione del premio definita nel 2018, che prevede la possibilità per i lavoratori di destinare un importo, entro il limite massimo del 60% del totale del premio disponibile, a forme alternative all'erogazione in busta paga, ciascun dipendente ha avuto la possibilità di scegliere come poter spendere la cifra del premio di cui è risultato beneficiario.

Le destinazioni finali sono state le seguenti:

- 121 dipendenti su 225 (circa il 54%) ha scelto l'erogazione in contanti dell'intero premio;
- 84 dipendenti (circa il 37%) ha opzionato quota parte del premio in contanti ed il residuo al Welfare e/o previdenza complementare;
- 20 dipendenti (circa il 9%) hanno destinato tutto il premio a Welfare e previdenza complementare.

La scelta di orientarsi verso le iniziative di Welfare aziendale rese disponibili dall'azienda o alla previdenza integrativa aziendale, e cioè verso gli istituti destinatari di particolari normative in tema di agevolazione contributiva e fiscale, ha ridotto il cuneo fiscale consentendo ai dipendenti di massimizzare il valore del premio ricevuto e corrispondentemente all'azienda di ridurre la contribuzione.

Per i dipendenti che non sono riusciti ad utilizzare nell'anno 2019 l'intero importo del Conto Welfare, sulle retribuzioni del mese di dicembre 2019 si è provveduto a liquidare il valore residuo.

Il costo complessivo del premio di risultato risulta pari a 0,9 milioni di euro ed è sostanzialmente in linea con quanto accantonato nell'anno 2018.

Si segnala infine che nel mese di giugno 2019, in relazione al premio di risultato aziendale 2019 è stato siglato con le organizzazioni sindacali il documento che determina gli indicatori economici per la consuntivazione della redditività del premio, sulla base del quale sono stati rilevati oneri per complessivi euro 1,7 milioni.

Nel mese di dicembre 2019, in considerazione dell'andamento economico particolarmente favorevole dell'azienda registrato nel corso dell'anno 2019, la direzione ha deciso di premiare tutto il personale non dirigente con una gratifica individuale di 2.000 euro, da erogarsi con le retribuzioni di gennaio 2020, per un costo complessivo di circa euro 0,6 milioni. Inoltre, il Consiglio di amministrazione ha approvato anche la gratifica di euro 0,2 milioni per i direttori.

Nel mese di novembre è stato sottoscritto un accordo fra l'Azienda e la delegazione delle rappresentanze sindacali avente ad oggetto la regolamentazione degli accordi economici derivanti dall'applicazione dell'art. 43 del CCNL sui rimborsi spese, scaduta da oltre quattro anni, per semplificare ed unificare i trattamenti e aggiornare gli importi relativi.

L'accordo ha, tra gli altri, trattato l'istituto dei rimborsi spese, l'assegnazione ed i valori dei ticket restaurant, e altre specifiche indennità.

Nella prospettiva di migliorare i tempi di conciliazione vita-lavoro è stato inoltre siglato l'accordo che proroga fino al 30 giugno 2020 il cd. smart working, già introdotto in via sperimentale per il periodo 1° luglio 2018 - 30 giugno 2019.

La modalità di prestazione agile è prevista solo per il personale non operativo e ha visto la partecipazione di 37 risorse su 92 destinatari complessivi.

Con il rinnovo dell'accordo si è anche aumentato il numero dei giorni mensili nei quali usufruire dello smart working, portandolo da 2 a 3.

Nel mese di ottobre è stato rinnovato il CCNL, scaduto in data 31 dicembre 2018. La trattativa ha visto un confronto aperto tra le Parti, finalizzato a trovare gli equilibri tra la necessità di rivedere alcuni istituti, rendendoli più flessibili e moderni, e la volontà di preservare quanto finora delimitato.

Tra le novità più significative:

- L'inserimento nell'Osservatorio del Settore Elettrico di tre tematiche molto attuali: l'articolo 177 del codice degli Appalti, le Concessioni Idroelettriche, gli effetti della digitalizzazione /transizione energetica.
- Coinvolgimento degli RLSA per garantire la massima sicurezza a tutti i lavoratori che operano nei cantieri delle imprese elettriche.
- Banca Ore: oltre le 180 ore di straordinario per semestre sarà possibile accantonare le ore lavorate per avere dei corrispondenti riposi da fruire entro il 30 aprile dell'anno successivo.
- Possibilità, per i neoassunti, di convertire gli scatti di anzianità in versamenti alla previdenza integrativa di settore.
- Diritto per ogni lavoratore di ricevere 28 ore di formazione nel triennio e nascita della certificazione della formazione fatta, attraverso un libretto formativo individuale.
- L'aumento per il triennio di validità si attesta su un valore medio di 124 euro.

Il primo aumento del minimo contrattuale, del valore medio mensile di € 39,00 è stato corrisposto già a decorrere dal mese di novembre 2019; nel corso del mese di dicembre 2019 è stato invece erogato l'importo individuale dell'*una tantum*, definito dal predetto accordo di rinnovo del CCNL, a copertura del periodo di vacanza contrattuale 1° gennaio – 30 giugno 2019, per un costo complessivo di € 30.000.

Nel corso del primo semestre dell'anno 2019 è stata comunicata alle OO.SS. la formale disdetta della regolamentazione collettiva sulle agevolazioni sulle tariffe di vendita dell'energia elettrica per il personale in servizio a valere dal 1° maggio 2019.

In relazione a tale decisione aziendale, nel mese di aprile 2019 è stato sottoscritto con le OO.SS. un accordo sindacale per definire le modalità di gestione della revoca del beneficio dello sconto energia elettrica al personale in servizio titolare del beneficio (n.142 dipendenti alla data di disdetta).

Ciascun beneficiario ha scelto come destinare l'importo *una tantum* in questione optando per una delle tre possibilità offerte dall'accordo sindacale:

- erogazione della somma in contanti sul mese di giugno 2019;
- versamento al FOPEN (in due tranches – giugno 2019 e marzo 2020);
- erogazione 50% contanti e 50% versamento FOPEN.

Il costo dell'operazione effettuata ammonta complessivamente a circa 0,8 milioni di euro

Nell'accordo è citato un documento già siglato nel 2014 tra le Parti che riconosce ai predetti dipendenti beneficiari, all'atto della cessazione dal servizio, una ulteriore cifra *una tantum* in funzione dei due massimali previsti di kWh scontati (c.d. Indennità Sostitutiva Sconto E.E.). Per l'accordo richiamato il costo è stato oggetto di specifico accantonamento negli anni precedenti (si veda al riguardo quanto indicato nella nota relativa al TFR e Altri benefici ai dipendenti).

Per quanto riguarda la gestione dell'accordo sindacale relativo alla disdetta del beneficio dello sconto sulle tariffe di vendita dell'energia elettrica del personale cessato dal servizio, avviata nell'ultimo semestre del 2018, si segnala che alla data del 30 giugno 2019 sono stati sottoscritti n. 598 verbali di conciliazioni individuali con gli ex dipendenti, riconoscendo a ciascuno un importo *una tantum*, su un numero complessivo di 698 potenziali beneficiari.

Nel corso del secondo semestre dell'anno 2019 sono state sottoscritte ulteriori n. 18 conciliazioni individuali per la rinuncia al beneficio.

Residuano quindi n. 82 posizioni ancora non definite (per mancata accettazione da parte degli ex dipendenti, per impossibilità a rintracciare i beneficiari o per contestazione da parte degli stessi sulla legittimità della disdetta del beneficio) per le quali si è provveduto a riclassificare in un fondo rischi l'importo per ciascuno accantonato al 31 dicembre 2018 secondo i criteri dello IAS 19. Tale importo è stimato congruo alla copertura dei costi per la composizione delle conciliazioni ancora da sottoscrivere.

Il secondo semestre dell'anno 2019 è stato dedicato ad una analisi sulle competenze professionali e digitali presenti in azienda, al fine di verificarne l'allineamento rispetto a quanto richiesto dal mercato e dalle sfide che l'azienda dovrà affrontare in futuro.

In considerazione dell'età media dei dipendenti in forza, che risulta ad oggi di circa 50 anni, e la contestuale mancanza di millennials, si è pianificato un processo di turn-over da attuarsi nei prossimi anni.

Per queste motivazioni, in data 23 dicembre 2019 è stata resa nota a tutto il personale, una determinazione del Direttore Generale con la quale è stato disposto un piano di esodo incentivato volontario, valevole per il triennio 2020 - 2022, rivolto a tutti i dipendenti che hanno già maturato o che matureranno i requisiti per il diritto alla pensione entro il 31 dicembre 2026 e che risolveranno il rapporto di lavoro anticipatamente fino ad un massimo di 4 anni.

Sono previste due tipologie differenti di incentivo destinate rispettivamente a coloro che matureranno i requisiti di pensione entro il 31 dicembre 2020 e a coloro che lo matureranno successivamente.

L'adesione al piano è volontaria e potrà essere effettuata entro il 30 novembre 2020.

Il numero dei destinatari del piano in questione ammonta a circa 30 unità; a copertura dei costi stimati per l'intero piano di esodo, è stato effettuato un accantonamento pari complessivamente a euro 5 milioni.

L'intero anno 2019 ha visto incrementare le iniziative formative rispetto al 2018, sia in numeri di appuntamenti che, naturalmente, in termini di ore pro capite. L'anno si chiude con circa 6.300 ore erogate pari a oltre 27 ore di formazione pro capite su tematiche legate alla sicurezza, alle tecniche manageriali e alle competenze tecniche.

Durante il 2019 sono stati erogati 2 eventi di formazione e sviluppo per il top e middle management, con la partecipazione di circa 45 dipendenti (Direttori e Responsabili di U.O.), per affrontare con metodologia esperienziale temi legati al problem solving, al decision making, alla fiducia e al feedback.

L'efficacia di questa modalità formativa e gli effetti positivi che porta in termini di partecipazione, appartenenza e motivazione hanno convinto il management ad estendere la "formazione outdoor" a tutti i dipendenti, erogando nei 3 territori di riferimento eventi di team building sulla costituzione del gruppo, il lavoro in team e la fiducia. Nel 2019 gli appuntamenti sono stati 3, con il coinvolgimento di circa 70 dipendenti. Le stesse iniziative verranno messe in campo nel primo trimestre del 2020 per coinvolgere tutti i dipendenti sui territori.

Nel mese di giugno è stato avviato il percorso di mentoring interno destinato allo sviluppo individuale di otto risorse ritenute ad alto potenziale.

---

## **INFORMATION & COMMUNICATION TECHNOLOGY**

In ambito applicativo, ed in continuità con quanto intrapreso nel precedente esercizio che ha visto il rilascio della gestione Rda, nel corso dell'esercizio 2019, è stato completato il percorso di digitalizzazione dei processi di acquisto attraverso il rilascio degli ulteriori processi di richiesta di offerta, dei verbali di assegnazione e di approvazione contratti.

È stato inoltre avviato il progetto di migrazione in cloud delle infrastrutture e degli applicativi core utilizzati dall'Energy Management. Nell'esercizio 2019 è stato rilasciato in produzione l'applicativo ETRM, sulla nuova piattaforma BEE in cloud Azure. Il progetto verrà completato e rilasciato nell'esercizio 2020.

È stato ultimato, per la centrale di Vado Ligure, il progetto di implementazione dei terminali in radio frequenza tramite la piattaforma SAP ITSMobile. Attraverso i nuovi dispositivi sarà possibile gestire i movimenti di consumo e rettifica, la visualizzazione dei riepiloghi stock e la gestione dell'inventario.

In ambito infrastrutturale, è stato eseguito il vulnerability assessment con l'obiettivo di identificare eventuali vulnerabilità presenti nella rete informatica; le azioni di rimedio saranno poste in essere nell'esercizio 2020.

Si è conclusa l'installazione di nuovi apparati di memorizzazione dati, propedeutici sia alla modernizzazione dei sistemi di virtualizzazione sia all'implementazione di un nuovo file server. Il nuovo ambiente di virtualizzazione è stato rilasciato nel secondo semestre 2019. L'implementazione del nuovo file server sarà invece conclusa nel corso del 2020.

È stata completato il progetto di automazione della portineria di Civitavecchia, che risulta ora dotata delle stesse infrastrutture tecnologiche di controllo accessi degli altri siti produttivi.

---

## **ACQUISTI, SERVIZI E SECURITY**

È stato implementato il nuovo portale fornitori che permette in particolare la dematerializzazione dei contratti con relativa firma digitale.

Sono stati effettuati inoltre interventi di security fisica (porte blindate, cancelli, cartellonistica, telecamere) presso i siti del Settore Fonti Rinnovabili.

---

## **ADEMPIMENTI IN MATERIA D.LGS. 231/01**

Nel corso dell'anno 2019 si è data attuazione al Modello aggiornato nel 2018.

L'Organismo di Vigilanza ha relazionato positivamente al Consiglio di Amministrazione circa l'efficacia del Modello ai fini della prevenzione dei reati presupposti.

---

## **ADEMPIMENTI PER LA COMPLIANCE DEL REGOLAMENTO EU 679/16 IN MATERIA DI TRATTAMENTO DEI DATI PERSONALI, ("GDPR")**

Il 25 maggio 2018 è entrato in vigore il GDPR - General Data Protection Regulation, ovvero il Regolamento europeo sulla privacy approvato il 14 aprile 2016 direttamente applicabile agli Stati membri dell'Unione con il quale è stato delineato un nuovo quadro normativo in materia di protezione dei dati personali. In Italia la sua disciplina è stata completata con il decreto legislativo numero 101/2018, di adeguamento della normativa italiana alle norme europee.

La Società al fine di ottemperare agli obblighi normativi in materia di protezione dei dati personali previsti dal GDPR ha, tra le altre cose:

- nominato, ai sensi dell'art.37 del GDPR, in data 25 maggio 2018 l'avv. Ivan Rotunno, dello Studio Orrick, Herrington & Sutcliffe, quale Data Protection Officer, al quale è stato affidato il compito di garantire che i dati personali siano trattati in maniera corretta;
- svolto un'attività di analisi dei gap rispetto al GDPR;
- elaborato un documento di sintesi ed un set di informative e di nomine di soggetti autorizzati al trattamento dati e dei responsabili esterni;
- adottato un manuale privacy che descrive in sintesi il contenuto del GDPR;
- predisposto un Registro dei trattamenti.

La Società dopo aver ottemperato agli obblighi normativi in materia di protezione dei dati personali (GDPR) nel corso dell'anno 2019 ha effettuato verifiche sui Responsabili del trattamento, individuato i Referenti del DPO ed effettuato attività formative per i dipendenti della Società.

Con delibera del CdA del 18 aprile 2019 la Società ha rinnovato l'incarico al DPO con durata annuale.

---

## **COMITATO AUDIT**

La Società si è inoltre dotata di un comitato Audit che supervisiona le attività di Internal Audit riportando su base semestrale le relative risultanze al Consiglio di Amministrazione.

---

## **GESTIONE DEI RISCHI**

Per un'analisi dettagliata della gestione dei rischi si rimanda a quanto riportato nelle Note esplicative al paragrafo "Tipologia dei rischi e gestione dell'attività di copertura".

## Andamento della gestione dell'esercizio

Di seguito sono forniti i criteri utilizzati per la costruzione degli schemi riclassificati che contengono indicatori di performance alternativi rispetto a quelli risultanti direttamente dagli schemi del bilancio:

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

**EBITDA:** rappresenta un indicatore della performance operativa ed è calcolato sommando al "Risultato operativo" gli "Ammortamenti e Svalutazioni".

**Attività immobilizzate nette:** determinate quale differenza tra le "Attività non correnti" e le "Passività non correnti" a esclusione:

- dei "Debiti per finanziamenti";
- dei "Fondi rischi e oneri";
- del "TFR e altri benefici ai dipendenti";
- delle "Passività per imposte differite".

**Capitale circolante netto:** definito quale differenza tra le "Attività correnti" e le "Passività correnti" a esclusione:

- dei "Debiti per finanziamenti";
- delle "Disponibilità liquide e mezzi equivalenti";
- dei "Fondi rischi e oneri";
- delle anticipazioni bancarie in c/c e delle esposizioni debitorie su c/c bancari comprese nelle "Altre passività finanziarie a breve".

**Capitale investito netto:** determinato come somma algebrica delle "Attività immobilizzate nette", del "Capitale circolante netto" e dei fondi.

**Indebitamento finanziario netto:** definito come somma dei "Debiti per finanziamenti", delle anticipazioni bancarie in c/c e delle esposizioni debitorie su c/c bancari comprese nelle "Altre passività finanziarie a breve", al netto delle "Disponibilità liquide e mezzi equivalenti" non precedentemente considerate nella definizione degli altri indicatori di performance patrimoniale.

**Return on Investment (ROI):** definito come rapporto tra il Risultato Operativo e il Capitale investito netto medio (inizio e fine periodo).

**Return on Sales (ROS):** definito come rapporto tra il Risultato Operativo e il totale dei Ricavi.

**Rendimento dell'Equity:** definito come rapporto tra il Risultato Netto e il Capitale Sociale più la Riserva Sovrapprezzo Azioni.

**Ricavo unitario da vendita energia (€/MWh):** determinato quale rapporto tra i ricavi da vendita energia del periodo e l'energia venduta nel periodo.

**Incidenza Oneri Finanziari su Ricavi totali:** definita quale rapporto percentuale tra gli oneri finanziari del periodo e i ricavi totali del periodo.

## Bilancio energia

L'energia venduta nel 2019 è stata pari a 8.240 GWh, in diminuzione di 6.361 GWh rispetto al precedente esercizio. La diminuzione è riconducibile alle vendite di energia a Edison. Tali vendite, effettuate a garanzia del contratto gas, ammontavano a 4.982 GWh nel 2018 e sono pari a zero nel 2019 in quanto sostituite da garanzia bancaria.

L'energia venduta a Edison nel 2018 era stata interamente acquistata in borsa pertanto, il venir meno di tali vendite ha avuto il medesimo impatto anche sull'energia in acquisto, generando un effetto sostanzialmente nullo in termini di marginalità.

Viene di seguito esposto il bilancio energia con la riconciliazione delle quantità di energia acquistata e sbilanciata che permettono di riconciliare i volumi venduti con l'effettiva energia immessa in rete.

BILANCIO ENERGIA (GWH)	31.12.2019	31.12.2018	VARIAZIONI
<b>Energia immessa</b>	<b>5.197</b>	<b>5.915</b>	<b>(718)</b>
<b>Energia acquistata</b>	<b>3.083</b>	<b>8.684</b>	<b>(5.600)</b>
<b>Energia venduta</b>	<b>8.240</b>	<b>14.601</b>	<b>(6.361)</b>
• al mercato libero	1.467	7.260	(5.794)
• in Borsa	6.773	7.340	(567)
<b>Sbilanciamenti</b>	<b>(41)</b>	<b>2</b>	<b>(43)</b>

L'energia venduta "al mercato libero" si riferisce alle vendite effettuate con contratti bilaterali, mentre quella "in Borsa" è riferibile all'energia venduta sul Mercato del Giorno Prima (MGP), al mercato di dispacciamento e al GSE per le vendite incentivate per energia da fonti rinnovabili.

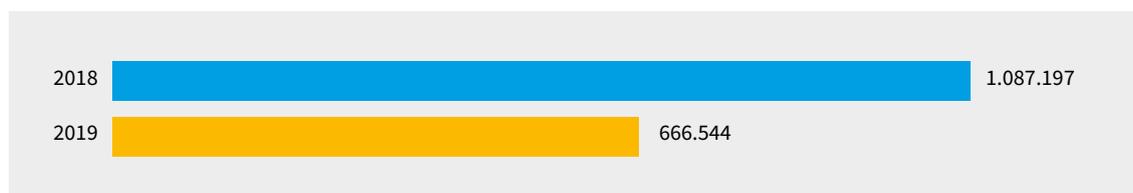
## Conto Economico riclassificato

I valori del prospetto riclassificato sono riportati in euro, senza decimali. Per una migliore esposizione i commenti alle singole voci sono espressi in euro migliaia.

(IN EURO)	31/12/2019	31/12/2018	VARIAZIONI
Ricavi	666.543.804	1.087.197.400	(420.653.596)
Altri ricavi	5.430.443	3.545.071	1.885.372
<b>Totale Ricavi</b>	<b>671.974.247</b>	<b>1.090.742.471</b>	<b>(418.768.224)</b>
Incrementi Immob.ni per lavori interni	768.777	562.467	206.310
Materie prime di consumo	(367.935.963)	(877.358.165)	509.422.202
Costo del Personale	(20.928.837)	(20.341.852)	(586.984)
Costi per Servizi	(15.937.006)	(16.386.930)	449.924
Altri Costi	(54.761.504)	(40.874.340)	(13.887.164)
<b>Totale Costi</b>	<b>(458.794.533)</b>	<b>(954.398.822)</b>	<b>495.604.288</b>
<b>Margine Operativo Lordo</b>	<b>213.179.714</b>	<b>136.343.649</b>	<b>76.836.064</b>
Accantonamenti	(3.048.944)	(3.141.494)	92.550
<b>EBITDA</b>	<b>210.130.769</b>	<b>133.202.155</b>	<b>76.928.614</b>
Ammortamenti e Svalutazioni	(54.489.777)	(72.357.186)	17.867.409
<b>Risultato operativo</b>	<b>155.640.992</b>	<b>60.844.969</b>	<b>94.796.024</b>
Oneri Finanziari	(16.712.270)	(19.027.944)	2.315.674
Proventi Finanziari	442.203	172.815	269.388
<b>Risultato prima delle imposte</b>	<b>139.370.925</b>	<b>41.989.839</b>	<b>97.381.086</b>
Imposte	27.727.987	(1.793.844)	29.521.831
<b>RISULTATO NETTO DEL PERIODO</b>	<b>167.098.912</b>	<b>40.195.996</b>	<b>126.902.916</b>

I **ricavi**, pari a euro 666.544 migliaia, risultano in diminuzione di euro 420.654 migliaia rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente.

### Ricavi (euro migliaia)



La composizione della voce è sintetizzata nella tabella sotto riportata,

(IN EURO)	30/12/2019	31/12/2018	VARIAZIONI
Mercato Libero (Edison)	-	308.758.738	(308.758.738)
Mercato Libero (altri)	73.967.866	139.473.531	(65.505.665)
Borsa MGP	339.595.603	439.889.550	(100.293.947)
Borsa MSD	234.667.065	177.318.909	57.348.156
Vendite idro a GSE	9.456.437	12.631.261	(3.174.824)
Capacity payment	7.489.469	8.394.490	(905.021)
Altro	1.367.364	730.921	636.443
<b>TOTALE</b>	<b>666.543.804</b>	<b>1.087.197.400</b>	<b>(420.653.596)</b>

La diminuzione dei ricavi sul mercato libero è dovuta principalmente al venir meno delle vendite ad Edison a garanzia del contratto della fornitura gas (euro 308.759 migliaia), nonché ai minori volumi di energia venduti a terzi (-813 GWh) a fronte dell'evoluzione dei margini dei mercati a termine.

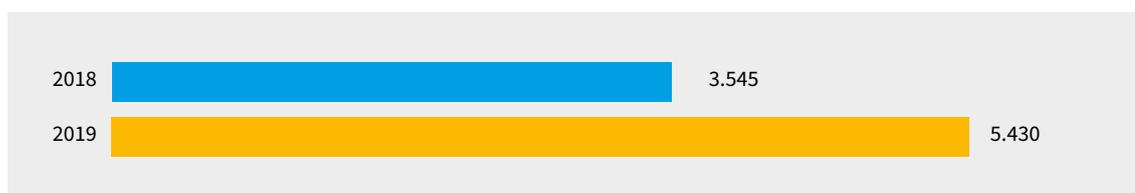
La diminuzione dei ricavi da vendita sul mercato MGP è riconducibile alle minori vendite ed al PUN inferiore (circa 9 €/MWh pari ad una diminuzione del 15%) mentre la diminuzione dei ricavi idroelettrici è ascrivibile alla minore produzione (circa il 16% in meno rispetto al 2018).

Si rilevano maggiori ricavi derivanti dalle vendite sul mercato di dispacciamento grazie alle ottime performance su tale mercato in particolare degli impianti di Napoli e Torrevaldaliga.

La voce "altro" si riferisce principalmente al rimborso assicurativo relativo ai danni alluvionali del 2017 alla centrale di Millesimo (euro 1.040 migliaia), alla vendita di materiali derivanti dalle demolizioni (euro 129 migliaia) e dalla vendita di garanzie d'origine (euro 145 migliaia).

Gli **altri ricavi** ammontano a euro 5.430 migliaia, a fronte degli euro 3.545 migliaia del 2018 e si riferiscono principalmente: al rilascio dell'eccedenza del fondo sconto energia a seguito dell'accordo siglato il 13 luglio 2018 con le OO.SS (euro 3.379 migliaia) e alla chiusura del relativo fair value (euro 388 migliaia), al rimborso del canone pagato nel 2015 sulla trasformazione delle DTA in credito d'imposta (euro 179 migliaia), all'incasso del deposito escrow di Tirreno Solar e il conseguente stralcio del relativo fondo rischi (euro 85 migliaia), nonché ad altre rettifiche di partite relative a precedenti esercizi. Si segnalano altresì ricavi derivanti da penalità contrattuali (euro 156 migliaia), da locazione di beni non strumentali (euro 118 migliaia), nonché da plusvalenze da cessione impianti di produzione e fabbricati (euro 86 migliaia).

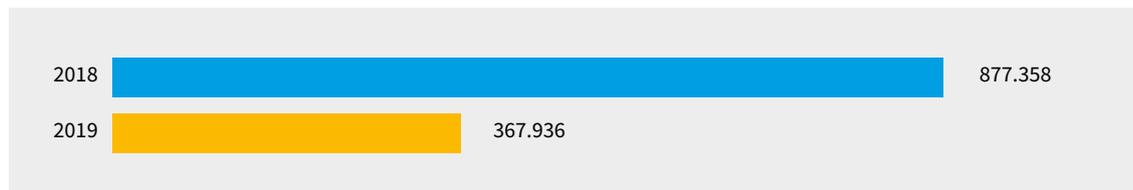
#### Altri ricavi (euro migliaia)



Nello stesso periodo dell'anno precedente le sopravvenienze attive erano composte dal conguaglio dei ricavi, pari a euro 969 migliaia, riconosciuti da Terna a seguito del ricalcolo delle vendite MSD 2011-2016, dal rilascio delle eccedenze di fondo per rischi e oneri in relazione alla conciliazione con l'Agenzia delle Entrate relativo all'ICI/TASI per gli anni 2008- 2010 della centrale di Vado Ligure per euro 1.141 migliaia, nonché dalla transazione legale con la società Betoncem per euro 303 migliaia.

I **costi per materie prime di consumo** risultano pari a euro 367.936 migliaia in diminuzione di euro 509.422 migliaia rispetto al 2018.

#### Materie prime e di consumo (euro migliaia)

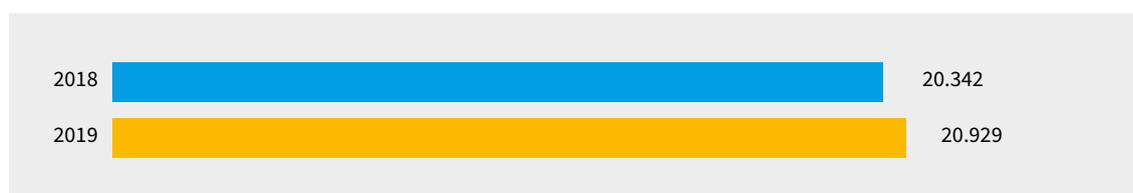


Il costo del combustibile consumato nel periodo, pari a euro 225.334 migliaia, risulta inferiore di euro 127.630 migliaia rispetto al costo sostenuto nel 2018, sia per un effetto volume (il consumo di gas diminuisce di circa il 12% a seguito della minor produzione), che per un effetto prezzo (il PMP scende di circa il 28%).

Gli oneri connessi agli acquisti di energia e all'operatività della borsa elettrica sono pari a euro 140.520 migliaia, in diminuzione di euro 381.507 migliaia rispetto al 2018. Tale riduzione deriva prevalentemente dai minori acquisti in borsa effettuati per far fronte alle vendite a Edison a garanzia del contratto di fornitura gas (euro 308.759 migliaia). Si rilevano altresì minori oneri di sbilanciamento (euro 5.968 migliaia) e minori costi di acquisto di energia sul mercato MSD (euro 5.414 migliaia). A fronte di un aumento dei volumi riacquistati (+182 GWh) si rileva infatti una notevole diminuzione dei prezzi di riacquisto (circa 9 €/MWh pari a circa il 30%) sostanzialmente riconducibile alla diminuzione del PUN.

Il **costo del personale** si attesta a euro 20.929 migliaia, con un aumento di euro 587 migliaia rispetto a quanto rilevato nell'esercizio precedente. L'incremento deriva prevalentemente dall'aumento dell'importo della meritocrazia e produttività (euro 548 migliaia).

#### Costo del Personale (euro migliaia)



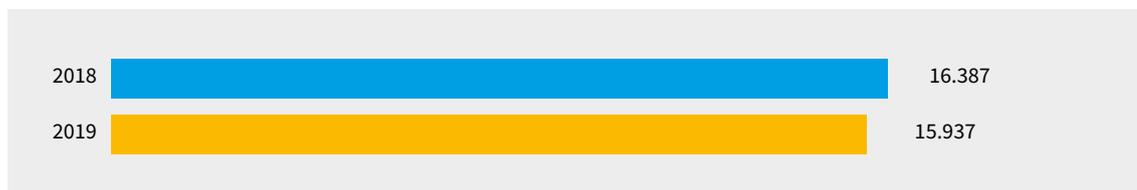
Nella tabella è riportata la consistenza media per inquadramento del 2019 confrontata con quella dell'esercizio precedente.

CONSISTENZA MEDIA	31.12.2019	31.12.2018	VARIAZIONI
Dirigenti e Quadri	43,3	43,8	(0,5)
Impiegati	156,1	157,1	(1,0)
Operai	32,6	35,6	(3,0)
<b>TOTALE</b>	<b>231,9</b>	<b>236,4</b>	<b>(4,5)</b>

La consistenza del personale al 31 dicembre 2019 è pari a 231 unità, contro le 233 unità del 31 dicembre 2018.

I **costi per servizi** del periodo ammontano a euro 15.937 migliaia in diminuzione di euro 450 migliaia rispetto all'anno precedente. In particolare, si rilevano minori corrispettivi pagati al GME per operazioni sui mercati (euro 253 migliaia) a seguito del venir meno delle vendite a Edison e dei correlati acquisti di energia in borsa.

#### *Costi per servizi (euro migliaia)*



Ulteriori generalizzati risparmi sono stati resi possibili da un'analisi approfondita di tutti i contratti in essere, con successive azioni di ricontrattazioni ed efficientamento.

Gli **altri costi** ammontano a euro 54.762 migliaia in aumento di euro 13.887 migliaia rispetto all'esercizio precedente.

#### *Altri costi (euro migliaia)*



In particolare, si rilevano maggiori oneri per diritti di emissione per euro 14.810 migliaia dovuti al notevole aumento del PMP di valorizzazione della CO2 che passa da 14,21 €/ton del 2018 a 23,55 €/ton del 2019. L'aumento del prezzo è solo in parte compensato dall'effetto positivo derivante dalle minori emissioni (-274 Kton) a seguito della minore produzione del periodo.

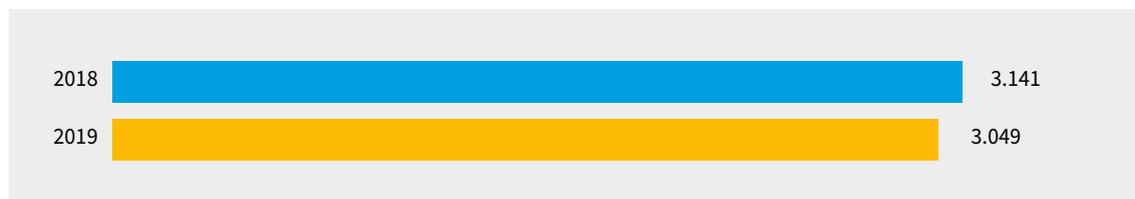
Il **Margine Operativo Lordo** si attesta ad un valore pari euro 213.180 migliaia, a fronte di euro 136.344 migliaia realizzato nel 2018.

Gli **accantonamenti**, pari a euro 3.049 migliaia, hanno principalmente riguardato:

- per euro 5.000 migliaia l'iscrizione del fondo per il piano di esodo incentivato volontario;
- per euro 3.718 migliaia i contenziosi amianto;
- per euro 2.438 migliaia l'adeguamento del fondo smantellamento TV4;
- per 820 migliaia la rettifica di valore di parte delle scorte con elevato rischio di mancato utilizzo;
- per euro 470 migliaia i danni provocati da alluvione presso impianti idro di Ponte Vizzà e Zolezzi e presso centrale di Vado Ligure;
- per euro 359 migliaia l'ecotassa della centrale di Vado Ligure per gli anni 2015-2018;
- per euro 744 migliaia la stima del Long Term Incentive Plan.

Tali accantonamenti sono stati parzialmente compensati dall'effetto positivo derivante dal rilascio, per euro 2.977 migliaia, del fondo smantellamento dei gruppi a carbone di Vado Ligure in relazione alle nuove tempistiche di utilizzo del fondo, rispetto alla precedente ipotesi che ne prevedeva l'utilizzo a breve termine, nonché dal rilascio del fondo bonifica (euro 8.400 migliaia).

#### Accantonamenti (euro migliaia)

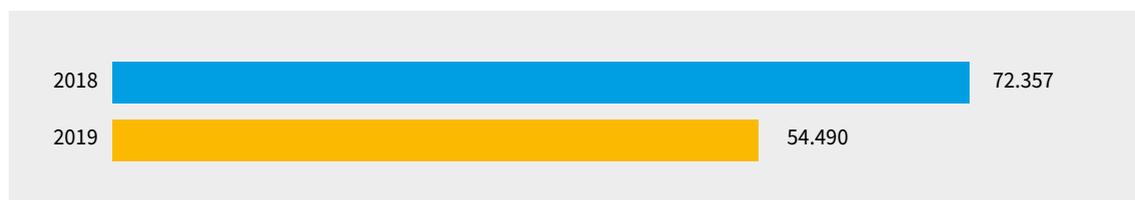


Nello stesso periodo del 2018 gli accantonamenti (euro 3.141 migliaia) avevano principalmente riguardato l'adeguamento degli interventi per le opere di demolizione di Napoli Vigliena, per euro 1.344 migliaia, l'adeguamento dei fondi demolizione delle ciminiere (per euro 875 migliaia) e dei serbatoi (per euro 150 migliaia) della centrale di Vado Ligure.

L'**EBITDA** si attesta ad euro 210.131 migliaia con un incremento di 76.929 migliaia rispetto all'esercizio precedente. Il sostanziale miglioramento è principalmente dovuto ai maggiori margini di mercato soprattutto nel Mercato dei Servizi di Dispacciamento, ad un generalizzato contenimento di tutti i costi operativi rispetto all'anno precedente.

Gli **ammortamenti e svalutazioni** (euro 54.490 migliaia) diminuiscono di euro 17.867 migliaia rispetto al 2018. Al netto delle svalutazioni delle immobilizzazioni materiali effettuate nel 2018 (pari a euro 16.204 migliaia), principalmente riguardanti parte delle opere comuni della Centrale di Vado Ligure, gli ammortamenti dell'esercizio risultano inferiori rispetto a quelli del 2018 per euro 1.813 migliaia.

#### Ammortamenti e svalutazioni (euro migliaia)

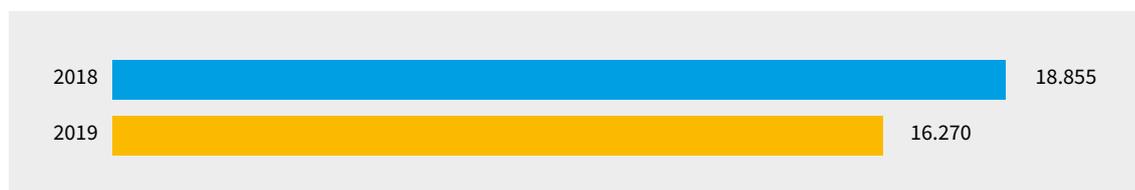


Il **Risultato Operativo** si attesta pertanto ad euro 155.641 migliaia, a fronte di un Risultato Operativo conseguito nell'esercizio precedente pari ad euro 60.845 migliaia.

Nel 2019 sono stati contabilizzati **oneri finanziari** per euro 16.712 migliaia in diminuzione di euro 2.316 migliaia rispetto all'anno precedente, principalmente per effetto del rimborso accelerato della linea Term Loan Tranche A (euro -1.616 migliaia) e per effetto della contrazione del costo legato alla minore esposizione in garanzie emesse (euro -763 migliaia).

I **proventi finanziari** ammontano a euro 442 migliaia a fronte di euro 173 migliaia del 2018 e si riferiscono principalmente agli interessi maturati sui crediti IVA chiesti a rimborso.

#### Oneri finanziari netti (euro migliaia)



Le imposte al 31 dicembre 2019, positive per euro 27.728 migliaia, si riferiscono sostanzialmente:

1. per euro 2.500 migliaia alla stima delle imposte correnti IRES e per euro 6.300 migliaia alla stima delle imposte correnti IRAP, calcolate sul reddito imponibile;
2. per euro 34.822 migliaia all'effetto positivo delle imposte anticipate originatesi nell'anno in corso e in quelli precedenti e stimate recuperabili in un arco temporale fino al 2023, anno in cui scadrà l'attuale regime regolato del Capacity Market;
3. per euro 1.687 migliaia all'effetto positivo relativo all'utilizzo delle imposte differite passive generate su pregressi ammortamenti fiscali eccedenti e anticipati.

L'**utile netto** dell'esercizio si attesta ad euro 167.099 migliaia (euro 40.196 migliaia nell'esercizio precedente).

## Analisi della struttura patrimoniale

### STATO PATRIMONIALE RICLASSIFICATO

I valori del prospetto riclassificato sono riportati in euro, senza decimali. Per una migliore esposizione i commenti alle singole voci sono espressi in euro.

(IN EURO)	31/12/2019	31/12/2018	VARIAZIONI
<b>Attività immobilizzate nette</b>			
Attività materiali e immateriali	695.398.918	700.909.639	(5.510.721)
• di cui diritti CO2	52.694.440	35.005.693	17.688.747
Altre attività/(passività) non correnti nette	81.122.791	47.906.325	33.216.466
<b>Totale attività immobilizzate nette</b>	<b>776.521.709</b>	<b>748.815.963</b>	<b>27.705.746</b>
<b>Capitale circolante netto</b>			
Rimanenze	12.834.826	14.413.398	(1.578.572)
Crediti commerciali	72.582.584	92.771.007	(20.188.423)
(Debiti)/crediti tributari	(6.120.291)	(2.680.725)	(3.439.566)
Debiti commerciali	(27.172.927)	(74.398.495)	47.225.568
Altre attività/(passività) correnti nette	(8.016.073)	15.297.645	(23.313.718)
<b>Totale capitale circolante netto</b>	<b>44.108.118</b>	<b>45.402.830</b>	<b>(1.294.711)</b>
<b>Attività non corr. possedute per la vendita</b>	<b>864.755</b>	<b>898.000</b>	<b>(33.245)</b>
<b>Capitale investito lordo</b>	<b>821.494.582</b>	<b>795.116.793</b>	<b>26.377.789</b>
<b>Fondi diversi</b>			
Fondi rischi e oneri	(83.583.532)	(76.208.581)	(7.374.951)
TFR e altri benefici ai dipendenti	(6.127.944)	(12.934.493)	6.806.549
Passività per imposte differite	(33.838.665)	(35.409.317)	1.570.652
<b>Totale fondi diversi</b>	<b>(123.550.141)</b>	<b>(124.552.392)</b>	<b>1.002.251</b>
<b>Capitale investito netto</b>	<b>697.944.441 100%</b>	<b>670.564.401 100%</b>	<b>27.380.040</b>
<b>Patrimonio netto</b>	<b>393.426.335 56%</b>	<b>226.286.106 34%</b>	<b>167.140.229</b>
<b>Indebitamento finanziario netto</b>	<b>304.518.106 44%</b>	<b>444.278.295 66%</b>	<b>(139.760.189)</b>

Le **Attività materiali e immateriali** mostrano un decremento di euro 5.511 migliaia. Le principali variazioni hanno riguardato:

- gli ammortamenti del periodo pari a euro 54.340 migliaia;
- gli investimenti del periodo pari ad euro 24.468 migliaia;
- l'adeguamento dei fondi dismantling degli impianti CCGT a seguito della variazione del tasso di inflazione e del tasso di attualizzazione (incremento di euro 4.823 migliaia);
- l'applicazione dell'IFRS16 relativo ai canoni di noleggio ad alle locazioni (incremento di euro 2.537 migliaia);
- il maggiore valore dei diritti di emissione acquistati (euro 17.689 migliaia) derivante dal notevole incremento del PMP sugli acquisti dell'anno rispetto a quelli dell'esercizio precedente.

Per quanto riguarda il dettaglio degli investimenti effettuati durante il 2019, si rimanda all'apposito paragrafo "Investimenti e Demolizioni".

Le **Altre attività/(passività) non correnti nette** mostrano un incremento di euro 33.216 migliaia, principalmente a seguito dell'iscrizione del Credito per imposte anticipate (euro 34.822 migliaia). Al 31 dicembre 2019 la Società - alla luce dei risultati ottenuti in virtù dei quali sono state utilizzate in compensazione euro 106.542 migliaia di perdite conseguite in anni pregressi, nonché delle previsioni di imponibili futuri idonei ad assorbire le differenze temporanee attive di imposta - ha ritenuto di iscrivere le imposte anticipate stimate recuperabili in un arco temporale fino al 2023, anno in cui scadrà l'attuale regime regolato del Capacity Market.

Le **Rimanenze** pari a euro 12.835 migliaia mostrano un decremento di euro 1.579 migliaia rispetto all'anno precedente. Tale variazione è ascrivibile alla diminuzione delle rimanenze di materiali conseguente agli esiti di una attenta analisi storica della movimentazione dei magazzini resasi necessaria a fronte della mutata operatività degli impianti e dei programmi di manutenzione, che ha comportato, da un lato la capitalizzazione tra le immobilizzazioni di parti di ricambio ritenute strategiche (euro 762 migliaia) e, dall'altro, la rettifica di valore di parte delle scorte con elevato rischio di mancato utilizzo (euro 820 migliaia).

Si rimanda per maggiori dettagli a quanto indicato nel commento alle rimanenze in nota n. 7.

I **Crediti commerciali** sono inferiori rispetto all'esercizio precedente per euro 20.188 migliaia; in particolare si rilevano:

- minori crediti a fronte di vendite bilaterali (euro 26.638 migliaia) a seguito delle minori vendite bilaterali nel mese di dicembre 2019 rispetto a dicembre 2018 (vendite ad Edison a garanzia del contratto gas);
- minori crediti verso il GME (euro 9.228 migliaia) a seguito delle minori vendite sul mercato MGP nelle ultime due settimane dell'anno. L'intero mese di dicembre 2019 è stato caratterizzato da margini di mercato molto bassi e le vendite hanno prevalentemente riguardato il mercato dei servizi di dispacciamento;
- maggiori crediti verso Terna (euro 15.940 migliaia) per i maggiori ricavi ottenuti nel mercato MSD nei mesi di novembre e dicembre 2019 rispetto a quelli conseguiti nei mesi di novembre e dicembre 2018.

I **Debiti tributari** per euro 6.120 migliaia si riferiscono alle imposte IRES e IRAP determinate applicando le aliquote vigenti all'imponibile fiscale dell'esercizio, al netto degli acconti IRAP versati.

Il saldo dei **Debiti commerciali** diminuisce di euro 47.226 migliaia rispetto al 31 dicembre 2018. Tale variazione è prevalentemente riconducibile:

- alla diminuzione dei debiti per acquisto gas (euro 28.903 migliaia) prevalentemente a seguito del minor costo del gas del mese di dicembre 2019 rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente, dovuto sia alla minore produzione che ai prezzi di acquisto inferiori;
- alla diminuzione dei debiti verso GME per acquisto energia (euro 13.497 migliaia), correlati alle minori vendite bilaterali;
- alla diminuzione dei debiti verso Terna per acquisto energia (euro 6.611 migliaia) a seguito dei minori costi per gli acquisti sul mercato dei servizi di dispacciamento nei mesi di novembre e dicembre 2019 rispetto a quelli conseguiti nei mesi di novembre e dicembre 2018.

Le **Altre attività/(passività) correnti nette** evidenziano un decremento di euro 23.314 migliaia rispetto al 31 dicembre 2018. Tale variazione deriva dagli effetti combinati:

- della diminuzione delle attività correnti per euro 6.212 migliaia rispetto allo scorso esercizio, dovuta al minor credito IVA;
- dell'aumento delle passività correnti per euro 16.957 migliaia rispetto allo scorso esercizio, principalmente riconducibile all'aumento per

euro 14.810 migliaia dei debiti per la consegna delle quote CO<sub>2</sub> per il rispetto dell'obbligo delle emissioni 2019.

**Le Attività non correnti possedute per la vendita** pari ad euro 865 migliaia riguardano sostanzialmente il valore attribuito ai terreni (circa 29 ettari) del sito di Vado Ligure oggetto di cessione alla Società Vernazza Autogru Srl, cessione che risulta poi finalizzata con atto di vendita datato 6 marzo 2020, come indicato in precedenza nel paragrafo "Struttura operativa".

Il **Fondo Rischi e Oneri** si incrementa per euro 7.375 migliaia a seguito della movimentazione come meglio evidenziato in nota n. 16.

Il **Capitale investito netto** si attesta pertanto a euro 697.944 migliaia (euro 670.564 migliaia al 31 dicembre 2018).

Il **Patrimonio netto** si attesta ad euro 393.426 migliaia e si è sostanzialmente movimentato, rispetto al 31 dicembre 2018, per effetto dell'utile netto del periodo, pari a euro 167.099 migliaia, nonché per l'incremento netto di euro 41 migliaia delle riserve IAS 19, IFRS 9. Per maggiori dettagli si rinvia a quanto indicato in nota n. 14.

L'**Indebitamento finanziario netto** è pari a euro 304.518 migliaia in diminuzione di euro 139.760 migliaia rispetto al 2018. Per maggiori dettagli si rimanda a quanto riportato nelle note esplicative.

## Attività di Ricerca e Sviluppo

La Società non ha effettuato nel corso del 2019 attività di ricerca e sviluppo né esistono, alla data del 31 dicembre 2019, costi sospesi riferibili a tale tipologia di attività.

## Azioni proprie ed azioni della controllante

Alla data di riferimento del bilancio la Società non possiede azioni proprie né azioni delle controllanti, dirette ed indirette.

## Rapporti con imprese controllate, collegate, controllanti ed imprese sottoposte al controllo di queste ultime

Nel corso del 2019 non sono state poste in essere significative operazioni con le parti correlate. Per maggiori dettagli si rinvia a quanto indicato nelle Note esplicative al Bilancio.

## Rischi Finanziari, Rischi di Mercato ed Altri Rischi

Si rinvia a quanto indicato nelle Note esplicative al Bilancio.

## Prevedibile evoluzione della gestione

### EVOLUZIONE DEL PIANO INDUSTRIALE

Come noto, nel corso del 2015 era stato sottoscritto, con i creditori principali (Istituti Finanziatori), un Accordo di Ristrutturazione dei debiti (ADR) ex art. 182-bis L.F., volto al superamento strutturale degli squilibri finanziari e patrimoniali esistenti a tale data. L'ADR includeva un Piano di rifinanziamento - "Restated Facility Agreement" - negoziato sulla base di un Piano Industriale (di seguito il "Piano") che, tra le altre assunzioni, prevedeva l'introduzione del Capacity Market a partire dal 2018 e una ripresa della domanda di energia elettrica che avrebbe permesso un graduale ritorno a maggiori margini di redditività.

Nel corso del 2019 è stato formalmente avviato il meccanismo del Capacity Market, nel quale si sono fissati i parametri economici tecnici per gli anni di consegna 2022 e 2023. Tirreno Power è risultata aggiudicataria di tutta la capacità offerta, pari a euro 1.875 MW.

Il Consiglio di Amministrazione, alla luce della introduzione del Capacity Market per gli anni 2022 e 2023 e del nuovo scenario di mercato, ha approvato l'aggiornamento del Piano Industriale. Nell'aggiornamento del Piano, l'andamento del mercato negli anni 2020 e 2021, non coperti dal meccanismo del Capacity Market, non si attende caratterizzato da modifiche sostanziali di tipo tecnologico/industriale. Conseguentemente gli scenari di mercato fanno ritenere che, nei prossimi due anni, i risultati ottenibili dal Mercato dei Servizi di Dispacciamento (MSD) possano compensare i margini non conseguiti con il Capacity Market, in analogia a quanto accaduto nei primi anni di attuazione del "Piano". Negli anni post Capacity Market gli scenari di mercato fanno ritenere che i risultati si manterranno tali da consentire l'adempimento delle obbligazioni previsti nell'ADR, in attesa che un nuovo meccanismo regolatorio entri in vigore dal 2024.

Nel complesso, considerato che:

- i risultati economici conseguiti negli anni precedenti, e in particolare nel 2018 e 2019, hanno confermato performance superiori rispetto a quanto previsto nel Piano Industriale e Finanziario e successivi aggiornamenti;
- la realizzazione fino ad oggi delle azioni previste nel suddetto "Piano" in termini di efficientamento delle risorse ha portato ad una riduzione dei costi di struttura;
- la riscontrata capacità di generare cassa ha consentito un'accelerazione nel rimborso del finanziamento tale da estinguere l'intera Tranche A con tre esercizi di anticipo rispetto alla naturale scadenza delle rate;

risulta confermata la ragionevolezza delle assunzioni utilizzate dagli amministratori nella redazione del "Piano" e del suo aggiornamento, rendendo questi ultimi confidenti circa la capacità della Società di poter raggiungere i risultati attesi nel "Piano" anche per gli esercizi futuri, pur consapevoli che i risultati previsti nello stesso potranno concretizzarsi solo al manifestarsi delle ipotesi in esso previste. Tali ipotesi sono principalmente connesse alle dinamiche del mercato ed alle evoluzioni regolatorie, soggette per loro natura ad incertezze nelle modalità e nelle tempistiche di realizzazione.

Sulla base di tali presupposti, gli amministratori hanno ritenuto ragionevole assumere che la Società possa continuare ad operare in un prevedibile futuro come un'entità in funzionamento redigendo il presente bilancio annuale nel presupposto della continuità aziendale.

---

## EVOLUZIONE DELLA GESTIONE

Dopo un 2019 caratterizzato, secondo le stime elaborate dall'ISTAT, da un incremento del PIL italiano di circa lo 0,2% (in deciso rallentamento rispetto alla crescita dello 0,8% registrata nel 2018), la Banca d'Italia nell'ultimo bollettino mensile stima una crescita del PIL dello 0,5% nel 2020, dello 0,9 nel 2021 e dell'1,1 nel 2022.

Secondo i primi dati provvisori elaborati da Terna, il totale dell'energia elettrica richiesta in Italia nel 2019 ammonta a 319,6 miliardi di kWh (-0,6% rispetto al 2018). Nel 2019 le fonti di energia rinnovabile hanno soddisfatto il 35,3% della domanda elettrica italiana (valore in crescita rispetto al 34,7% del 2018).

Nel mese di dicembre 2019, a livello territoriale la variazione tendenziale di dicembre 2019 è risultata ovunque negativa: -4,3% al Nord, -2,1% al Centro e -0,7% al Sud.

I consumi di gas continueranno ad avere un ruolo centrale nel processo di decarbonizzazione, in linea con gli obiettivi definiti (Pacchetto Clima-Energia 2020) fornendo, in particolare, un rilevante contributo al settore termoelettrico, in vista della progressiva uscita dalla produzione a carbone e all'aumentare di fonti rinnovabili intermittenti. L'utilizzo di queste ultime, scarsamente programmabile, richiederà un maggiore supporto da parte del gas naturale, fonte che garantisce continuità e flessibilità della produzione.

Nel 2019 la Società, nonostante si inserisca in un contesto di mercato comunque sempre caratterizzato da un elevato livello di competitività e di contrazione della domanda di energia, ha rafforzato i risultati economici e finanziari con una crescita dell'EBTDA di quasi il 60% rispetto al 2018, generando flussi di cassa che hanno consentito di accelerare il ripagamento dell'indebitamento finanziario previsto dall'accordo con gli istituti bancari. Nel mese di gennaio 2020 è stata interamente ripagata le Tranche A, del debito, che al 2015 ammontava a euro 300 milioni, ed i relativi interessi capitalizzati, con tre esercizi di anticipo prima della naturale scadenza prevista a fine 2022.

La Società nel corso del 2019 ha ottenuto l'emissione di nuove garanzie commerciali e l'apertura di linee di credito per commodities che hanno permesso di ampliare la platea delle controparti per la finalizzazione di contratti bilaterali di copertura.

L'attività del management continuerà ad essere rivolta alla difesa dei livelli di redditività attraverso una attenzione continua volta a cogliere tutte le opportunità sul mercato elettrico, l'efficientamento dei processi, formazione e motivazione del personale. In particolare nel corso del 2020 la società si impegnerà ad evolvere in chiave digitale alcuni dei processi aziendali, con un particolare focus sulla pianificazione dei fabbisogni. La Società, coerentemente con quanto presentato nel Piano industriale, già a partire dal 2019, si è impegnata per conseguire un sempre più elevato livello di performance degli impianti tramite un piano di investimenti sugli impianti volti a garantire quella flessibilità essenziale per soddisfare al meglio la volatilità della domanda di elettricità sul mercato e garantire le massime prestazioni delle unità produttive.

Una attenzione particolare sarà rivolta al mantenimento dei livelli di costi aziendali raggiunti ed al loro monitoraggio.

## Fatti di rilievo avvenuti dopo la chiusura del periodo

In considerazione dell'evoluzione della cassa disponibile per effetto degli ottimi risultati consuntivati, nonché all'incasso del credito IVA anno 2018, pari ad euro 32.000 migliaia oltre interessi, alla fine del mese di gennaio 2020, la Società, unitamente al pagamento anticipato del debito legato all'eccesso di cassa al 31.12.2019 (Cash Sweep - obbligo contrattuale), ha effettuato un ulteriore pagamento anticipato "volontario" in modo da ripagare totalmente la parte residua del debito relativo alla Tranche A ed i relativi interessi capitalizzati ben tre esercizi prima della naturale scadenza prevista a fine 2022.

Nello specifico, il rimborso di questa ultima parte della Tranche A del debito è stato pari a euro 46.377 migliaia, di cui euro 26.407 migliaia come Cash Sweep e euro 19.970 migliaia come "Voluntary Prepayment".

In data 6 marzo 2020 è stato sottoscritto l'atto finale di vendita delle aree oggetto di cessione alla società Vernazza Autogru. L'operazione, dettagliatamente descritta nel paragrafo "Struttura operativa", ha comportato l'incasso di euro 2.100 migliaia al netto degli acconti già ricevuti nel corso del 2019.

## Proposte Del Consiglio Di Amministrazione

Signori Azionisti,

Vi invitiamo ad approvare nel suo insieme e nelle singole poste il bilancio chiuso al 31 Dicembre 2019.

Tenuto conto di quanto esposto nella presente Relazione sulla Gestione, nonché di quanto disposto dall'articolo 2430 c.c. e di quanto previsto nello Statuto della Società, si propone di destinare l'utile netto, pari ad euro 167.098.912, come segue:

1. quanto ad euro 8.354.946, pari alla ventesima parte degli utili netti, a riserva legale;
2. la restante parte, pari ad euro 158.743.966, a utili portati a nuovo.

Roma, 04 marzo 2020

*Per il Consiglio di Amministrazione  
(Il Presidente)*





Prospetti  
di Bilancio



## Stato Patrimoniale

(EURO)	NOTA	31-DIC-19	31-DIC-18
<b>Attivo</b>			
Immobili, impianti e macchinari	1	641.878.963	665.266.737
Attività immateriali	2	53.519.955	35.642.901
Attività finanziarie non correnti	3	10.474.461	6.788.225
Attività per imposte anticipate	4	35.547.256	621.042
Altre attività non correnti	5	37.448.729	41.710.882
Strumenti finanziari - derivati	6	-	410.534
<b>Totale Attivo non corrente</b>		<b>778.869.364</b>	<b>750.440.322</b>
Rimanenze	7	12.834.826	14.413.398
Crediti Commerciali	8	72.582.584	92.771.007
Altre attività correnti	9	46.970.664	53.609.003
Strumenti finanziari - derivati	10	611.826	125.104
Altre attività finanziarie correnti	11	72.808	133.251
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	12	26.424.275	24.925.567
<b>Totale Attivo corrente</b>		<b>159.496.982</b>	<b>185.977.329</b>
<b>Attività non correnti possedute per la vendita</b>	<b>13</b>	<b>864.755</b>	<b>898.000</b>
<b>TOTALE ATTIVO</b>		<b>939.231.101</b>	<b>937.315.651</b>
<b>Passivo</b>			
Capitale sociale		60.516.142	60.516.142
Altre riserve		126.793.526	124.742.410
Utili (perdite) cumulati		39.017.754	831.557
Utili (perdite) del periodo		167.098.912	40.195.996
<b>Patrimonio Netto</b>	<b>14</b>	<b>393.426.335</b>	<b>226.286.105</b>
Debiti per finanziamenti	15	284.565.425	416.237.721
Fondi rischi e oneri	16	79.852.666	65.679.454
TFR e altri benefici ai dipendenti	17	6.127.944	12.934.493
Passività per imposte differite	18	33.838.665	35.409.317
Altre passività non correnti	19	822.096	1.624.359
Altre passività finanziarie non correnti	20	1.525.559	-
<b>Totale Passivo non corrente</b>		<b>406.732.355</b>	<b>531.885.344</b>
Debiti per finanziamenti	15	46.376.957	52.966.140
Fondi rischi e oneri	16	3.730.866	10.529.128
Debiti commerciali	21	27.172.927	74.398.495
Debiti per imposte sul reddito	22	6.120.291	2.680.725
Altre passività correnti	23	54.459.740	38.464.468
Strumenti finanziari - derivati	24	624.351	99.021
Altre passività finanziarie a breve	20	587.279	6.225
<b>Totale Passivo corrente</b>		<b>139.072.411</b>	<b>179.144.202</b>
<b>TOTALE PATRIMONIO E PASSIVO</b>		<b>939.231.101</b>	<b>937.315.651</b>

## Conto Economico

(EURO)	NOTA	31-DIC-19	31-DIC-18
Ricavi	25	666.543.804	1.087.197.400
Altri ricavi	26	5.430.443	3.545.071
<b>Totale Ricavi</b>		<b>671.974.247</b>	<b>1.090.742.471</b>
Incrementi Immob.ni per lavori interni	27	768.777	562.467
Materie prime di consumo	28	(367.935.963)	(877.358.165)
Costo del Personale	29	(20.928.837)	(20.341.852)
Costi per Servizi	30	(15.937.006)	(16.386.930)
Altri Costi operativi	31	(57.810.449)	(44.015.835)
Ammortamenti e Svalutazioni	32	(54.489.777)	(72.357.186)
<b>Risultato operativo</b>		<b>155.640.992</b>	<b>60.844.970</b>
Oneri Finanziari	33	(16.712.270)	(19.027.944)
Proventi Finanziari	34	442.203	172.815
<b>Risultato prima delle imposte</b>		<b>139.370.925</b>	<b>41.989.840</b>
Imposte	35	27.727.987	(1.793.844)
<b>Risultato netto</b>		<b>167.098.912</b>	<b>40.195.996</b>
<b>Risultato per azione - base e diluito</b>	<b>36</b>	<b>2,76</b>	<b>0,66</b>

### PROSPETTO DELL'UTILE / (PERDITA) COMPLESSIVO RILEVATO NEL PERIODO

(EURO)	NOTA	2019	2018
<b>Risultato netto del periodo</b>		<b>167.098.912</b>	<b>40.195.996</b>
<b>Altre componenti di conto economico complessivo:</b>			
Variazione del fair value strumenti finanziari su POWER	24	(399.251)	(75.256)
Variazione del fair value strumenti finanziari su GAS	10	369.909	95.079
Variazione del fair value IAS 19 - TFR e altri BENEFICI	17	(466.361)	513.444
Variazione del fair value Interest Rate Cap	6	(3.524)	(317.181)
Variazione del fair value IFRS 9 - Time Value	6	540.543	(540.543)
<b>Totale altre componenti di conto economico complessivo</b>		<b>41.316</b>	<b>(324.457)</b>
<b>TOTALE CONTO ECONOMICO COMPLESSIVO</b>		<b>167.140.228</b>	<b>39.871.539</b>

## RENDICONTO FINANZIARIO DELLE DISPONIBILITÀ LIQUIDE

(EURO)	NOTA	31-DIC-19	31-DIC-18
<b>ATTIVITÀ DI ESERCIZIO</b>			
Risultato netto del periodo	14	167.098.912	40.195.996
Ammortamenti e svalutazioni	32	54.489.777	72.357.186
Accantonamenti netti imposte differite e altri fondi		(1.002.251)	(9.386.505)
(Acquisto) restituzione quote CV e CO2		(17.688.747)	(15.662.973)
Incremento (decremento) riserve IAS 39, IAS 19, Interest Rate CAP		41.316	507.100
Altre variazioni non monetarie		(6.789.080)	1.643.196
Variazione di altre attività e passività non correnti		(33.216.466)	(13.112.729)
Variazione di altre attività e passività correnti		1.740.711	(9.995.572)
<b>Flusso monetario da attività di esercizio</b>		<b>164.674.173</b>	<b>66.545.699</b>
di cui:			
• Interessi attivi incassati		-	-
• Interessi passivi pagati		(3.292.207)	(994.885)
• Imposte sul reddito pagate		(4.644.913)	-
<b>ATTIVITÀ DI INVESTIMENTO</b>			
Investimenti in attività materiali		(23.990.291)	(13.217.449)
Investimenti in attività immateriali		(477.693)	(280.480)
<b>Flusso monetario da attività di investimento</b>		<b>(24.467.984)</b>	<b>(13.497.930)</b>
<b>ATTIVITÀ DI FINANZIAMENTO</b>			
Aumento di capitale sociale		-	-
Incremento (decremento) debiti per finanziamenti non correnti		(131.672.297)	(54.282.153)
Incremento (decremento) debiti per finanziamenti correnti		(6.589.184)	14.484.409
Strumenti Finanziari Partecipativi		-	-
Variazione altri debiti finanziari a breve		(446.000)	-
<b>Flusso monetario da attività di finanziamento</b>		<b>(138.707.481)</b>	<b>(39.797.744)</b>
<b>Incremento (decremento) disponibilità liquide e mezzi equivalenti</b>		<b>1.498.708</b>	<b>13.250.026</b>
<b>Disponibilità liquide e mezzi equivalenti inizio periodo</b>		<b>24.925.567</b>	<b>11.675.541</b>
<b>Disponibilità liquide e mezzi equivalenti fine periodo</b>		<b>26.424.275</b>	<b>24.925.567</b>

**PROSPETTO DELLE VARIAZIONI DEL PATRIMONIO NETTO**

(EURO)	NOTA	CAPITALE SOCIALE (A)	ALTRE RISERVE (B)	UTILI (PERDITE) CUMULATI (C)	UTILI (PERDITE) DEL PERIODO (D)	TOTALE (A+B+C+D)=E
<b>Saldo al 1° gennaio 2018</b>		<b>60.516.142</b>	<b>138.530.009</b>	<b>0</b>	<b>(13.463.142)</b>	<b>185.583.009</b>
Destinazione risultato esercizio 2017			(13.463.142)		13.463.142	-
Rettifica saldi di apertura applicazione IFRS 9				831.557		831.557
Utile/Perdite complessivo dicembre 2018			(324.457)		40.195.996	39.871.539
di cui:						
<i>Utile/Perdite rilevati direttamente a Patrimonio Netto</i>	14		(324.457)			(324.457)
<i>Utile/Perdite anno dicembre 2018</i>					40.195.996	40.195.996
<b>Saldo al 1° gennaio 2019</b>		<b>60.516.142</b>	<b>124.742.410</b>	<b>831.557</b>	<b>40.195.996</b>	<b>226.286.105</b>
Destinazione risultato esercizio 2018			2.009.800	38.186.196	(40.195.996)	-
Utile/Perdite complessivo dicembre 2019			41.316		167.098.912	167.140.228
di cui:						-
<i>Utile/Perdite rilevati direttamente a Patrimonio Netto</i>	14		41.316			41.316
<i>Utile/Perdite anno dicembre 2019</i>					167.098.912	167.098.912
<b>SALDO AL 31 DICEMBRE 2019</b>		<b>60.516.142</b>	<b>126.793.526</b>	<b>39.017.754</b>	<b>167.098.912</b>	<b>393.426.335</b>







# Note Esplicative



## Dichiarazione di conformità

Il presente Bilancio è predisposto in conformità ai principi contabili internazionali IFRS emessi dall'International Accounting Standards Board (IASB) e fornisce un'informativa completa in base a quanto previsto dallo IAS 1.

Per IFRS si intendono tutti gli "International Financial Reporting Standards", tutti gli International Accounting Standards ("IAS"), tutte le interpretazioni dell'International Financial Reporting Standards Interpretations Committee ("IFRS IC"), tutte le interpretazioni dello Standing Interpretations Committee ("SIC"), ad oggi adottati dall'Unione Europea e contenuti nei relativi Regolamenti U.E. pubblicati sulla G.U.C.E. sino alla data odierna, in cui il Consiglio di Amministrazione di Tirreno Power S.p.A. ha autorizzato la pubblicazione del presente bilancio. Sempre sul piano interpretativo, infine, si è altresì tenuto conto dei documenti sull'applicazione degli IAS/IFRS in Italia predisposti dall'Organismo Italiano di Contabilità (OIC).

---

### STRUTTURA E CONTENUTO DEL BILANCIO

Il presente bilancio si compone di Stato Patrimoniale, Conto Economico, Prospetto dell'utile/perdite complessivo, Rendiconto finanziario, Prospetto delle variazioni di Patrimonio netto, nonché delle Note esplicative ed è redatto nell'ottica della continuità aziendale, in virtù di quanto indicato nel paragrafo "Prevedibile evoluzione della gestione".

Per quanto riguarda gli schemi di bilancio che la Società ha scelto di adottare si segnala che:

- nello "Stato patrimoniale" le attività e le passività sono ordinate per scadenza, separando le poste correnti e non correnti con scadenza, rispettivamente, entro e oltre 12 mesi;
- il "Conto economico" è presentato in forma scalare per natura;
- il "Rendiconto finanziario" è redatto applicando il metodo indiretto, come consentito dallo IAS 7;
- il "Prospetto dell'utile/perdite complessivo" è predisposto in forma separata secondo quanto previsto dallo IAS 1 Revised;
- il "Prospetto delle variazioni del Patrimonio Netto" è predisposto secondo quanto previsto dallo IAS 1 Revised.

La valuta funzionale utilizzata per la presentazione del bilancio è l'euro e tutti i valori sono espressi in migliaia di euro tranne quando diversamente indicato. Ai fini espositivi i valori sono riportati senza indicazione dei decimali.

Il presente documento è assoggettato a revisione contabile da parte della società di revisione *EY S.p.A.*, società alla quale è stata altresì affidata l'attività di controllo legale dei conti.

## Principi contabili e criteri di valutazione

Di seguito si riportano sinteticamente i principi contabili ed i criteri di valutazione adottati. I criteri di valutazione sono adottati nell'ottica della continuità aziendale e rispondono ai principi di competenza, di rilevanza e significatività dell'informazione contabile e di prevalenza della sostanza economica sulla forma giuridica.

Il principio generale adottato nella predisposizione del presente bilancio è quello del costo ad eccezione degli eventuali strumenti derivati per i quali il principio IFRS 9 ne obbliga la valutazione al *fair value*.

---

### CLASSIFICAZIONE CORRENTE/NON CORRENTE

Le attività e passività nel presente bilancio sono classificate secondo il criterio corrente/non corrente.

Un'attività è corrente quando:

- si suppone che sia realizzata, oppure è posseduta per la vendita o il consumo, nel normale svolgimento del ciclo operativo;
- è detenuta principalmente con la finalità di negoziarla;
- si suppone che sia realizzata entro dodici mesi dalla data di chiusura dell'esercizio; o
- è costituita da disponibilità liquide o mezzi equivalenti a meno che non sia vietato scambiarla o utilizzarla per estinguere una passività per almeno dodici mesi dalla data di chiusura dell'esercizio.

Tutte le altre attività sono classificate come non correnti.

Una passività è corrente quando:

- è previsto che si estingua nel suo normale ciclo operativo;
- è detenuta principalmente con la finalità di negoziarla;
- deve essere estinta entro dodici mesi dalla data di chiusura dell'esercizio; o
- l'entità non ha un diritto incondizionato a differire il regolamento della passività per almeno dodici mesi dalla data di chiusura dell'esercizio.

Tutte le altre passività sono classificate come non correnti.

---

### UTILIZZO DI STIME

La redazione del bilancio e delle relative note esplicative richiede l'applicazione di principi e metodologie contabili che a volte si basano su complesse valutazioni soggettive e stime legate all'esperienza storica, e su assunzioni che vengono di volta in volta considerate ragionevoli e realistiche in funzione delle relative circostanze. L'applicazione di tali stime ed assunzioni influenza l'informativa fornita e gli importi riportati nello stato patrimoniale, nel conto economico e nel rendiconto finanziario e conseguentemente nel prospetto di variazione del patrimonio netto, a causa dell'incertezza che caratterizza le assunzioni e le condizioni sulle quali si basano le stime. Un cambiamento nelle condizioni sottostanti le assunzioni utilizzate potrebbe avere un impatto anche significativo sul bilancio, sulla recuperabilità e sugli ammortamenti degli attivi non correnti, sui fondi rischi, su alcuni crediti regolatori, alle imposte anticipate, nonché relativamente al fair value degli strumenti finanziari. In particolare, le valutazioni di recuperabilità di importanti elementi dell'attivo, quali le immobilizzazioni materiali e immateriali e le imposte anticipate, sono basate su stime significative associate alla determinazione dei futuri flussi di cassa disponibili e degli imponibili fiscali. Le stime e le assunzioni sono riviste periodicamente e gli effetti di ciascuna variazione sono contestualmente rilevate a conto economico.

---

## CRITERI DI CONVERSIONE DELLE POSTE IN VALUTA

La valuta funzionale e di presentazione del bilancio è l'euro.

Le operazioni in valuta estera sono iscritte al tasso di cambio in vigore alla data dell'operazione. Le attività e passività monetarie in valuta diversa da quella funzionale sono successivamente adeguate al tasso di cambio in essere alla data di chiusura del bilancio. Le differenze di cambio derivanti dalle operazioni di conversione sono riflesse sul conto economico ed iscritte tra i proventi e gli oneri finanziari. Le attività e le passività non monetarie denominate in valuta estera e valutate al costo sono convertite al tasso di cambio in vigore alla data di iniziale rilevazione dell'operazione.

---

## ATTIVITÀ MATERIALI

Gli immobili, impianti e macchinari sono valutati al costo d'acquisto o di produzione, al netto degli ammortamenti accumulati e delle eventuali perdite di valore cumulate. Il costo include gli oneri direttamente sostenuti per predisporre le attività al loro utilizzo, nonché eventuali oneri di smantellamento e di rimozione (nei casi previsti dallo IAS 37), iscritti al valore attuale dell'onere futuro che si stima di sostenere. Il costo include altresì gli eventuali interessi passivi su finanziamenti destinati all'acquisizione o costruzione di immobili, impianti e macchinari sostenuti fino all'entrata in esercizio degli stessi.

Sono inclusi inoltre i costi relativi ai ricambi considerati strategici per garantire l'attività produttiva degli impianti.

L'ammortamento ha inizio nel momento in cui l'attività è disponibile all'uso ed è ripartito sistematicamente in relazione alla residua possibilità di utilizzazione della stessa, ossia sulla base della stimata vita utile.

La vita utile degli immobili, impianti e macchinari ed il loro valore residuo sono rivisti ed aggiornati, ove necessario, almeno alla chiusura di ogni esercizio. Il valore di presunto realizzo che si ritiene di recuperare al termine della vita utile, ove determinato, non è ammortizzato.

Quando l'attività oggetto di ammortamento è composta da elementi distintamente identificabili, la cui vita utile differisce significativamente da quella delle altre parti che compongono l'attività, l'ammortamento è effettuato separatamente per ciascuna di tali parti, in applicazione del metodo del *component approach*.

I costi di manutenzione ordinaria sono addebitati integralmente al conto economico nell'esercizio in cui sono sostenuti.

I costi sostenuti per le manutenzioni effettuate a intervalli regolari (*c.d. Major Inspection*) sono iscritti in qualità di cespiti nell'attivo patrimoniale e sono ammortizzati sulla base del ciclo degli interventi, così come pianificato dal management.

L'ammortamento dei beni gratuitamente devolvibili fuori dallo scopo dell'IFRIC 12 è calcolato a quote costanti sulla base del periodo minore tra la durata residua della concessione e la vita utile stimata degli stessi.

I terreni, sia liberi da costruzioni sia annessi a fabbricati civili ed industriali non sono ammortizzati in quanto elementi a vita utile illimitata.

La vita utile stimata dei principali immobili, impianti e macchinari è la seguente:

Fabbricati	25/40 anni
Attrezzature; Generatori di vapore; Macch. Meccanico; Opere idrauliche	20 anni
Impianti a ciclo combinato	30 anni
Manutenzioni	da 2 a 8 anni
Calcolatori elettronici; Macchine d'ufficio; Dotazioni informatiche	5 anni
Linee di trasporto	35 anni
Impianti di teletrasmissione e Attrezzature Industriali	10 anni

Il valore contabile di un elemento di immobili, impianti e macchinari ed ogni componente significativo inizialmente rilevato è eliminato al momento della dismissione (cioè alla data in cui l'acquirente ne ottiene il controllo) o quando non ci si attende alcun beneficio economico futuro dal suo utilizzo o dismissione. L'utile/perdita che emerge al momento dell'eliminazione contabile dell'attività (calcolato come differenza tra il valore netto contabile dell'attività ed il corrispettivo percepito) è rilevato a conto economico quando l'elemento è eliminato contabilmente.

I valori residui, le vite utili ed i metodi di ammortamento di immobili, impianti e macchinari sono rivisti ad ogni chiusura di esercizio e, ove appropriato, corretti prospetticamente.

Nel caso vi siano indicatori di svalutazione le immobilizzazioni materiali sono assoggettate ad una verifica di recuperabilità (c.d. "impairment test") che è illustrata nel successivo paragrafo "Riduzione di valore delle attività". Contestualmente, il ripristino di valore di una attività precedentemente svalutata in contropartita del conto economico è anch'esso rilevato nel conto economico.

## ATTIVITÀ IMMATERIALI

Le attività immateriali sono costituite da elementi non monetari, identificabili e privi di consistenza fisica, controllabili e atti a generare benefici economici futuri. Tali elementi sono rilevati al costo di acquisto e/o di produzione, comprensivo delle spese direttamente attribuibili sostenute per predisporre l'attività al suo utilizzo, al netto degli ammortamenti cumulati, nei casi in cui è previsto un processo d'ammortamento, e delle eventuali perdite di valore. L'ammortamento ha inizio nel momento in cui l'attività è disponibile all'uso ed è ripartito sistematicamente in relazione alla residua possibilità di utilizzazione della stessa, ossia sulla base della stimata vita utile. I costi di ricerca sono imputati al conto economico nell'esercizio di competenza. I costi di sviluppo sono capitalizzati a condizione che il costo sia attendibilmente determinabile e che sia dimostrabile che l'attività è in grado di produrre benefici economici futuri.

Relativamente ai cosiddetti diritti di emissione, nonché a fattispecie economiche ad essi assimilati, in seguito alla mancata approvazione da parte dell'IASB dell'IFRIC 3 (Emission Rights) e quindi del suo successivo ritiro, non esiste attualmente uno specifico principio contabile internazionale sulla questione. Nell'attesa di un nuovo principio Tirreno Power, considerato che si approvigiona dei suddetti titoli ambientali per far fronte al proprio fabbisogno nell'esercizio della propria attività industriale (c.d. *own use*), ha deciso di adottare, anche sulla base di benchmark di mercato, il metodo lordo che comporta l'iscrizione dei diritti di emissione tra le immobilizzazioni immateriali al loro fair value, che è pari al costo storico, e l'iscrizione dei diritti di emissione da consegnare tra le passività. Tale posta non è soggetta ad ammortamento, ma ad *impairment test*. Gli oneri sostenuti per acquistare sul mercato (o comunque ottenere a titolo oneroso) le quote CO<sub>2</sub> mancanti per adempiere all'obbligo del periodo di riferimento sono rilevati a Conto economico, per competenza, nell'ambito degli altri costi operativi, in quanto rappresentano oneri conseguenti all'adempimento di un obbligo normativo.

---

## RIDUZIONE DI VALORE DELLE ATTIVITÀ

A ciascuna data di riferimento, gli immobili, impianti e macchinari e le attività immateriali con vita indefinita sono analizzati al fine di identificare l'esistenza di eventuali indicatori di riduzione del loro valore. Se è identificata la presenza di tali indicatori, si procede alla stima del valore recuperabile delle attività interessate, imputando l'eventuale svalutazione a conto economico. Il valore recuperabile di un'attività è il maggiore tra il suo fair value, ridotto dei costi di vendita, e il suo valore d'uso, laddove quest'ultimo è il valore attuale dei flussi finanziari futuri stimati per tale attività. Nel determinare il valore d'uso, i flussi finanziari futuri attesi sono attualizzati con un tasso di sconto che riflette la valutazione del costo del denaro per l'impresa, rapportato al periodo dell'investimento ed ai rischi specifici dell'attività. Una riduzione di valore è riconosciuta a conto economico quando il valore di iscrizione dell'attività è superiore al valore recuperabile. Nel caso dell'avviamento e delle eventuali altre attività immateriali a vita utile indefinita o di attività non disponibili per l'uso, tale valutazione viene effettuata almeno annualmente.

Per le immobilizzazioni materiali e immateriali (ma non per l'avviamento), se vengono meno i presupposti per una svalutazione precedentemente effettuata, il valore contabile dell'attività è ripristinato con imputazione a conto economico, nei limiti del valore netto di carico che l'attività in oggetto avrebbe avuto se non fosse stata effettuata la svalutazione e fossero stati effettuati gli ammortamenti.

---

## RIMANENZE

Le materie prime, sussidiarie e di consumo sono valutate al costo di acquisto determinato con il metodo della media ponderata e non sono svalutati al di sotto del costo in quanto posseduti per essere utilizzati nel processo produttivo.

Il costo di acquisto viene determinato per periodo di riferimento, relativamente ad ogni voce di magazzino. Il costo medio ponderato include gli oneri accessori di competenza riferiti agli acquisti del periodo.

Il valore delle scorte obsolete e a lenta movimentazione è svalutato in relazione al rischio di utilizzo o di realizzo, mediante l'accantonamento del rischio in un apposito fondo a rettifica del valore dei magazzini.

---

## STRUMENTI FINANZIARI

Gli strumenti finanziari includono le attività e passività finanziarie la cui classificazione è determinata al momento della loro iniziale rilevazione, in funzione dello scopo per cui le stesse sono state acquistate. Gli acquisti e le vendite di strumenti finanziari vengono rilevati per data di negoziazione ("trade date").

Gli strumenti finanziari includono oltre le partecipazioni disponibili per la vendita, le altre attività finanziarie non correnti, i crediti ed i finanziamenti non correnti, i crediti commerciali, gli altri crediti originati dall'impresa nonché le altre attività finanziarie correnti come le disponibilità liquide ed i mezzi equivalenti ovvero i depositi bancari ed i crediti finanziari esigibili entro tre mesi. Rientrano, inoltre, tra gli strumenti finanziari i debiti finanziari, i debiti commerciali, gli altri debiti ed altre passività finanziarie e gli strumenti derivati.

Tutte le attività e passività per le quali il fair value viene valutato o esposto in bilancio sono categorizzate in base alla gerarchia del fair value, come di seguito descritta:

- Livello 1 - i prezzi quotati (non rettificati) in mercati attivi per attività o passività identiche a cui la Società può accedere alla data di valutazione.
- Livello 2 - Input diversi dai prezzi quotati inclusi nel Livello 1, osservabili direttamente o indirettamente per l'attività o per la passività.
- Livello 3 - tecniche di valutazione per le quali i dati di input non sono osservabili per l'attività o per la passività.

La valutazione del fair value è classificata interamente nello stesso livello della gerarchia del fair value in cui è classificato l'input di più basso livello di gerarchia utilizzato per la valutazione. Si segnala che non si sono verificati cambiamenti nei livelli della gerarchia di fair value utilizzati ai fini della misurazione degli strumenti finanziari rispetto all'ultimo bilancio. Per le attività e passività rilevate nel bilancio al fair value su base ricorrente, la Società determina se siano intervenuti dei trasferimenti tra i livelli della gerarchia. La loro valutazione iniziale tiene conto dei costi di transazione direttamente attribuibili all'acquisizione o dei costi di emissione che sono inclusi nella valutazione iniziale degli strumenti finanziari. Il fair value degli strumenti quotati in pubblici mercati è determinato facendo riferimento alle quotazioni (bid price) alla data di bilancio. Il fair value degli strumenti non quotati, inclusi quelli relativi all'energia elettrica, viene invece misurato facendo riferimento a tecniche di valutazione finanziaria o ricorrendo a primarie controparti finanziarie. In particolare, il fair value degli IRS è misurato attualizzando i flussi di cassa attesi, il fair value dei forward su cambi è determinato sulla base dei tassi di cambio di mercato alla data di riferimento e ai differenziali di tasso tra le valute interessate, mentre i fair value dei derivati relativi alle commodities sono determinati utilizzando modelli basati sulla best practice di settore. In generale nell'applicazione dei suddetti modelli si utilizzano dati di mercato piuttosto che dati interni all'azienda.

---

### **CREDITI COMMERCIALI**

I crediti commerciali la cui scadenza rientra nei normali termini commerciali non sono attualizzati e sono iscritti al costo (identificato dal loro valore nominale) al netto delle relative perdite di valore.

Il management ha verificato che il fair value dei crediti e debiti commerciali, nonché delle disponibilità liquide e depositi a breve e delle altre passività correnti approssima il valore contabile in conseguenza delle scadenze a breve termine di questi strumenti.

---

### **DISPONIBILITÀ LIQUIDE E MEZZI EQUIVALENTI**

Le disponibilità liquide e mezzi equivalenti comprendono i valori numerari, ossia quei valori che possiedono i requisiti della disponibilità a vista o a brevissimo termine, del buon esito e dell'assenza di spese per la riscossione e sono valutate al fair value. Ai fini della rappresentazione nel rendiconto finanziario, le disponibilità liquide e mezzi equivalenti sono rappresentati dalle disponibilità liquide come definite sopra.

---

### **CANCELLAZIONE (DERECOGNITION) DELLE ATTIVITÀ FINANZIARIE**

Le attività finanziarie sono rimosse dallo stato patrimoniale quando il diritto di ricevere i flussi di cassa dallo strumento si è estinto e l'entità ha sostanzialmente trasferito tutti i rischi e benefici relativi allo strumento stesso ed il relativo controllo.

---

### **ATTIVITÀ NON CORRENTI POSSEDUTE PER LA VENDITA**

Le attività non correnti possedute per la vendita accolgono eventuali attività in dismissione se si presume che il loro valore contabile sarà recuperato principalmente con un'operazione di vendita piuttosto che mediante il loro uso continuativo.

Tale criterio di classificazione è applicabile solo quando le attività non correnti sono disponibili nelle loro condizioni attuali per la vendita immediata e la stessa vendita risulta altamente probabile.

Le attività non correnti classificate come possedute per la vendita sono presentate separatamente dalle altre attività e passività nello stato patrimoniale.

Gli importi per attività non correnti classificate come possedute per la vendita non sono riclassificati o ripresentati per gli esercizi precedenti.

Immediatamente prima della classificazione iniziale delle attività non correnti come possedute per la vendita, i valori contabili di tali attività sono misurati secondo gli IFRS / IAS applicabili alle specifiche attività. Tali attività non correnti classificate come detenute per la vendita sono valutate al minore tra il valore contabile ed il loro fair value al netto dei costi di vendita. I costi di vendita sono i costi aggiuntivi direttamente attribuibili alla vendita, esclusi gli oneri finanziari e le imposte.

Le attività non correnti non sono ammortizzate, mentre sono classificate come possedute per la vendita.

---

## DEBITI COMMERCIALI

I debiti commerciali la cui scadenza rientra nei normali termini commerciali non sono attualizzati e sono iscritti al costo (identificato dal loro valore nominale).

---

## PASSIVITÀ FINANZIARIE

Le passività finanziarie, relative a finanziamenti ed altre obbligazioni a pagare, sono inizialmente rilevate al costo corrispondente al *fair value* della passività stessa al netto dei costi sostenuti per l'acquisizione dei finanziamenti (costi di transazione). A seguito della rilevazione iniziale le passività finanziarie sono valutate al costo ammortizzato, applicando il criterio del tasso effettivo di interesse. Sono conseguentemente rideterminati gli oneri finanziari netti sulla base del metodo del tasso effettivo di interesse.

Se vi è un cambiamento dei flussi di cassa attesi ed esiste la possibilità di stimarli attendibilmente, il valore dei prestiti è ricalcolato per riflettere tale cambiamento sulla base del valore attuale dei nuovi flussi di cassa attesi e del tasso interno di rendimento inizialmente determinato. Le passività finanziarie sono classificate fra le passività correnti, salvo che l'entità abbia un diritto incondizionato a differire il loro pagamento per almeno 12 mesi dopo la data di riferimento.

Una passività finanziaria viene cancellata quando l'obbligazione sottostante la passività è estinta, annullata ovvero adempiuta. Laddove una passività finanziaria esistente fosse sostituita da un'altra dello stesso prestatore, a condizioni sostanzialmente diverse, oppure le condizioni di una passività esistente venissero sostanzialmente modificate, tale scambio o modifica viene trattato come una cancellazione contabile della passività originale, accompagnata dalla rilevazione di una nuova passività, con iscrizione a Conto Economico di eventuali differenze tra i valori contabili.

---

## STRUMENTI DI FINANZA DERIVATA

La Società utilizza strumenti finanziari derivati tra i quali: swap su tassi di interesse e contratti a termine di acquisto di *commodity* per coprire rispettivamente, i rischi di tasso di interesse e i rischi di prezzo delle commodity. Tali strumenti finanziari derivati sono inizialmente rilevati al fair value alla data in cui il contratto derivato è sottoscritto e, periodicamente aggiornati ad ogni chiusura di bilancio. I derivati sono contabilizzati come attività finanziarie quando il fair value è positivo e come passività finanziarie quando il fair value è negativo. Ai fini dell'hedge accounting, le coperture sono di tre tipi:

- copertura di fair value in caso di copertura dell'esposizione contro le variazioni del fair value dell'attività o passività rilevata o impegno irrevocabile non iscritto;
- copertura di flussi finanziari in caso di copertura dell'esposizione contro la variabilità dei flussi finanziari attribuibile a un particolare rischio associato con tutte le attività o passività rilevate o a un'operazione programmata altamente probabile o il rischio di valuta estera su impegno irrevocabile non iscritto;
- copertura di un investimento netto in una gestione estera.

All'avvio di un'operazione di copertura, la Società designa e documenta formalmente il rapporto di copertura, cui intende applicare l'*hedge accounting*, i propri obiettivi nella gestione del rischio e la strategia perseguita.

La documentazione include l'identificazione dello strumento di copertura, dell'elemento coperto, della natura del rischio e delle modalità con cui la Società valuterà se la relazione di copertura soddisfa i requisiti di efficacia della copertura (compresa l'analisi delle fonti di inefficacia della copertura e in che modo viene determinato il rapporto di copertura).

La relazione di copertura soddisfa i criteri di ammissibilità per la contabilizzazione delle operazioni di copertura se soddisfa tutti i seguenti requisiti di efficacia della copertura:

- vi è un rapporto economico tra l'elemento coperto e lo strumento di copertura;
- l'effetto del rischio di credito non prevale sulle variazioni di valore risultanti dal suddetto rapporto economico;
- il rapporto di copertura della relazione di copertura è lo stesso di quello risultante dalla quantità dell'elemento coperto che la Società effettivamente copre e dalla quantità dello strumento di copertura che la Società utilizza effettivamente per coprire tale quantità di elemento coperto.

Le operazioni che soddisfano tutti i criteri qualificanti per l'*hedge accounting* sono contabilizzate come segue:

(i) Coperture di fair value

La variazione del fair value dei derivati di copertura è rilevata nel prospetto dell'utile/(perdita) d'esercizio tra gli altri costi. La variazione del fair value dell'elemento coperto attribuibile al rischio coperto è rilevata come parte del valore di carico dell'elemento coperto ed è inoltre rilevato nel prospetto dell'utile/(perdita) d'esercizio negli altri costi. Per quanto riguarda le coperture del fair value riferite a elementi contabilizzati secondo il criterio del costo ammortizzato, ogni rettifica del valore contabile è ammortizzata nel prospetto dell'utile/(perdita) d'esercizio lungo il periodo residuo della copertura utilizzando il metodo del tasso di interesse effettivo (TIE). L'ammortamento così determinato può iniziare non appena esiste una rettifica ma non può estendersi oltre la data in cui l'elemento oggetto di copertura cessa di essere rettificato per effetto delle variazioni del fair value attribuibili al rischio oggetto di copertura. Se l'elemento coperto è cancellato, il fair value non ammortizzato è rilevato immediatamente nel prospetto dell'utile/(perdita) d'esercizio. Quando un impegno irrevocabile non iscritto è designato come elemento oggetto di copertura, le successive variazioni cumulate del suo fair value attribuibili al rischio coperto sono contabilizzate come attività o passività e i corrispondenti utili o perdite rilevati nel prospetto dell'utile/(perdita) d'esercizio.

(ii) Copertura dei flussi di cassa

La porzione di utile o perdita sullo strumento coperto, relativa alla parte di copertura efficace, è rilevata nel prospetto delle altre componenti di conto economico complessivo nella riserva di "cash flow hedge", mentre la parte non efficace è rilevata direttamente nel prospetto dell'utile/(perdita) d'esercizio. La riserva di cash flow hedge è rettificata al minore tra l'utile o la perdita cumulativa sullo strumento di copertura e la variazione cumulativa del fair value dell'elemento coperto.

La Società designa solo la componente spot (intrinseca) dei contratti a termine come strumento di copertura. La componente forward (temporale) è cumulativamente rilevata in OCI in una voce separata.

Gli importi accumulati tra le altre componenti di conto economico complessivo sono contabilizzati, a seconda della natura della transazione coperta sottostante. Se l'operazione oggetto di copertura comporta successivamente la rilevazione di una componente non finanziaria, l'importo accumulato nel patrimonio netto viene rimosso dalla componente separata del patrimonio netto e incluso nel valore di costo o altro valore di carico dell'attività o passività coperta. Questa non è considerata una riclassifica delle poste rilevate in OCI per il periodo. Ciò vale anche nel caso di operazione programmata coperta di un'attività non finanziaria o di una passività non finanziaria che diventa successivamente un impegno irrevocabile al quale si applica la contabilizzazione delle operazioni di copertura di fair value.

Per qualsiasi altra copertura di flussi finanziari, l'importo accumulato in OCI è riclassificato a conto economico come una rettifica di riclassificazione nello stesso periodo o nei periodi durante i quali i flussi finanziari coperti impattano il conto economico.

Se la contabilizzazione di copertura del flusso di cassa viene interrotta, l'importo accumulato in OCI deve rimanere tale se si prevede che i flussi futuri di cassa coperti si verificheranno. Altrimenti, l'importo dovrà essere immediatamente riclassificato nell'utile/(perdita) dell'esercizio come rettifica da riclassificazione. Dopo la sospensione, una volta che il flusso di cassa coperto si verifica, qualsiasi importo accumulato rimanente in OCI deve essere contabilizzato a seconda della natura della transazione sottostante come precedentemente descritto.

Si precisa che, la Società ha ritenuto che i contratti bilaterali stipulati con Terna al fine di garantire la disponibilità di capacità produttiva per gli esercizi 2022 e 2023 (capacity market) rientrino nell'ambito di applicazione dell'own use exemption.

---

## DERIVATI IMPLICITI

I derivati impliciti inclusi in altri strumenti finanziari o in altri contratti sono trattati come derivati separati, quando i loro rischi e caratteristiche non sono strettamente correlati a quelli dei contratti che li ospitano e quest'ultimi non sono valutati a fair value con iscrizione dei relativi utili e perdite a conto economico. La Società verifica la sussistenza di eventuali derivati impliciti, analizzando i fatti e le circostanze che potrebbero averli originati, tra cui ad es. eventuali contratti aventi ad oggetto la ricezione o la vendita di beni "non monetari" secondo le specifiche esigenze aziendali di acquisto, uso e vendita.

---

## BENEFICI AI DIPENDENTI

I benefici a breve termine sono contabilizzati a conto economico nel periodo in cui viene prestata l'attività lavorativa.

Si segnala che, in relazione alla riforma previdenziale del 2007, è stato effettuato il *restatement* del fondo TFR adottando la nuova impostazione metodologica ovvero considerando che le quote maturate a partire dal 1° gennaio 2007 siano un *defined contribution benefit* e quindi non rientrino nel calcolo della passività. Laddove il fondo maturato al 31 dicembre 2006 viene trattato quale *defined benefit plan*, i benefici garantiti ai dipendenti sono riconosciuti nel periodo di maturazione del diritto, così come anche gli altri benefici a lungo termine (Mensilità aggiuntive, Agevolazioni tariffarie e Premi fedeltà).

Il costo dei benefici previsti dai vari piani è determinato, separatamente per ciascun piano, sulla base di ipotesi attuariali stimando l'ammontare dei benefici futuri che i dipendenti hanno maturato alla data di riferimento.

La valutazione delle passività in oggetto è determinata sulla base di ipotesi attuariali indipendenti. Gli utili e le perdite derivanti dall'effettuazione dei calcoli attuariali sono rilevati a conto economico.

Per i piani a contribuzione definita si rilevano contabilmente i contributi solo quando i dipendenti abbiano prestato la loro attività e quindi quei contributi siano maturati. In quest'ultima ipotesi Tirreno Power paga dei contributi fissi a una entità distinta (ad es. un Fondo) e non avrà alcuna obbligazione legale o implicita a pagare ulteriori contributi qualora l'entità deputata non sia solvente.

---

## FONDI PER RISCHI E ONERI

I fondi sono iscritti a fronte di perdite e oneri di natura determinata, di esistenza certa o probabile, dei quali, tuttavia, non sono determinabili precisamente l'ammontare e/o la data di accadimento.

Gli accantonamenti ai fondi per rischi e oneri sono rilevati quando, alla data di riferimento, in presenza di una obbligazione attuale (legale o implicita) nei confronti di terzi, derivante da un evento passato, è probabile che per soddisfare l'obbligazione si renderà necessario un esborso di risorse il cui ammontare sia stimato in modo attendibile. Quando la Società ritiene che un accantonamento al fondo rischi ed oneri sarà in parte rimborsato, per esempio in caso di rischi coperti da polizze assicurative, tale fondo accoglie l'importo dell'effettiva passività ritenuta probabile. Quando l'effetto finanziario del tempo è significativo, l'accantonamento è oggetto di attualizzazione utilizzando una curva tassi che rifletta il valore finanziario del tempo espresso dal mercato ed i rischi associati alla passività.

Quando l'accantonamento è stimato tenendo conto del processo di attualizzazione, l'incremento del fondo, connesso al trascorrere del tempo, è imputato a conto economico come onere finanziario. Se la passività è relativa ad attività materiali (esempio per lo smantellamento e ripristino siti), il fondo è rilevato in contropartita all'attività cui si riferisce; la rilevazione dell'onere a Conto Economico avviene attraverso il processo di ammortamento dell'immobilizzazione materiale alla quale l'onere stesso si riferisce, nonché mediante la rilevazione degli oneri finanziari di rivalutazione della passività stessa.

La stima dei costi di futuri di smantellamento e bonifica è rivista annualmente. Le variazioni delle stime dei costi futuri o del tasso di sconto applicato sono portate a incremento o diminuzione del costo dell'attività se si riferiscono alla porzione di attività che si ammortizzerà nei periodi successivi.

L'accantonamento degli oneri per ristrutturazione avviene nel momento in cui sono rispettati i criteri generali per lo stanziamento di un fondo. La Società ha un'obbligazione implicita quando un piano dettagliato e formalizzato identifica il ramo di attività interessato, la localizzazione e il numero di dipendenti oggetto della ristrutturazione, la stima dettagliata dei costi e la tempistica di svolgimento. Inoltre, al personale interessato devono essere comunicate le principali caratteristiche del piano di ristrutturazione.

---

## RICONOSCIMENTO DEI RICAVI

I ricavi sono rilevati nella misura in cui è possibile determinarne attendibilmente il valore (fair value) ed è probabile che i relativi benefici economici saranno fruiti tenendo conto di eventuali sconti e riduzioni legati alle quantità.

La Società rileva i ricavi in modo da rappresentare fedelmente il trasferimento dei beni e servizi promessi ai clienti, per un ammontare che riflette il corrispettivo a cui la Società si aspetta di avere diritto in cambio dei beni e dei servizi forniti. La rilevazione avviene mediante l'applicazione di questo principio cardine e l'utilizzo del modello a 5 step previsto dall'IFRS 15.

I ricavi legati alla vendita di energia elettrica sono rilevati al momento della erogazione della fornitura, ancorché non fatturati, in base ai prezzi effettivi di vendita sulla Borsa dell'energia o alle condizioni stabilite contrattualmente, tenuto conto della normativa vigente.

Gli altri ricavi sono determinati in base alle condizioni di contratto che tengono conto dei rischi e benefici trasferiti.

---

## RICONOSCIMENTO DEI COSTI

I costi sono rilevati al conto economico quando sostenuti o nei periodi nei quali sono contabilizzati i relativi ricavi e, in generale, considerando il principio della competenza economica. I costi che non possono essere associati ai proventi sono rilevati immediatamente a conto economico. Per i criteri di riconoscimento e misurazione di specifici costi, la Società considera la loro natura e la normativa contabile di riferimento.

---

## PROVENTI ED ONERI FINANZIARI

I proventi e gli oneri finanziari sono rilevati per competenza sulla base degli interessi maturati sul valore delle relative attività e passività finanziarie utilizzando il tasso di interesse effettivo.

---

## CONTRIBUTI PUBBLICI

I contributi pubblici, in presenza di una delibera formale di attribuzione da parte dell'ente erogante, sono rilevati per competenza in diretta correlazione con i costi sostenuti. In particolare, i contributi in conto esercizio sono classificati nella voce "Altri ricavi" del conto economico, mentre i contributi pubblici in conto capitale che si riferiscono ad immobili, impianti e macchinari sono registrati come ricavi differiti nel passivo dello stato patrimoniale. Il ricavo differito è imputato a conto economico come provento in quote costanti determinate con riferimento alla vita utile del bene cui il contributo ricevuto è direttamente riferibile.

---

## IMPOSTE SUL REDDITO

Le imposte correnti sul reddito dell'esercizio sono iscritte tra i debiti tributari e calcolate in base alla stima del reddito imponibile determinato in conformità alle disposizioni in vigore alla data di rendicontazione.

Le imposte differite attive e passive sono calcolate sulle differenze temporanee tra i valori iscritti in bilancio e i corrispondenti valori riconosciuti ai fini fiscali applicando le aliquote fiscali che ci si attende saranno applicabili nell'esercizio in cui sarà realizzata l'attività o estinta la passività.

Le imposte differite passive sono rilevate senza eccezioni per tutte le differenze temporanee imponibili. Le imposte anticipate sono rilevate solo nel caso in cui è ritenuto probabile che in un arco temporale ragionevole emerga un imponibile fiscale di entità sufficiente da assorbire le differenze temporanee deducibili e le perdite Ires sottostanti a dette imposte differite.

Le imposte correnti e differite sono rilevate nel conto economico, ad eccezione di quelle relative a voci direttamente addebitate o accreditate a patrimonio netto; in tal caso l'effetto fiscale è riconosciuto direttamente nella specifica voce del patrimonio netto.

---

## NUOVI PRINCIPI CONTABILI, INTERPRETAZIONI E MODIFICHE ADOTTATI DALLA SOCIETÀ

La Società adotta l'IFRS 16 per la prima volta. Di seguito sono descritti l'impatto e la natura delle modifiche a seguito dell'adozione del nuovo principio contabile. Diversi altri emendamenti e interpretazioni si applicano per la prima volta nel 2019, ma non hanno alcun impatto sul bilancio della Società. La Società non ha adottato anticipatamente alcun altro principio, interpretazione o modifica pubblicato, ma non ancora in vigore.

---

## IFRS 16 – LEASES

Il principio IFRS 16 è stato emesso nel mese di gennaio 2016 e sostituisce i principi IAS 17 Leases, IFRIC 4 Determining whether an Arrangement contains a Lease, SIC-15 Operating Leases-Incentives e SIC-27 Evaluating the Substance of Transactions Involving the Legal Form of a Lease. L'IFRS 16 è efficace a partire dagli esercizi che hanno inizio dal 1° gennaio 2019.

L'IFRS 16 stabilisce i principi per la rilevazione, la misurazione, la presentazione e l'informativa dei contratti di leasing e richiede ai locatari di contabilizzare tutti i contratti di leasing seguendo un unico modello contabile in bilancio simile alla contabilizzazione dei leasing finanziari che erano disciplinati dallo IAS 17.

Il principio include due deroghe alla rilevazione per i locatari - leasing di beni a "basso valore" e contratti di locazione a breve termine (cioè contratti di leasing con un periodo di affitto minore o uguale a 12 mesi). Alla data di inizio di un leasing, il locatario rileva una passività relativa ai canoni di affitto e un'attività che rappresenta il diritto di utilizzare l'attività sottostante durante la durata del leasing. I locatari sono tenuti a rilevare separatamente gli interessi passivi sulla passi-

vità per il leasing e gli ammortamenti sul diritto d'uso.

Si precisa che la Società ha deciso di utilizzare l'espedito pratico ammesso dal principio stesso che consente di applicare lo standard solo ai contratti precedentemente identificati come leasing in applicazione dello IAS 17 e dell'IFRIC 4 alla data di prima applicazione (c.d. principio del "Grandfathering"). Ha inoltre scelto di utilizzare l'esenzione prevista per i contratti che, alla data di decorrenza, presentano una durata di 12 mesi o inferiore e non contengono opzioni di acquisto (leasing di breve termine), e il cui bene sottostante è di modesto valore (low value lease). Si precisa infine che la Società ha deciso di utilizzare l'approccio retroattivo modificato secondo il quale non ha effettuato alcuna rideterminazione dei dati dell'esercizio comparativo.

Ai locatari è inoltre richiesto di riconsiderare l'importo della passività relativa al leasing al verificarsi di determinati eventi. Il locatario in via generale rileva la differenza da rimisurazione dell'ammontare della passività di leasing come rettifica del diritto d'uso.

Il metodo di contabilizzazione per il locatore nel rispetto dell'IFRS 16 rimane sostanzialmente invariata rispetto alla precedente politica di accounting secondo lo IAS 17. I locatori continuano infatti a classificare tutti i leasing utilizzando lo stesso principio di classificazione dello IAS 17 e distinguono due tipologie di leasing: leasing operativo e finanziario.

La Società ha deciso di avvalersi delle due deroghe sopra riportate e l'applicazione dell'IFRS 16 ha comportato:

1. la rilevazione di una passività relativa ai canoni delle locazioni degli uffici delle sedi di Roma e di Genova;
2. la rilevazione di una passività relativa ai canoni per i noleggi a lungo termine delle autovetture aziendali.

Gli effetti dell'adozione del nuovo principio IFRS 16 sono di seguito riportati:

(IN MIGLIAIA DI EURO)	1/1/2019				12/31/2019	
	CESPITI	DEBITI FINANZIARI	CESPITI	DEBITI FINANZIARI	QUOTA AMMORTAMENTO	INTERESSI FINANZIARI
Capitalizzazione contratti fitto	1.787	-1.787	1.548	-1.574	239	64
Capitalizzazione contratti auto	751	-751	513	-538	238	24
<b>TOTALE</b>	<b>2.538</b>	<b>-2.538</b>	<b>2.061</b>	<b>-2.112</b>	<b>477</b>	<b>88</b>

Si precisa che i canoni sono attualizzati al tasso marginale di finanziamento della Società, pari al 3,42%.

Con specifico riferimento alle concessioni demaniali, sia ad uso idroelettrico che termoelettrico, la Società ha effettuato l'assessment al fine di verificare se sussistano i requisiti per l'inclusione di tali concessioni nell'ambito del principio IFRS 16. A seguito dell'analisi effettuata dal management è emerso che le concessioni in argomento non rientrano nell'ambito di applicazione dell'IFRS 16 in quanto, nel caso di quelle idroelettriche, si è ritenuto che il requisito del controllo necessario per l'iscrizione di un asset, non sia rispettato. Nel caso invece delle concessioni termoelettriche la Società si è avvalsa del suddetto espediente del "Grandfathering". Pertanto, dal 1° gennaio 2019, la Società ha continuato a contabilizzare i canoni demaniali definiti dalle concessioni tra i costi operativi di gestione.

## PRINCIPI EMANATI, MA NON ANCORA IN VIGORE

Sono di seguito illustrati i principi e le interpretazioni che alla data di redazione del bilancio, erano già stati emanati ma non erano ancora in vigore e per i quali ci si aspetta che possano avere un impatto sulla posizione finanziaria del Gruppo, sui suoi risultati, sulle rappresentazioni e/o sull'informativa. La Società intende adottare questi principi e interpretazioni, se applicabili, quando entreranno in vigore.

---

## **MODIFICHE ALLO IAS 1 AND IAS 8: DEFINITION OF MATERIAL**

Ad ottobre 2018, lo IASB ha emesso le modifiche allo IAS 1 Presentation of Financial Statements e IAS 8 Accounting Policies, Changes in Accounting Estimates and Errors, per allineare la definizione di 'rilevante' negli standard e per chiarire taluni aspetti della definizione. La nuova definizione indica che un'informazione risulta rilevante (materiale) qualora, in conseguenza della sua omissione, ovvero in seguito alla sua errata o non comprensibile presentazione ('obscuring'), ci si potrebbe ragionevolmente aspettare di influenzare le decisioni che i principali utilizzatori del bilancio farebbero sulla base delle informazioni finanziarie ivi contenute.

Le modifiche alla definizione di rilevante non ci si attende avranno un impatto significativo sul bilancio della Società.

## Tipologia dei rischi e gestione dell'attività di copertura

La gestione del rischio è parte integrante e fondamentale delle strategie di ogni organizzazione ed è il processo attraverso il quale le aziende affrontano i rischi legati alle proprie attività con lo scopo di ottenere benefici durevoli nel tempo.

La base di una buona gestione dei rischi consiste nell'identificazione e nel trattamento dei rischi in modo da permettere la comprensione dei potenziali aspetti positivi e negativi di tutti i fattori che possono influenzare l'organizzazione. La gestione del rischio, processo continuo e graduale che coinvolge tutta la strategia dell'organizzazione e la sua implementazione, deve essere integrata nella cultura aziendale attraverso una politica efficace e un progetto gestito dal top management, in modo da trasformare la strategia in obiettivi ed assegnare responsabilità a ogni livello dell'organizzazione, rendendo ogni persona responsabile della gestione del rischio.

Per Tirreno Power S.p.A., in linea generale, l'assunzione di rischi è limitata, per natura e misura, a quelli che secondo principi di sana e prudente gestione sono i rischi ritenuti fisiologici. Nel "Manuale di Gestione del Rischio" si dettano da un lato i principi generali secondo i quali viene condotta la gestione dei principali rischi della Società, coerentemente con gli obiettivi strategici individuati, dall'altro le modalità di coordinamento tra i soggetti coinvolti al fine di massimizzare l'efficacia e l'efficienza del Sistema di Controllo Interno e Gestione dei Rischi.

Il Manuale stabilisce che il Direttore Generale, in qualità di Risk Owner della Società, ha la responsabilità e la titolarità della gestione dei rischi aziendali, ad esclusione del "Rischio ambientale" e del "Rischio salute e sicurezza" per i quali la responsabilità ricade sul "Datore di Lavoro" delle varie Unità Organizzative. Il Risk Owner ed il Datore di Lavoro sono supportati dal Management nella identificazione e valutazione dei rischi, nonché nella definizione delle politiche di gestione degli stessi.

La Società distingue due macro-categorie di rischi: **i Rischi Finanziari e di Mercato** e gli **Altri Rischi**. Per Rischi Finanziari e di Mercato s'intendono quelli che derivano dall'impatto che potrebbero avere sui margini e sui flussi di cassa attesi e specificatamente: future oscillazioni di uno o più specifici tassi di interesse o di cambio, strumenti finanziari, prezzi dell'energia e delle materie prime, prezzi dei diritti di emissione CO<sub>2</sub>. Altre tipologie di rischio che pure sono associabili alla categoria dei rischi finanziari, e in particolare il rischio di credito e di liquidità, sono trattati separatamente.

Tra i Rischi Finanziari e di Mercato rientrano il **Rischio di Mercato**, il **Rischio di tasso d'interesse** ed il **Rischio Tasso di cambio**. Negli Altri Rischi, invece, sono ricomprese le seguenti sottocategorie: **Rischio Controparte**, **Rischio Liquidità**, **Rischio ambientale**, **Rischio legale**, **Rischio normativo/regolatorio**, **Rischio immagine** e **Rischio salute e sicurezza**.

Le diverse tipologie di rischio sono monitorate in modo da valutarne anticipatamente i potenziali effetti negativi ed intraprendere le opportune azioni per mitigarli. L'ottimizzazione e la riduzione del livello di rischio viene perseguita attraverso un'adeguata struttura organizzativa, l'adozione di regole e procedure, l'implementazione di determinate politiche commerciali e di approvvigionamento, l'impiego di coperture assicurative e di strumenti finanziari derivati di copertura.

Per il monitoraggio e la gestione dei Rischi Finanziari e di Mercato, il Risk Owner è coadiuvato dal Comitato Rischi, con funzioni consultive relativamente al processo di gestione dei rischi. Il Comitato, formato oltre che dal Direttore Generale, dal Direttore Energy Management e Produzione e dal Direttore Amministrazione, Finanza e Controllo, si riunisce una volta al mese ed ha il compito di supportare il Risk Owner nelle analisi e nella predisposizione della documentazione necessaria ad attuare le strategie di copertura, nonché si propone la "Politica di Copertura" e gli aggiornamenti trimestrali da sottoporre all'approvazione del CdA.

Di seguito viene riportato un focus sui rischi che, tra quelli elencati, hanno maggior impatto per la Società.

---

## RISCHIO DI MERCATO

Il rischio di mercato è il rischio che il valore di uno strumento finanziario, così come definito dallo IAS 32, fluttui in seguito a variazioni dei prezzi di mercato o dei cambi valutari.

Per la natura del proprio business, la Società è esposta alle variazioni dei prezzi dell'energia elettrica, dei combustibili e degli oneri ambientali (diritti di emissione CO<sub>2</sub>) che possono influenzare in modo significativo i risultati economici.

Per mitigare tale esposizione è stata sviluppata una strategia di stabilizzazione dei margini che prevede il ricorso alla contrattualizzazione anticipata dell'approvvigionamento dei combustibili. Attraverso formule o indicizzazioni si persegue, per quanto possibile, una politica di omogeneizzazione tra le fonti e gli impieghi fisici.

La Società si è dotata, inoltre, di una procedura formale che prevede la misurazione del rischio prezzo/commodity residuo e la realizzazione di operazioni di copertura. Le operazioni di copertura possono avere l'obiettivo di stabilizzare il margine su una singola transazione o su un gruppo di transazioni omogenee, oppure di limitare l'esposizione complessiva al rischio di prezzo. Tirreno Power non assume posizioni speculative su strumenti finanziari.

Al 31 dicembre 2019 il valore (Mark to Market) degli strumenti di copertura del prezzo dell'energia elettrica risulta pari ad euro -624 migliaia e pari ad euro 612 migliaia in relazione agli strumenti di copertura del prezzo del gas.

---

## RISCHIO DI TASSO D'INTERESSE SUI FLUSSI FINANZIARI

L'esposizione al rischio di variazione dei tassi di interesse della Società è legata all'indebitamento finanziario che, anche se ormai in minima parte, è a tasso variabile. La Società, tenendo conto anche degli obblighi contrattuali, valuta regolarmente la propria esposizione al rischio di variazione dei tassi di interesse e gestisce tali rischi attraverso l'utilizzo di strumenti finanziari derivati non speculativi.

La Politica di Copertura ha l'obiettivo di stabilizzare i flussi di cassa in uscita relativi agli oneri finanziari, mitigando l'effetto di aumenti dei tassi e al tempo stesso mantenendo una parte dei benefici connessi ad una riduzione degli stessi attraverso una combinazione del debito tra tasso fisso e variabile.

Nel 2019, in considerazione del rimborso accelerato della Tranche A del debito in essere come di seguito illustrato, la Società ha estinto anticipatamente l'Interest Rate Cap stipulato nel 2017. L'unica linea di finanziamento a tasso variabile resta la Revolving Facility da euro 50.000 migliaia attualmente non utilizzata.

---

## RISCHIO DI CONTROPARTE

Il rischio di Controparte, o più comunemente rischio di credito, rappresenta l'esposizione della Società a potenziali perdite derivanti dal mancato adempimento delle obbligazioni assunte dalla controparte.

Il rischio di credito è limitato in ragione delle caratteristiche e del merito creditizio dei clienti serviti. Il portafoglio dei crediti in scadenza è costantemente monitorato dalle funzioni preposte. Tirreno Power pone inoltre particolare cura nella selezione di controparti primarie (sia commerciali che finanziarie), nella valutazione delle referenze dei fornitori in termini di clienti serviti e rispetto degli obblighi di fornitura/prestazione, nella definizione delle penali contrattuali nei casi in cui il mancato adempimento dell'obbligazione da parte del terzo possa avere ripercussioni economiche per la società nell'emissione e richiesta di garanzie soprattutto di tipo finanziario, nella stipula di contratti di finanza derivata secondo gli standard ISDA.

Per quanto riguarda i termini di pagamento applicati dalla parte preponderante della clientela, le scadenze sono maggiormente concentrate entro i trenta o i sessanta giorni dalla relativa fatturazione, di norma mensile ed effettuata entro il mese successivo a quello di fornitura.

Le attività di monitoraggio ed analisi del rischio di Controparte sono affidate al Comitato Interno Rischio Credito, formato dal Comitato rischi (sopra citato) con l'aggiunta del Direttore degli Affari Legali e Societari, che mensilmente valuta le esposizioni in essere per singola controparte e delibera in merito agli affidamenti. Lo strumento principale utilizzato per il monitoraggio è costituito dal Prospetto settimanale dell'esposizione per ogni singola controparte, contenente anche mecca-

nismi di alert al raggiungimento di determinate soglie di esposizione di attenzione. Alla data del presente bilancio il rischio di credito è ridotto in quanto i crediti commerciali sono relativi a controparti con elevato standing creditizio; del totale crediti commerciali in essere, infatti, circa il 90% è ascrivibile a controparti istituzionali quali Terna SpA, Gestore dei mercati energetici SpA (GME) e Gestore dei servizi energetici SpA (GSE).

## RISCHIO DI LIQUIDITÀ

Il rischio di liquidità è quello legato alla possibilità che la Società si trovi in situazione di difficoltà nel far fronte alle obbligazioni finanziarie che derivano da impegni contrattuali e, più in generale, dalle proprie passività finanziarie.

Tale rischio è estremamente legato al Restated Facilities Agreement sottoscritto con gli istituti finanziari, come descritto nella nota n. 10 “Debiti per Finanziamenti”. La tabella che segue riassume per data contrattuale di scadenza le attività e passività finanziarie e commerciali alla data del presente Bilancio.

SCADENZA DELLE ATTIVITÀ E DELLE PASSIVITÀ FINANZIARIE (EURO MIGLIAIA)	ENTRO 1 ANNO	TRA 2 E 5 ANNI	OLTRE 5 ANNI	TOTALE
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	26.424			26.424
Strumenti finanziari derivati	612			612
Crediti commerciali ed altre attività	119.626	37.449	10.474	167.549
<b>Totale Attività Finanziarie</b>	<b>146.662</b>	<b>37.449</b>	<b>10.474</b>	<b>194.585</b>
Debiti finanziari	46.964		284.565	331.530
Debiti commerciali e altre passività	87.753	822		88.575
Strumenti finanziari derivati	624			624
<b>Totale Passività Finanziarie</b>	<b>135.342</b>	<b>822</b>	<b>284.565</b>	<b>420.729</b>
<b>TOTALE ESPOSIZIONE NETTA</b>	<b>11.321</b>	<b>36.627</b>	<b>(274.091)</b>	<b>(226.144)</b>

## RISCHIO LEGALE

Si identifica tale rischio con la possibilità della Società subire conseguenze negative derivanti sia da violazioni di legge e regolamenti che da responsabilità contrattuale ed extra contrattuale.

La Società, tramite la Direzione Affari Legali e Societari, monitora i rischi individuati attraverso:

- la verifica del rispetto delle disposizioni normative;
- l'analisi degli atti giuridici e dei contratti verificando in particolare le clausole di accettazione del Codice Etico e del MOG ex D.Lgs. 231/01;
- il monitoraggio degli standard contrattuali in uso.

Nel caso di sottoscrizione di contratti internazionali la Direzione Affari legali e Societari verifica che siano coerenti con gli schemi previsti dalle Convenzioni internazionali o approvati da Associazioni Internazionali di categoria.

## RISCHIO NORMATIVO/REGOLATORIO

Si identifica con tale rischio l'eventualità che la Società possa subire delle conseguenze negative, in termini economici, patrimoniali o a detrimento della reputazione, a seguito dell'emanazione di normativa primaria o di deliberazioni delle Autorità di regolazione. Per l'analisi del rischio normativo e regolatorio e il presidio delle attività impattate, Tirreno Power ha attivato, attraverso le funzioni preposte, i seguenti strumenti:

- Gruppo di Lavoro Affari Istituzionali e Regolatori – Il GdL si riunisce mensilmente e prevede la partecipazione del Direttore Generale e dei Direttori delle principali funzioni esposte al rischio (Energy Management, AFC e Produzione). In questo ambito, sulla base di un documento predisposto dalla U.O. Affari Regolatori, Istituzionali e Comunicazione, si discutono tutti i principali eventi regolatori e normativi che possono determinare effetti per Tirreno Power e si valutano eventuali azioni da intraprendere (eventualmente, anche attraverso l'avvio di specifici studi anche affidati a consulenti specializzati). Un coordinamento più stretto è stato attivato tra la Direzione Energy Management e la U.O. Affari Regolatori, Istituzionali e Comunicazione che si riuniscono periodicamente sui temi di reciproco interesse.
- Cruscotto Regolatorio – Con cadenza quadrimestrale, la U.O. Affari Regolatori, Istituzionali e Comunicazione predispose un documento che riassume tutte le tematiche regolatorie e normative che, durante il periodo di riferimento, hanno determinato potenziali impatti per la Società. Il documento viene pubblicato sulla intranet aziendale e reso accessibile a tutti i dipendenti. Inoltre, una newsletter periodica, ad uso delle funzioni maggiormente impattate, riporta una rassegna della stampa specializzata su temi regolatori, istituzionali e di mercato.
- Attività associativa – Tirreno Power partecipa ad alcune associazioni di categoria (come, ad esempio, Energia Libera e Unione Industriali di Savona) con l'obiettivo di monitorare il quadro normativo-regolatorio, promuovere il rapporto e lo scambio di informazioni con le istituzioni, proporre e partecipare a iniziative a tutela della posizione aziendale.

---

## RISCHIO IMMAGINE

Si identifica con tale rischio l'eventualità che la Società possa subire delle conseguenze negative circa la propria reputazione, con particolare riguardo alla gestione della comunicazione istituzionale.

Il presidio delle attività esposte al rischio avviene attraverso il monitoraggio continuo della percezione del brand Tirreno Power da parte degli stakeholder e specifiche attività di comunicazione e informazione, atte al mantenimento di un'elevata brand reputation.

La responsabilità delle azioni necessarie alla corretta attuazione delle politiche di gestione del rischio è affidata alla Direzione Corporate Affairs che assicura la valorizzazione del capitale relazionale e dell'identità della società, la definizione delle strategie di corporate image e brand identity e il rafforzamento della reputazione della Società.

La Società monitora e gestisce il rischio attraverso il seguente elenco, non esaustivo, di analisi e strumenti:

- Rassegna stampa – La società si è dotata di un servizio di rassegna stampa che, attraverso una newsletter giornaliera, riporta le notizie apparse sulla stampa relativamente alla Società, i suoi azionisti, i territori di riferimento e ad alcune tematiche rilevanti.
- Media relation – La U.O. Affari Regolatori, Istituzionali e Comunicazione si occupa delle funzioni di ufficio stampa coadiuvata da un consulente che si occupa dei rapporti con le testate giornalistiche locali e nazionali.
- Practice di gestione degli eventi critici - La Società ha definito un flusso di comunicazione dedicato alla gestione di situazioni emergenziali al fine di presidiare eventuali casi di particolare urgenza o rilevanza.

Inoltre, la Società pone in atto azioni proattive di comunicazione sui media e partecipazioni a convegni con l'obiettivo di migliorare la reputazione aziendale riducendo il rischio immagine.

---

## RISCHIO AMBIENTALE

Si identifica con tale rischio l'eventualità che la Società possa subire delle conseguenze negative, in termini economici, patrimoniali o a detrimento della reputazione, o in termini di sicurezza delle persone, a seguito di inquinamento dell'ambiente quale conseguenza dell'esercizio degli impianti termoelettrici.

La politica della Società consiste nella prevenzione di ogni forma d'inquinamento ambientale o di danno ambientale connessi all'esercizio dei propri impianti termoelettrici; nella prevenzione dei possibili eventi rischiosi attraverso lo sviluppo e l'attuazione di procedure di gestione e manutenzione degli impianti certificate in base agli standard ISO 14001, nello sviluppo di regolari programmi di formazione tecnico-operativa del personale di campo e nella mappatura ed analisi dei near accident; nonché nel trasferimento dei rischi attraverso la stipula di adeguate polizze assicurative a copertura degli eventuali danni e delle responsabilità civili connesse ad eventi incidentali.

La Società monitora e gestisce il rischio attraverso il seguente elenco, non esaustivo, di analisi e strumenti:

- attivazione di adeguate polizze assicurative a copertura degli eventuali danni e delle responsabilità civili connesse ad eventi incidentali. Si segnala che Tirreno Power si è da sempre dotata, a corredo della polizza Responsabilità Civile Terzi, anche di una specifica polizza di Responsabilità civile Inquinamento per coprire il rischio di "inquinamento graduale", laddove quella di Responsabilità Civile Terzi copre solo quella di danno derivante da inquinamento "accidentale";
- attivazione di un apposito Sistema di Gestione Ambiente per la società e gli asset del termoelettrico, regolamentato da apposito Manuale conforme a quanto stabilito dalle normative UNI ISO 14001;
- sviluppo di regolari programmi di formazione tecnico-operativa del personale di campo e mappatura ed analisi dei near accident;
- impianti allineati alle Migliori Tecniche Disponibili (MTD).

# NOTE ALLE POSTE DELLO STATO PATRIMONIALE

## Attivo

### ATTIVO NON CORRENTE

#### 1. IMMOBILI, IMPIANTI E MACCHINARI

Il dettaglio delle immobilizzazioni materiali per singole categorie con le movimentazioni del periodo è il seguente:

(EURO MIGLIAIA)	IMMOBILIZZAZIONI IN ESERCIZIO					IMMOB. ZIONI IN CORSO E ACCONTI	VALORE A BILANCIO
	TERRENI E FABBRICATI	DIRITTI D'USO	IMPIANTI E MACCHINARI	ATTREZZATURE INDUSTRIALI E COMMERCIALI	ALTRI BENI		
• costo storico al 31.12.2018	226.716	0	2.025.703	8.875	4.772	12.646	2.278.712
• svalutazioni (-) al 31.12.2018	(10.895)	0	(119.047)				(129.942)
• ammortamento accumulato (-) al 31.12.2018	(142.501)	0	(1.328.608)	(8.398)	(3.994)		(1.483.502)
<b>Valori al 31.12.2018</b>	<b>73.319</b>	<b>0</b>	<b>578.048</b>	<b>476</b>	<b>779</b>	<b>12.646</b>	<b>665.267</b>
<b>IFRS 16 prima iscrizione</b>		<b>2.538</b>					<b>2.538</b>
<b>Valori iniziali al 01.01.2019</b>	<b>73.319</b>	<b>2.538</b>	<b>578.048</b>	<b>476</b>	<b>779</b>	<b>12.646</b>	<b>667.805</b>
Variazioni							
• acquisizioni	909		10.581	49	562	11.889	23.990
• riclassifiche	(26)		762				736
• dismissioni (-) di cui:							
<i>costo storico</i>	<i>(52.011)</i>		<i>(6.254)</i>				<i>(58.265)</i>
<i>ammortamenti accumulati</i>	<i>43.408</i>		<i>4.564</i>				<i>47.972</i>
<i>utilizzo fondo svalutazione</i>	<i>8.603</i>		<i>267</i>				<i>8.870</i>
• ammortamenti	(5.157)	(477)	(48.086)	(110)	(221)		(54.051)
• svalutazioni (-)							0
• passaggi in esercizio	423		4.900		97	(5.420)	0
• altri movimenti			4.823				4.823
<b>Totale variazioni (B)</b>	<b>(3.851)</b>	<b>(477)</b>	<b>(28.443)</b>	<b>(61)</b>	<b>438</b>	<b>6.469</b>	<b>(25.925)</b>
<b>Valori al 31.12.2019</b>	<b>69.468</b>	<b>2.061</b>	<b>549.604</b>	<b>415</b>	<b>1.217</b>	<b>19.115</b>	<b>641.879</b>
Di cui							
• costo storico	176.011	2.538	2.040.515	8.924	5.431	19.115	2.252.533
• svalutazioni (-)	(2.292)	0	(118.780)				(121.072)
• ammortamenti accumulati (-)	(104.250)	(477)	(1.372.130)	(8.508)	(4.215)		(1.489.581)
<b>VALORE NETTO</b>	<b>69.468</b>	<b>2.061</b>	<b>549.604</b>	<b>415</b>	<b>1.217</b>	<b>19.115</b>	<b>641.879</b>

Al 31 dicembre 2019 il valore degli immobili, impianti e macchinari è pari a euro 641.879 migliaia. Nel corso dell'anno la Società ha realizzato investimenti complessivi per euro 23.990 migliaia, dei quali euro 11.889 migliaia relativi alle "immobilizzazioni in corso ed acconti" ed euro 12.101 migliaia relativi alle "immobilizzazioni in esercizio".

Gli **investimenti** relativi alle immobilizzazioni in esercizio (euro 17.521 migliaia comprensivi dei passaggi in esercizio) hanno riguardato prevalentemente:

- le attività di salvaguardia della Centrale di Vado Ligure a seguito cessione terreni alla società Vernazza Autogru;
- gli interventi di sicurezza e di adeguamento ambientale realizzati sugli impianti in esercizio;
- l'acquisto di ricambi del compressore gas della Centrale di Napoli e le attività di manutenzione al sistema BOP (Balance of Plant);
- la Minor Inspection biennale dell'unità TV5;
- i costi relativi alla Minor Inspection biennale e alla Major Inspection quinquennale dell'unità VL5 a ciclo combinato.

Per quanto riguarda invece gli investimenti per immobilizzazioni in corso e acconti, pari a euro 11.889 migliaia, si segnalano, l'acquisto di un nuovo rotore da montare presso la centrale a ciclo combinato di Torrevaldaliga Sud in occasione della prossima fermata programmata da effettuarsi nel 2020, le attività propedeutiche alla prossima ispezione parti calde (HGPI) della Centrale di Napoli e per Upgrade del sistema di controllo distribuito (DCS) installato presso la centrale di Torrevaldaliga.

Le **riclassifiche** della voce "Impianti e macchinari" riguardano la capitalizzazione dei ricambi strategici già presenti nei magazzini della Centrale di Vado Ligure. Per maggiori dettagli si rimanda a quanto indicato nel commento della voce Rimanenze, nella nota n. 7. Le riclassifiche della voce "Terreni e fabbricati" si riferiscono invece al valore contabile dei terreni della Centrale di Vado Ligure che saranno oggetto di cessione alla Società Autoliguria Srl, come da proposta di acquisto accettata in data 16 dicembre 2019. Tali immobilizzazioni sono state pertanto riclassificate nella voce "Attività non correnti possedute per la vendita" come previsto dal principio contabile IFRS 5 quali attività destinate alla vendita, ritenuto che l'operazione si realizzi entro dodici mesi dalla chiusura del bilancio.

Le **dismissioni**, pari a euro 10.293 migliaia, hanno riguardato:

- per euro 8.870 migliaia i cespiti afferenti all' area Desox della Centrale di Vado Ligure cedute nel mese di dicembre 2019 alla società Vernazza Autogru, come meglio indicato nel paragrafo "Struttura operativa". Si segnala al riguardo che tali cespiti risultavano interamente svalutati.
- per euro 1.423 migliaia la cessione del rotore della Centrale di Torrevaldaliga, generando una plusvalenza da alienazione per euro 47 migliaia, rispetto al prezzo di vendita pari ad euro 1.470 migliaia.

Gli **altri movimenti**, pari a euro 4.823 migliaia, si riferiscono esclusivamente all'adeguamento degli oneri di dismantling degli impianti CCGT a seguito di una variazione significativa dei tassi di inflazione (da 1,75% a 1,4%) e di attualizzazione (da 4,7% a 3,5%) utilizzati per la stima della passività futura.

L'**impairment test** al 31 dicembre 2019 è stato effettuato sull'unica CGU di Tirreno Power, utilizzando i flussi finanziari relativi al periodo 2020 - 2039, periodo in cui si esaurisce la vita utile degli impianti di produzione, estrapolati dal Piano Industriale 2020 - 2026 approvato dal CdA, che recepisce lo scenario di mercato richiesto a REF-E con curve previsionali dei mercati energetici di dicembre 2019, aggiornato per tener conto sia delle integrazioni e modifiche in termini regolatori e industriali, che delle principali azioni ad oggi intraprese dal management che avranno riflessi negli anni futuri.

I flussi sono altresì aggiornati con i dati di consuntivo per il 2019 e con i dati del budget 2020.

L'impairment test ha evidenziato un valore recuperabile superiore al valore netto contabile. Pertanto, non si è evidenziata la necessità di svalutazioni degli assets societari.

I flussi di cassa operativi sono espressi al netto delle imposte e il tasso di attualizzazione dei

flussi di cassa operativi (Wacc) post-tax utilizzato è pari al 5,96%. Tale valore è il risultato della valutazione a dicembre 2019 dei tassi e dei rendimenti prospettici alla base del calcolo di tale parametro. Il Wacc così aggiornato fa registrare una flessione, rispetto a quello utilizzato per l'impairment test a dicembre 2018 (6,48%), coerente con la riduzione dei tassi di mercato e i rendimenti di riferimento.

Le sensitivity effettuate sul valore recuperabile ad una variazione +/- 100 bps del Wacc e sullo scenario Risk, con una riduzione dei margini MSD del 10%, confermano i risultati dell'impairment test.

Gli **ammortamenti** delle immobilizzazioni materiali a carico del periodo interessano prevalentemente i siti di produzione termoelettrica a ciclo combinato (euro 37.118 migliaia), le relative Major Inspection (euro 12.683 migliaia) e gli oneri di smantellamento (euro 441 migliaia) e sono calcolati applicando le aliquote economico-tecniche rappresentative della vita utile di ciascun componente.

Per quanto riguarda i beni gratuitamente devolvibili, l'ammortamento è commisurato alla durata della relativa concessione se inferiore alla vita utile.

Le immobilizzazioni materiali al 31 dicembre 2019, classificate in funzione della loro destinazione, sono così suddivise:

IMPIANTI DI PRODUZIONE	COSTO ORIGINARIO	FONDO AMMORTA- MENTO	VALORE NETTO	FONDO SVALUTA- ZIONE	NETTO CONTABILE
Impianti termoelettrici	2.087.427	(1.410.382)	677.045	(121.072)	555.973
Beni gratuitamente devolvibili	2.132	(2.130)	2		2
<b>Totale</b>	<b>2.089.560</b>	<b>(1.412.512)</b>	<b>677.047</b>	<b>(121.072)</b>	<b>555.975</b>
Impianti da fonti rinnovabili	89.505	(43.482)	46.023		46.023
Beni gratuitamente devolvibili	31.346	(15.910)	15.436		15.436
<b>Totale</b>	<b>120.851</b>	<b>(59.392)</b>	<b>61.459</b>		<b>61.459</b>
<b>Totali impianti di produzione</b>	<b>2.210.411</b>	<b>(1.471.904)</b>	<b>738.507</b>	<b>(121.072)</b>	<b>617.434</b>
Altri impianti e macchinario, attrezzature, altri beni	23.005	(17.677)	5.328		5.328
<b>Totale beni in esercizio</b>	<b>2.233.416</b>	<b>(1.489.581)</b>	<b>743.836</b>	<b>(121.072)</b>	<b>622.763</b>
Immobilizzazioni in corso ed acconti	19.115		19.115		19.115
<b>TOTALE</b>	<b>2.252.533</b>	<b>(1.489.581)</b>	<b>762.951</b>	<b>(121.072)</b>	<b>641.879</b>

Al 31 dicembre 2019 non vi sono immobilizzazioni materiali per le quali è stata prestata garanzia reale a terzi.

## 2. ATTIVITÀ IMMATERIALI

Si fornisce, di seguito, un prospetto esplicativo con evidenza dei valori originari e delle variazioni intervenute:

(EURO MIGLIAIA)	BREVETTI INDUS. E SOFTWARE APPLICATIVI	DIRITTI DI EMISSIONI E ALTRE ATTIVITÀ	IMMOB.ZIONI IN CORSO E ACCONTI	VALORE A BILANCIO
• costo storico al 31.12.2018	9.242	35.049	98	44.390
• ammortamento accumulato (-) al 31.12.2018	(8.714)	(33)		(8.747)
<b>Valori iniziali al 01/01/2019(A)</b>	<b>528</b>	<b>35.017</b>	<b>98</b>	<b>35.643</b>
Variazioni al 31.12.2019				
• acquisizioni	121	50.066	357	50.544
• riclassifiche	54		(54)	0
• ammortamenti (-)	(288)	(1)		(289)
• altri movimenti		(32.377)		(32.377)
<b>Totale variazioni (B)</b>	<b>(113)</b>	<b>17.688</b>	<b>303</b>	<b>17.878</b>
<b>Valori al 31.12.2019 (A+B)</b>	<b>415</b>	<b>52.704</b>	<b>401</b>	<b>53.520</b>
Di cui				
• costo storico	9.417	52.738	401	62.556
• svalutazioni (-)				
• ammortamenti (-)	(9.002)	-34		(9.036)
<b>VALORE NETTO</b>	<b>415</b>	<b>52.704</b>	<b>401</b>	<b>53.520</b>

La voce Diritti d Emissioni e altre attività si riferisce sostanzialmente a n. 2.237.478 Diritti di emissione CO<sub>2</sub> per un importo pari ad euro 52.694 migliaia.

Gli incrementi delle quote CO<sub>2</sub> sono relativi all'acquisto di n. 2.042.500 diritti di emissione per complessivi euro 50.066 migliaia. I decrementi, invece, si riferiscono alla consegna di n. 2.278.445 certificati di CO<sub>2</sub>, pari ad euro 32.377 migliaia in ottemperanza agli obblighi della Società per il 2018.

Il significativo incremento del valore dei diritti CO<sub>2</sub> fa riferimento al maggiore prezzo registrato per l'acquisto dei diritti nel 2019 rispetto al 2018, come meglio evidenziato precedentemente nella Relazione sulla gestione.

## 3. ATTIVITÀ FINANZIARIE NON CORRENTI

La voce è relativa ai crediti finanziari con esigibilità superiore ai 12 mesi.

(IN MIGLIAIA DI EURO)	31.12.2019	31.12.2018	VARIAZIONI
prestiti al personale	432	417	15
depositi cauzionali	10.042	6.371	3.671
<b>TOTALE ATTIVITÀ FINANZIARIE NON CORRENTI</b>	<b>10.474</b>	<b>6.788</b>	<b>3.686</b>

I depositi cauzionali comprendono principalmente, per euro 6.056 migliaia, il deposito a favore di Terna SpA per il contratto di dispacciamento per i punti di immissione e di prelievo emesso nel 2015; nonché per euro 3.711 migliaia il deposito per la partecipazione alle aste relative al Capacity Market come da Decreto Ministeriale del 28 giugno 2019 che ha poi formalmente avviato il meccanismo del Capacity Market in Italia in base al quale si sono svolte le aste relative alla consegna di energia per il 2022 e 2023.

Si evidenzia che i “prestiti ai dipendenti”, remunerati ai tassi correnti di mercato e garantiti dal TFR, sono stati erogati a fronte dell'acquisto della prima casa o per gravi necessità familiari.

Non risultano, al 31 dicembre 2019, immobilizzazioni finanziarie iscritte ad un valore superiore al loro fair value.

#### **4. ATTIVITÀ PER IMPOSTE ANTICIPATE**

La Società, fino al precedente bilancio, aveva ritenuto di non procedere all'iscrizione di imposte anticipate relative principalmente alle perdite fiscali maturate negli esercizi precedenti e sulle differenze temporanee deducibili.

Al 31 dicembre 2019 la Società - alla luce dei risultati ottenuti e del loro consolidamento, nonché delle previsioni di imponibili futuri derivanti dal Piano aggiornato idonei ad assorbire le differenze temporanee attive di imposta - ha ritenuto di iscrivere le imposte anticipate stimate recuperabili in un arco temporale fino al 2023, anno in cui scadrà l'attuale regime regolato del Capacity Market e stante la visibilità ancora limitata sul successivo regime regolatorio.

La voce accoglie pertanto:

- per euro 22.857 migliaia le imposte anticipate relative a perdite fiscali pregresse;
- per euro 11.966 migliaia le imposte anticipate relative alle differenze temporanee deducibili in esercizi successivi.

Si segnala che al 31 dicembre 2019 le imposte anticipate non iscritte ammontano a circa euro 14,5 milioni, in quanto non utilizzabili nell'arco temporale come sopra indicato.

La voce accoglie infine, per euro 725 migliaia, l'effetto fiscale sulla variazione di fair value rilevato a patrimonio netto in applicazione dello IAS 19 relativo al TFR e ai benefit del personale e dell'IFRS 9 relativo agli strumenti finanziari derivati di copertura.

#### **5. ALTRE ATTIVITÀ NON CORRENTI**

La voce, pari ad euro 37.449 migliaia, accoglie principalmente:

- per euro 26.500 migliaia, il credito IVA maturato nel corso dell'anno 2019 per il quale la Società presenterà istanza di rimborso e che si stima sarà incassato nel corso dell'anno 2021;
- per euro 10.211 migliaia il credito residuo per le quote ETS spettanti, per gli anni dal 2010 al 2012 per l'impianto di Napoli.

#### **6. STRUMENTI FINANZIARI DERIVATI**

La voce, attualmente pari a zero, accoglieva al 31 dicembre 2018 il valore (Mark to Market) pari ad euro 411 migliaia del contratto di copertura sul tasso di interesse stipulato nel corso del mese di maggio 2017.

Lo strumento finanziario è stato estinto nel mese di novembre 2019 in considerazione del rimborso accelerato della Tranche A del debito in essere, come di seguito illustrato in nota n. 10.

## ATTIVO CORRENTE

### 7. RIMANENZE

Le rimanenze di beni fungibili, per quanto attiene la metodologia di determinazione del costo di acquisto, evidenziano una valutazione di bilancio secondo il metodo del costo medio ponderato. Tali rimanenze sono iscritte al netto di un fondo obsolescenza rilevato principalmente in esercizi precedenti, in conseguenza degli eventi occorsi e delle decisioni prese relativamente al sito di Vado Ligure in relazione ai gruppi a carbone, nonché per materiali per i quali appariva dubbia la loro possibilità di utilizzo e/o realizzo riferiti agli altri due siti termoelettrici.

Nel corso del 2019 sono continuate le attività di alienazione di tali materiali, per gruppi omogenei. In particolare, sono state rottamate merci per euro 5.163 migliaia già interamente svalutate. Sempre nel corso del 2019 è stato completato il progetto di razionalizzazione delle rimanenze di parti di ricambio, in ottica di futuro utilizzo, in considerazione dell'attuale operatività degli impianti. Al riguardo è emerso che per alcuni materiali non strategici appare dubbia la loro possibilità di utilizzo e/o realizzo, dubbi confermati anche dalle recenti Major Inspection durante le quali il loro utilizzo è stato ridotto o nullo. Pertanto, per questi materiali si è provveduto ad un accantonamento, a rettifica del valore degli stessi, per complessivi euro 820 migliaia. Inoltre, come già indicato in nota n. 1, alcuni materiali per un importo pari a euro 762 migliaia ritenuti strategici per il funzionamento degli impianti, sono stati riclassificati a cespiti e posti in ammortamento insieme al bene principale a cui afferiscono.

Di seguito il dettaglio delle rimanenze per tipologia:

(IN MIGLIAIA DI EURO)	31.12.2019	31.12.2018	VARIAZIONI
Rimanenze materiali	12.802	14.354	(1.551)
Altre Rimanenze	33	60	(27)
<b>TOTALE RIMANENZE</b>	<b>12.835</b>	<b>14.413</b>	<b>(1.579)</b>

La variazione in diminuzione è riconducibile prevalentemente alle svalutazioni e riclassifiche sopra evidenziate.

### 8. CREDITI COMMERCIALI

Tale voce, pari ad euro 72.583 migliaia, comprende essenzialmente crediti commerciali per vendita di energia.

(IN MIGLIAIA DI EURO)	31.12.2019	31.12.2018	VARIAZIONI
<b>Crediti per vendita di Energia:</b>			
• GME	1.535	10.763	(9.228)
• Terna S.P.A.	61.870	45.930	15.940
• Altri operatori	9.157	35.780	(26.623)
<b>Totale crediti per vendita di Energia:</b>	<b>72.562</b>	<b>92.473</b>	<b>(19.911)</b>
<b>Altri crediti di natura commerciale</b>	<b>21</b>	<b>298</b>	<b>(277)</b>
<b>TOTALE CREDITI COMMERCIALI</b>	<b>72.583</b>	<b>92.771</b>	<b>(20.188)</b>

Si segnala che la quasi totalità dei suddetti crediti è sorta nel corso degli ultimi due mesi dell'esercizio e che alla data di redazione della presente nota risultano sostanzialmente interamente incassati o incassabili, considerato che le relative scadenze sono a 30/60 giorni.

Per maggiori dettagli in merito alle variazioni, si rinvia a quanto indicato in precedenza nella Relazione sulla gestione nel paragrafo "Analisi della struttura patrimoniale".

#### **9. ALTRE ATTIVITÀ CORRENTI**

La voce, pari ad euro 46.971 migliaia, accoglie principalmente i crediti tributari. Questi ultimi alla data di bilancio ammontano ad euro 41.812 migliaia ed accolgono, principalmente, il credito verso l'Erario per l'IVA richiesta a rimborso e precisamente l'annuale 2018 (euro 32.000 migliaia, incassati alla fine del mese di gennaio 2020) e il III trimestre 2019 (euro 8.000 migliaia); oltre ai relativi interessi maturati (euro 242 migliaia).

Inoltre, la voce accoglie i crediti verso gli Azionisti, pari ad euro 2.006 migliaia, relativi alle istanze di rimborso IRES, per mancate deduzioni IRAP, presentate quando la Società aderiva al regime di trasparenza fiscale ai sensi dell'art. 115 TUIR. Le azioni di monitoraggio e gestione del recupero di tali crediti in trasparenza sono effettuate direttamente dai Soci.

Risultano infine rilevati i crediti verso gli Istituti previdenziali per euro 910 migliaia relativi sostanzialmente alle somme anticipate ai dipendenti per gli ammortizzatori sociali relativi alla Cassa Integrazione Guadagni Straordinaria ed ai precedenti contratti di Solidarietà.

#### **10. STRUMENTI FINANZIARI - DERIVATI**

La voce, pari ad euro 612 migliaia, accoglie il Fair Value dei contratti finanziari derivati in essere al 31 dicembre 2019 a copertura dell'oscillazione del prezzo del gas metano per un nozionale pari a 154 GWht e con scadenza nel 2020.

#### **11. ALTRE ATTIVITÀ FINANZIARIE CORRENTI**

Le altre attività finanziarie correnti, pari ad euro 73 migliaia, si riferiscono alle commissioni finanziarie pagate e non ancora maturate.

#### **12. DISPONIBILITÀ LIQUIDE E MEZZI EQUIVALENTI**

La voce pari ad euro 26.424 migliaia accoglie, sostanzialmente, i saldi attivi dei conti intrattenuti con primarie banche.

#### **13. ATTIVITÀ NON CORRENTI POSSEDUTE PER LA VENDITA**

La voce, pari ad euro 865 migliaia, accoglie il valore contabile dei terreni oggetto di cessione alla Società Vernazza Autogru, cessione che risulta poi finalizzata con atto di vendita datato 6 marzo 2020, nonché di quelli oggetto di cessione alla Società Autoliguria Srl, il cui atto di vendita si ritiene sarà perfezionato entro dodici mesi dalla chiusura del bilancio.

Per una descrizione dettagliata si rinvia a quanto indicato nel paragrafo "Struttura operativa" in merito alla reindustrializzazione del sito di Vado Ligure.

## Passivo

### 14. PATRIMONIO NETTO

Per le informazioni relative alla movimentazione del patrimonio netto, si rimanda al Prospetto delle Variazioni del Patrimonio Netto.

La voce “Altre riserve”, pari ad euro 126.794 migliaia, è così composta:

- Riserva da apporto sottoscrizione SFP Junior, pari a nominali euro 284.386.754, deliberata nel corso dell'Assemblea straordinaria del 16 dicembre 2015 ed iscritta al relativo fair value, pari ad euro 204.000.000. Tale riserva si è inoltre ridotta per la copertura delle perdite deliberata sempre nel corso della medesima assemblea straordinaria per euro 88.735 migliaia. Il valore di tale riserva, al 31 dicembre 2018, risulta pertanto di euro 115.265 migliaia.
- Riserva legale per euro 2.704 migliaia.
- Riserva Disponibile per Copertura Perdite per euro 9.243 migliaia.
- Riserva IAS 19R - TFR e Altri Benefici negativa per euro 409 migliaia.
- Riserva CFH di copertura delle forniture di gas e di vendita di energia negativa per euro 9 migliaia.

La voce “Utili e perdite cumulati” accoglie il riporto a nuovo degli utili del precedente esercizio, pari ad euro 38.186 migliaia, come deliberato dall'Assemblea degli Azionisti il 26 marzo 2019, nonché la Riserva utile a nuovo IFRS per euro 831 migliaia. Tale ultima riserva, come indicato nel precedente bilancio, accoglie la riclassifica effettuata in sede di apertura del 2018 per annullare il maggior costo del contratto di copertura sui tassi della Tranche A imputato nel conto economico dell'esercizio 2017 in applicazione del precedente principio contabile IAS 39.

Il capitale sociale al 31 dicembre 2019 è rappresentato da n. 60.516.142 azioni ordinarie del valore nominale di euro 1,00 ciascuna, interamente liberate e possedute per il 50% da ENGIE Italia S.p.A. e per il 50% da ENERGIA ITALIANA S.p.A.

È di seguito riportato il dettaglio delle voci di Patrimonio Netto con indicazione della loro possibilità di utilizzazione e distribuibilità, nonché della loro avvenuta utilizzazione nei precedenti esercizi:

NATURA/DESCRIZIONE	IMPORTO	POSSIBILITÀ DI UTILIZZAZIONE	QUOTA DISPONIBILE	RIEPILOGO DELLE UTILIZZAZIONI EFFETTUATE NEI TRE ESERCIZI PRECEDENTI	
				PER COPERTURA PERDITE	PER ALTRE RAGIONI
<b>Capitale:</b>	<b>60.516</b>				
<b>Riserve di capitale:</b>					
Riserva da apporto sottoscrizione SFP Junior	115.265	B			
Riserva disponibile per copertura perdite	9.243	B		58.957	
<b>Riserve di utili:</b>					
Riserva legale	2.704	B			
Riserve IFRS 9, CFH e IAS 19	-419	B			
Riserva Utili a nuovo	39.018	B			
<b>TOTALE RISERVE</b>	<b>165.811</b>				

Legenda: A: per aumento di capitale - B: per copertura perdite - C: per distribuzione ai soci

In base a quanto previsto nello Statuto della Società, non è possibile deliberare la distribuzione di utili fino a quando non saranno interamente rimborsate le linee di credito del Restated Facilities Agreement. Gli Strumenti Finanziari Partecipativi (SFP), come definito all'art. 2346 comma 6 c.c., sono strumenti finanziari forniti di diritti patrimoniali o anche di diritti amministrativi, escluso il voto nell'assemblea generale degli azionisti. Lo statuto ne disciplina le modalità e condizioni di emissione, i diritti che conferiscono, le sanzioni in caso di inadempimento delle prestazioni e, se ammessa, le modalità di circolazione. Gli SFP si collocano quindi tra i cosiddetti strumenti finanziari ibridi, intendendo con tale definizione gli strumenti dotati di caratteristiche similari sia alle azioni che alle obbligazioni in relazione alle caratteristiche proprie delineate per lo strumento, ma dotati di una propria identità.

Ogni strumento finanziario è valutato in base alle proprie caratteristiche, da cui evincere anche la metodologia di valutazione che meglio risulta in grado di definire il valore. Le caratteristiche degli SFP sono individuabili dal proprio regolamento.

Gli SFP Junior sono ampiamente disciplinati nello Statuto della Società e più precisamente nell'Allegato 1 "Regolamento degli strumenti finanziari partecipativi di categoria Senior e di categoria Junior di Tirreno Power S.p.A."

Gli SFP non attribuiscono in nessuno caso ai titolari il diritto di intervento né quello di voto nell'assemblea ordinaria o straordinaria dei soci della Società.

---

## PASSIVO NON CORRENTE

### 15. DEBITI PER FINANZIAMENTI

I "Debiti per finanziamenti" si riferiscono al Restated Facilities Agreement sottoscritto con gli istituti finanziari in data 15 dicembre 2015 e modificato con Amendment Agreement in data 31 gennaio 2018.

Di seguito la composizione originaria delle linee di credito:

- euro 300.000 migliaia "Tranche A", da rimborsare con piano di ammortamento a partire da data non antecedente al 30 giugno 2017, remunerati al tasso di Euribor + 2,07%, maturity dicembre 2022 (+ estensione opzionale per ulteriori 2 anni);
- euro 50.000 migliaia "Revolving credit facility" remunerati al tasso di euribor + 2% con possibilità di ripagamento e tiraggio fino alla data di maturity prevista per dicembre 2022 (+ estensione opzionale per ulteriori 2 anni);
- euro 250.000 migliaia Tranche B (linea di credito "Convertendo"), remunerati al tasso del 3,42% PIK maturity dicembre 2024 (con possibilità di estensione opzionale per ulteriori 2 anni);
- euro 2.309 migliaia quale Linea di credito Hedging ripagata con piano di ammortamento di complessive 6 rate semestrali a partire dal 30 giugno 2017, remunerati al tasso di Euribor + 2%.

Per quanto riguarda la linea di credito Convertibile, la Società avrà il diritto di disporre la conversione, in SFP Senior fino ad un limite di euro 230 milioni, interamente o in parte, per soddisfare i requisiti patrimoniali/finanziari necessari per l'operatività, o per curare deficienze patrimoniali o, infine, per curare violazioni del leverage ratio.

Si segnala infatti che, a partire dal 30 giugno 2020, la Società è chiamata a rispettare due covenant finanziari:

- ammontare complessivo del Patrimonio Netto, che non dovrà essere inferiore a euro 37,5 milioni;
- leverage ratio, ossia il rapporto tra Posizione Finanziaria Netta ed EBITDA cumulato dei 12 mesi precedenti, che, al 30 giugno 2020, non dovrà essere superiore a 6,18 ai fini della conversione di cui sopra e 6,88 ai fini del default.

Al 31 dicembre 2019 il debito residuo relativo alle linee di credito sopra indicate, al netto dei rimborsi effettuati e comprensivo degli interessi capitalizzati, è così composto:

- euro 46.377 migliaia “Tranche A”;
- euro 284.565 migliaia Tranche B (linea di credito “Convertendo”);

mentre la Linea di credito Hedging è stata totalmente rimborsata e la Revolving credit facility non è utilizzata. Risultano inoltre capitalizzati interessi per un totale di euro 37.300 migliaia, di cui euro 2.735 migliaia relativi al “term loan A” ed euro 34.565 migliaia relativi alla linea di credito Convertibile.

Il Restated Facilities Agreement prevede che, ad ogni fine semestre, le disponibilità liquide (comprendenti della linea “revolving credit facility”) eccedenti gli euro 50.000 migliaia debbano essere utilizzate come rimborso anticipato delle linee di credito a partire dalla Tranche A e pro-quota sulle scadenze del piano di rimborso, unitamente agli interessi capitalizzati sulla quota capitale rimborsata anticipatamente.

Sulla base delle disponibilità liquide al 31 dicembre 2019 ed in considerazione dei rimborsi di debito previsti nel corso dei prossimi 12 mesi, la Società ha provveduto a riclassificare nel passivo corrente una quota di debito per euro 46.377 migliaia, di cui euro 26.407 migliaia come Cash Sweep sulle disponibilità liquide al 31.12.2019 ed euro 19.970 migliaia come “Voluntary Prepayment” come descritto anche nel paragrafo “Fatti di rilievo avvenuti dopo la chiusura del periodo”. Tale ulteriore prepayment ha comportato, a fine gennaio 2020, l’azzeramento della Tranche A e dei relativi interessi capitalizzati.

#### 16. FONDI PER RISCHI ED ONERI

La consistenza dei fondi rischi ed oneri è pari ad euro 83.584 migliaia in aumento di euro 7.376 migliaia rispetto al 31 dicembre 2018.

La consistenza e movimentazione dei fondi è di seguito sintetizzata:

(IN MIGLIAIA DI EURO)	31.12.2018	ACCANT.TI	UTILIZZI	ALTRI MOVIMENTI	31.12.2019	DI CUI CORRENTE	DI CUI NON CORRENTE
<b>Fondo contenzioso</b>	<b>790</b>	<b>3.917</b>	<b>(428)</b>		<b>4.279</b>		<b>4.279</b>
<b>Fondo per incentivo all’esodo e mobilità</b>	<b>683</b>	<b>5.000</b>	<b>(334)</b>	<b>(290)</b>	<b>5.059</b>		<b>5.059</b>
<b>Fondo rischi diversi:</b>	<b>74.735</b>	<b>12.187</b>	<b>(2.047)</b>	<b>(10.629)</b>	<b>74.246</b>	<b>3.731</b>	<b>70.515</b>
• smantellamento e ripristino siti	65.154	9.887	(1.612)	(11.376)	62.053	1.900	60.153
• altro	9.582	2.300	(435)	747	12.194	1.831	10.363
<b>TOTALE FONDI RISCHI ED ONERI</b>	<b>76.208</b>	<b>21.104</b>	<b>(2.809)</b>	<b>(10.919)</b>	<b>83.584</b>	<b>3.731</b>	<b>79.853</b>

Gli **accantonamenti** del periodo, pari a euro 21.104 migliaia, hanno incrementato i fondi principalmente per quanto segue:

- euro 4.823 migliaia per l’adeguamento della stima degli oneri futuri di smantellamento degli impianti a ciclo combinato in virtù della variazione intervenuta sugli indici di riferimento dei tassi di inflazione e di attualizzazione;
- euro 2.438 migliaia per l’adeguamento della stima degli oneri futuri di smantellamento dell’impianto tradizionale di TV4;
- euro 2.626 migliaia per il riconoscimento degli oneri finanziari di competenza del 2019 su fondi per oneri futuri di smantellamento degli impianti;
- euro 5.000 migliaia per il piano di esodo incentivato volontario, valevole per il triennio 2020 – 2022 finalizzato a favorire un processo di turn over del personale, come da determinazione del Direttore Generale comunicata ai dipendenti nel mese di dicembre 2019;

- euro 470 migliaia per la stima dei danni causati da eventi atmosferici agli impianti del Polo Ligure;
- euro 3.718 migliaia per oneri relativi a richieste di risarcimento per danni da amianto.

Fra gli **utilizzi**, relativi ai pagamenti effettuati nel corso dell'esercizio, si segnalano in particolare:

- euro 1.417 migliaia per le attività di demolizione di alcune parti degli impianti a carbone;
- euro 269 migliaia quale riconoscimento dello sconto fornitura energia elettrica del personale in servizio e personale in quiescenza per gli anni 2017 e 2018;
- euro 334 migliaia per l'importo residuo erogato al personale in relazione alla procedura di mobilità del 6 dicembre 2016.

Gli **altri movimenti** si riferiscono prevalentemente:

- i. allo stralcio, per euro 8.400 migliaia, di parte del fondo smantellamento e ripristino del sito di Vado Ligure, in seguito ad una perizia di rideterminazione degli importi precedentemente accantonamenti per passività rinvenienti da obblighi di bonifica, perizia richiesta in ragione delle indagini di caratterizzazione integrative eseguite sul sito e degli sviluppi istruttori e dei provvedimenti assunti da parte degli organi tecnici e delle autorità competenti a fronte degli esiti di tali nuove indagini;
- ii. al rilascio, per euro 2.977 migliaia, sempre del fondo smantellamento dei gruppi a carbone di Vado Ligure, in relazione alle nuove tempistiche di utilizzo del fondo, in parte nei prossimi cinque anni e in parte alla fine della vita utile dell'intero sito prevista nell'anno 2037, rispetto alla precedente ipotesi che ne prevedeva l'utilizzo a breve termine.

Il fondo rischi diversi accoglie per euro 62.053 migliaia la stima dei costi attualizzati che si presume di sostenere al termine dell'attività di produzione dei siti di Torrevaldaliga, Napoli e Vado Ligure per l'abbandono dell'area, lo smantellamento, la rimozione delle strutture e il ripristino del sito in presenza di obbligazioni attuali. Gli esborsi più significativi connessi agli interventi di smantellamento e di ripristino saranno sostenuti in un arco temporale tra il 2025 e il 2039.

La voce "Fondi rischi diversi - Altro", pari ad euro 12.194 migliaia, accoglie principalmente euro 5.055 migliaia per oneri di sbilanciamento anni pregressi, euro 1.221 migliaia per il rischio di mancato riconoscimento dei crediti relativi alla cassa integrazione guadagni ed euro 1.939 migliaia per contenziosi ICI/IMU ed infine euro 1.005 migliaia per il programma di incentivo a lungo termine dei direttori (Long Term Incentive).

Il fondo "contenzioso" accoglie le passività che si stima potrebbero derivare da controversie giudiziarie in corso (principalmente connesse a rapporti di fornitura, lavoro e all'esercizio degli impianti), in base alle indicazioni dei legali interni ed esterni della Società.

Per quanto riguarda il contenzioso amianto, per il quale risultano accantonati euro 4.260 migliaia, si segnalano i seguenti aggiornamenti rispetto a quanto indicato nel precedente bilancio al 31 dicembre 2018:

1. Tirreno Power è stata adita in giudizio, unitamente all'INPS ed all'INAIL, per il risarcimento dei danni subiti da un ex dipendente, derivanti dalla malattia professionale lamentata dal ricorrente. In data 23 maggio 2019 il Tribunale Civile di Civitavecchia, Sezione Lavoro, ha emesso sentenza con la quale ha rigettato nel merito il ricorso presentato dall'ex dipendente, compensando le spese di lite. Tirreno Power ha inoltre depositato ricorso in appello avverso la sentenza n.3774/2018 resa dal Tribunale civile di Napoli in relazione al giudizio proposto da un ex dipendente per il risarcimento di tutti i danni patrimoniali e non ex art. 2087 che sarebbero stati subiti dallo stesso, giusta contrazione carcinoma polmonare. La prima udienza è fissata per il 1° aprile 2020. Per entrambi i giudizi sopra indicati, allo stato appare probabile la soccombenza della Società pertanto sono stati confermati gli

accantonamenti già effettuati nel precedente bilancio pari ad euro 542 migliaia.

- Negli ultimi due mesi del 2019 gli eredi di ex dipendenti hanno proposto ricorso nei confronti di Tirreno Power e di ENEL S.p.A. per la richiesta di risarcimento di tutti i danni patrimoniali e non per la patologia contratta da ciascun ex dipendente loro congiunto e asseritamente riconducibile all'esposizione ad amianto. Allo stato, la soccombenza per tali fattispecie risulta probabile per cui si è provveduto ad accantonare la somma complessiva di euro 3.718 migliaia.

#### 17. TFR E ALTRI BENEFICI AI DIPENDENTI

Ammontano ad euro 6.128 migliaia e riflettono le indennità di fine rapporto e altri benefici maturati a fine esercizio dal personale dipendente che sono valutati secondo criteri attuariali dello IAS 19R dettati per i piani a benefici definiti. In particolare, per quanto riguarda lo scenario economico-finanziario i parametri utilizzati per la valutazione sono i seguenti:

TFR	2019	2018
Tasso annuo tecnico di attualizzazione	0,77%	1,57%
Tasso annuo di inflazione	1,20%	1,50%
Tasso annuo incremento TFR	2,40%	2,63%
ALTRI BENEFICI DIPENDENTI	2019	2018
Tasso annuo tecnico di attualizzazione	0,77%	1,30%
Tasso annuo di incremento delle retribuzioni	0,50%	0,50%

La seguente tabella illustra le variazioni intervenute:

(IN MIGLIAIA DI EURO)	TFR	SCONTO ENERGIA PENSIONATI	INDENNITÀ SOSTITUTIVA SCONTO E.E.	MENSILITÀ AGGIUNTIVE	PREMI FEDELTA'	VALORE A BILANCIO
<b>Valori al 31.12.2018 (A)</b>	<b>4.421</b>	<b>7.003</b>	<b>530</b>	<b>538</b>	<b>442</b>	<b>12.934</b>
<b>Curtailment</b>		<b>-7.003</b>				<b>-7.003</b>
• Accantonamenti				18	19	37
• Oneri finanziari (+)	51		6	6	4	67
• Utili (perdite) da attualizzazione (-/+)	194		-14	47	22	249
• Utilizzi (-)	(142)				(15)	(157)
<b>Totale variazioni (B)</b>	<b>103</b>	<b>(7.003)</b>	<b>(8)</b>	<b>71</b>	<b>30</b>	<b>(6.807)</b>
<b>VALORI AL 31.12.2019 (A+B)</b>	<b>4.524</b>	<b>0</b>	<b>522</b>	<b>609</b>	<b>472</b>	<b>6.128</b>

Il *Curtilment* si riferisce agli effetti della disdetta, in accordo con le OO.SS., della regolamentazione collettiva sulle agevolazioni sulle tariffe di vendita dell'energia elettrica per il personale cessato dal servizio e i relativi superstiti, per i cui dettagli si rimanda a quanto già evidenziato nella Relazione sulla Gestione. La passività, pari ad euro 7.003 migliaia al 31 dicembre 2018, è stata in parte utilizzata per il compenso sostitutivo erogato agli aderenti all'accordo e, per la parte eccedente, rilevata tra gli altri ricavi.

Risultano inoltre rilevati nell'esercizio costi per benefici ai dipendenti per euro 104 migliaia, di cui euro 67 migliaia per interessi registrati tra gli oneri finanziari ed euro 37 migliaia rilevati tra i costi del personale.

Gli utili da attualizzazione, infine, sono pari a euro 249 migliaia e sono rilevati a riserva di patrimonio netto (al netto dell'effetto imposte) ad esclusione di quelle relative ai premi fedeltà che sono rilevati direttamente a conto economico.

A seguito dell'emanazione del nuovo IAS19 *revised* si riportano informazioni aggiuntive sintetizzate nelle tabelle sottostante:

ANALISI DI SENSITIVITÀ DEI PRINCIPALI PARAMETRI VALUTATIVI SUI DATI AL 31.12.2019			
	TFR	MENSILITÀ AGGIUNTIVE	INDENNITÀ SCONTO ENERGIA
Tasso di inflazione +0,25%	4.578.332,83	N/A	N/A
Tasso di inflazione -0,25%	4.470.408,01	N/A	N/A
Tasso di attualizzazione +0,25%	4.438.067,74	590.874,40	511.408,24
Tasso di attualizzazione -0,25%	4.612.408,04	627.335,98	533.905,94
	TFR	MENSILITÀ AGGIUNTIVE	INDENNITÀ SCONTO ENERGIA
Service Cost pro futuro	-	19.139,97	-
Duration del piano	10	10	10

La consistenza del personale per categoria di appartenenza è riportata nella seguente tabella:

(UNITÀ)	31.12.2018	ENTRATE	USCITE	ALTRO /RI-CLASSIFICHE	31.12.2019
Dirigenti e Quadri	43		1	3	45
Impiegati	156		1	0	155
Operai	34			-3	31
<b>TOTALE</b>	<b>233</b>	<b>0</b>	<b>2</b>	<b>0</b>	<b>231</b>

#### 18. PASSIVITÀ PER IMPOSTE DIFFERITE

La voce accoglie le imposte differite relative ai costi non imputati al conto economico, ma portati in deduzione dal reddito imponibile in sede di dichiarazione dei redditi, come dettagliato nella tabella seguente:

(MIGLIAIA DI EURO)	SITUAZIONE AL 31/12/2018		SITUAZIONE AL 31/12/2019	
	SALDO	ACCANTONAMENTI	UTILIZZI	SALDO
<b>Imposte differite</b>				
Ammortamenti	35.310		(1.687)	33.623
FV IAS 19 a riserva di PN	69			69
FV Strumenti finanziari derivati a P.N.	30	147	(30)	147
<b>TOTALE IMPOSTE DIFFERITE</b>	<b>35.409</b>	<b>147</b>	<b>(1.687)</b>	<b>33.839</b>

Gli utilizzi della voce "Ammortamenti" si riferiscono al completamento della tempistica di ammortamento fiscale, ai fini IRES, rispetto a quella economico-tecnica (ammortamento civilistico).

#### 19. ALTRE PASSIVITÀ NON CORRENTI

La voce, pari a euro 822 migliaia, accoglie la quota non corrente del debito verso il Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare derivante dall'atto di transazione sottoscritto nell'anno 2011 con il quale Tirreno Power è stata espressamente e definitivamente liberata da

qualsiasi obbligo e responsabilità in relazione alla progettazione e realizzazione degli interventi di messa in sicurezza, bonifica e ripristino ambientale della falda acquifera, delle acque superficiali e dei sedimenti marini prospicienti il Sito di Napoli.

## 20. ALTRE PASSIVITÀ FINANZIARIE NON CORRENTI

La voce, pari ad euro 1.526 migliaia, accoglie la parte non corrente del debito finanziario rilevato a seguito dell'applicazione del nuovo principio contabile IFRS 16 – Leases come già commentato in premessa. La parte corrente del debito, per euro 587 migliaia, è stata esposta fra le altre passività finanziarie correnti.

## PASSIVO CORRENTE

### 21. DEBITI COMMERCIALI

I “Debiti commerciali” pari ad euro 27.173 migliaia riguardano forniture di combustibili, materiali ed apparecchiature, appalti e prestazioni, nonché le partite debitorie nei confronti di TERNA e GME per forniture ed attività svolte entro il 31 dicembre 2019. Le scadenze di tali debiti sono generalmente comprese tra i 30 e i 120 giorni e regolarmente rispettate.

La diminuzione di euro 47.226 migliaia è riconducibile principalmente ai minori acquisti di energia e combustibili degli ultimi due mesi del periodo rispetto a quelli del 2018. Per maggiori dettagli in merito alle variazioni, si rinvia a quanto indicato in precedenza nella Relazione sulla gestione nel paragrafo “Analisi della struttura patrimoniale”.

### 22. DEBITI PER IMPOSTE SUL REDDITO

La voce accoglie i debiti per IRES (euro 2.500 migliaia) e IRAP (euro 6.300 migliaia) determinati applicando l'aliquota vigente alla stima dell'imponibile fiscale dell'anno 2019, al netto degli accanti IRAP versati (euro 2.680 migliaia).

### 23. ALTRE PASSIVITÀ CORRENTI

Le altre passività correnti, pari ad euro 54.460 migliaia, si riferiscono principalmente al debito relativo all'onere di competenza dell'esercizio per i Diritti di emissione CO<sub>2</sub> (euro 47.167 migliaia) valorizzati al prezzo medio ponderato d'acquisto.

Risultano inoltre debiti verso personale e debiti verso Istituti previdenziali, assistenziali ed assicurativi.

Nella tabella che segue è riportato il relativo dettaglio:

(IN MIGLIAIA DI EURO)	31.12.2019	31.12.2018	VARIAZIONI
Debiti per Diritti di emissione CO <sub>2</sub>	47.167	32.357	14.810
Altre imposte	748	781	(33)
Debiti verso istituti di previdenza e sicurezza sociale	1.677	1.384	293
Debiti verso il personale	2.304	2.025	279
Altri	2.564	1.917	647
<b>TOTALE ALTRE PASSIVITÀ CORRENTI</b>	<b>54.460</b>	<b>38.464</b>	<b>15.996</b>

L'incremento dei debiti per diritti di emissione è riconducibile al maggior costo di acquisto delle quote CO<sub>2</sub> a seguito dell'aumento del prezzo dei diritti acquistati nel 2019 per ottemperare agli obblighi di riconsegna.

La voce “Altri” comprende principalmente la quota corrente del debito verso il Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare, come meglio precisato in nota n.19, per euro 917 migliaia.

### 24. STRUMENTI FINANZIARI - DERIVATI

La voce accoglie per euro 624 migliaia il Fair Value dei contratti finanziari derivati in essere al 31 dicembre 2019 a copertura dell'oscillazione del prezzo dell'energia elettrica per un nozionale pari a 77 GWh e con scadenza nel 2020.

## Impegni e garanzie

Gli impegni assunti verso fornitori sono di seguito dettagliati:

(IN MIGLIAIA DI EURO)	31.12.2019	31.12.2018	VARIAZIONI
Appalti e forniture varie	66.514	67.210	(696)
Acquisto combustibile termico	19.434	21.503	(2.069)
<b>TOTALE IMPEGNI VERSO FORNITORI</b>	<b>85.948</b>	<b>88.713</b>	<b>(2.765)</b>

Gli impegni per acquisto di combustibile termico sono relativi esclusivamente al termine fisso sui contratti di acquisto di gas metano.

Le fidejussioni richieste a favore di terzi, pari ad euro 50.230 migliaia, riguardano polizze rilasciate da banche e istituti assicurativi, su richiesta della Società, e relative principalmente alla garanzia del credito I.V.A. (euro 24.967 migliaia), alla garanzia dei contratti di fornitura gas e energia (euro 18.582 migliaia), alla partecipazione ai mercati dell'energia (euro 4.370 migliaia), nonché a garanzia di concessioni demaniali (euro 2.227 migliaia).

Si segnala che, nel mese di gennaio 2020 si è ottenuto lo svincolo delle polizze assicurative a garanzia del credito IVA per euro 24.967 migliaia.



# NOTE ALLE POSTE DEL CONTO ECONOMICO

## 25. RICAVI

Nella tabella che segue è riportato il dettaglio relativo ai ricavi di vendita:

(IN MIGLIAIA DI EURO)	31.12.2019	31.12.2018	VARIAZIONI	%
<b>Vendita di energia:</b>				
• Borsa	584.690	628.326	(43.636)	-7%
• Mercato libero	73.970	448.751	(374.781)	-84%
• contributi incentivati ex Certificati Verdi	6.517	9.390	(2.873)	-31%
• contributi fotovoltaico	29	30	(1)	-3%
<b>Totale vendita di energia:</b>	<b>665.206</b>	<b>1.086.497</b>	<b>(421.291)</b>	<b>-39%</b>
Altre vendite e prestazioni	1.338	700	638	91%
<b>TOTALE RICAVI PER VENDITE</b>	<b>666.544</b>	<b>1.087.197</b>	<b>(420.653)</b>	<b>-39%</b>

Il portafoglio commerciale di Tirreno Power è costituito da due tipologie di clienti, i clienti che operano sul mercato libero e quelli, invece, che operano in Borsa. I ricavi da vendita in Borsa sono comprensivi dei risultati dell'operatività sul mercato dei servizi di dispacciamento. Le vendite sul mercato libero, invece, si riferiscono ai contratti bilaterali fisici.

La diminuzione dei ricavi sul mercato libero è dovuta principalmente al venir meno delle vendite a garanzia del contratto di fornitura gas che nell'anno precedente ammontavano a euro 308.759 migliaia.

La voce "Altre vendite e prestazioni" si riferisce principalmente al rimborso assicurativo relativo ai danni alluvionali del 2017 alla centrale di Millesimo (euro 1.040 migliaia), alla vendita di materiali derivanti dalle demolizioni (euro 129 migliaia) e dalla vendita di garanzie d'origine (euro 145 migliaia).

Per maggiori dettagli in merito alle variazioni rispetto al 31 dicembre 2018 si rimanda a quanto indicato nella Relazione sulla gestione.

## 26. ALTRI RICAVI

Gli "Altri Ricavi" pari ad euro 5.430 migliaia, si riferiscono principalmente:

- al rilascio dell'eccedenza del fondo sconto energia a seguito dell'accordo siglato il 13 luglio 2018 con le OO.SS (euro 3.379 migliaia), nonché alla chiusura del relativo fair value (euro 388 migliaia);
- al rilascio del fondo esodo incentivato (euro 213 migliaia);
- al rimborso canone pagato nel 2015 sulla trasformazione delle DTA in credito d'imposta (euro 179 migliaia).

Per quanto riguarda le variazioni rispetto al 31 dicembre 2018 si rimanda a quanto indicato nella Relazione sulla gestione.

## 27. INCREMENTO IMMOBILIZZAZIONI PER LAVORI INTERNI

La voce pari a euro 769 migliaia è relativa prevalentemente alla capitalizzazione di materiali prelevati dal magazzino per euro 402 migliaia e per euro 367 migliaia alla capitalizzazione delle risorse interne in occasione delle manutenzioni pluriennali effettuate nel corso del 2019.

## 28. MATERIE PRIME DI CONSUMO

(IN MIGLIAIA DI EURO)	31.12.2019	31.12.2018	VARIAZIONI	%
Energia acquistata sul Mercato Elettrico	140.520	522.027	(381.507)	-73%
Acquisto di combustibile per la produzione termica	225.334	352.964	(127.630)	-36%
Acquisto di materiali e apparecchi vari	2.051	2.371	(320)	-13%
Variazione scorte combustibili	27	2	25	n.s.
Variazione altre scorte	5	(4)	9	n.s.
<b>TOTALE MATERIE PRIME DI CONSUMO</b>	<b>367.936</b>	<b>877.359</b>	<b>(509.423)</b>	<b>-58%</b>

La variazione è dovuta principalmente, ai minor oneri connessi agli acquisti di energia sul mercato elettrico, in diminuzione di euro 381.507 migliaia rispetto al 2018. Tale riduzione deriva prevalentemente dai minori acquisti in borsa rispetto a quelli effettuati nel 2018 per far fronte alle vendite di energia a garanzia del contratto di fornitura gas.

Il costo del combustibile, relativo esclusivamente ai contratti di fornitura di gas metano, risulta inferiore di euro 127.630 migliaia rispetto al costo sostenuto nel 2018, sia per un effetto volume che per un effetto prezzo. Per un maggiore approfondimento si rimanda a quanto ampiamente descritto nella Relazione sulla gestione.

## 29. COSTO DEL PERSONALE

Il costo del lavoro è pari a euro 20.929 migliaia, in aumento di euro 587 migliaia rispetto a quanto rilevato nel 2018.

L'incremento deriva prevalentemente dall'aumento dell'importo della meritocrazia e produttività (euro 344 migliaia).

La consistenza del personale al 31 dicembre 2019 è pari a 231 unità, contro le 233 unità del 31 dicembre 2018.

## 30. COSTI PER SERVIZI

I costi per servizi, pari a euro 15.937 migliaia, sono di seguito dettagliati:

(IN MIGLIAIA DI EURO)	31.12.2019	31.12.2018	VARIAZIONI	%
Costi per servizi ed appalti	7.329	7.564	(234)	-3%
Oneri per operazioni sul mercato elettrico	1.195	1.448	(253)	-17%
Spese di assicurazione	2.563	2.430	133	5%
Vigilanza, pulizia e altri costi di edificio	228	302	(74)	-25%
Smaltimento rifiuti	293	470	(178)	-38%
Servizi informatici	1.392	1.358	34	3%
Spese telefoniche e per trasmissione dati	422	412	10	3%
Altri servizi	2.516	2.404	111	5%
<b>TOTALE COSTI PER SERVIZI</b>	<b>15.937</b>	<b>16.387</b>	<b>(450)</b>	<b>-3%</b>

Si rilevano in particolare minori corrispettivi pagati al GME per operazioni sui mercati (euro 237 migliaia) a seguito del venir meno delle vendite a copertura del contratto gas e dei correlati acquisti di energia in borsa, come già evidenziato in precedenza.

Gli "altri servizi" sono relativi principalmente a costi per studi e consulenze (euro 1.064 migliaia), costi per prestazioni professionali legali (euro 318 migliaia), a spese per trasferte e formazione (euro 602 migliaia), agli emolumenti del collegio sindacale (euro 182 migliaia), nonché ai compensi alla società di revisione (euro 135 migliaia).

### 31. ALTRI COSTI OPERATIVI

Gli altri costi operativi ammontano ad euro 57.810 migliaia in aumento di euro 13.795 migliaia rispetto al 31 dicembre 2018.

La seguente tabella illustra il dettaglio degli altri oneri operativi:

(IN EURO MIGLIAIA)	31.12.2019	31.12.2018	VARIAZIONI	%
Contributi e canoni	3.438	3.641	(204)	-6%
Accantonamenti per rischi ed oneri	2.229	3.080	(851)	-28%
Adeguamento valore materiali e materie prime	820	62	758	n.d
Oneri per Diritti di CO2	47.167	32.357	14.810	46%
Imposte e tasse	3.035	3.200	(165)	-5%
Altri oneri	1.122	1.676	(554)	-33%
<b>TOTALE COSTI OPERATIVI</b>	<b>57.810</b>	<b>44.016</b>	<b>13.795</b>	<b>31%</b>

In particolare, si rilevano maggiori oneri per diritti di emissione per euro 14.810 migliaia. L'effetto prezzo negativo derivante dall'aumento del PMP di valorizzazione della CO<sub>2</sub>, che passa da €/ton. 14,21 nel 2018 a €/ton. 23,55 nel 2019, è solo parzialmente compensato da un positivo effetto volume a seguito delle minori emissioni.

Per quanto riguarda gli accantonamenti per rischi ed oneri si rimanda a quanto esposto in nota n. 16.

### 32. AMMORTAMENTI E SVALUTAZIONI

La voce si riferisce agli ammortamenti del periodo, calcolati in base alle aliquote economico-tecniche. Nel prospetto che segue sono esposte le quote di ammortamento per tipologia di cespiti confrontati con i dati relativi all'esercizio precedente:

(IN MIGLIAIA DI EURO)	31.12.2019	31.12.2018	VARIAZIONI	%
Ammortamenti fabbricati	5.157	7.701	(2.544)	-33%
Ammortamenti diritto d'uso	477	0	477	n.a.
Ammortamenti impianti e macchinario	48.085	47.789	296	1%
Ammortamenti attrezzature industriali	110	129	(19)	-15%
Ammortamenti altri beni	221	162	59	36%
Ammortamenti immobilizzazioni immateriali	327	371	(44)	-12%
Svalutazioni Immobilizzazioni Materiali	0	16.204	(16.204)	n.a.
Svalutazioni crediti	112	0	112	n.a.
<b>TOTALE</b>	<b>54.490</b>	<b>72.357</b>	<b>(17.867)</b>	<b>-24,69%</b>

### 33. ONERI FINANZIARI

Gli oneri finanziari ammontano ad euro 16.712 migliaia in diminuzione di euro 2.316 migliaia rispetto all'esercizio 2018. La seguente tabella ne illustra la composizione:

(IN MIGLIAIA DI EURO)	31.12.2019	31.12.2018	VARIAZIONI	%
Interessi passivi e oneri su finanziamenti	11.953	13.800	(1.846)	-13%
Oneri/proventi finanziari su Interest CAP	1.061	527	534	101%
Interessi passivi per decommissioning, TFR e altri benefici	2.831	3.156	(325)	-10%
Altri oneri finanziari	867	1.545	(678)	-44%
<b>TOTALE ONERI FINANZIARI</b>	<b>16.712</b>	<b>19.028</b>	<b>(2.316)</b>	<b>-12%</b>

La diminuzione è principalmente dovuta all'effetto del rimborso accelerato della linea Term Loan Tranche A, avvenuto a seguito del meccanismo del "Cash sweep".

Gli "Interessi passivi e oneri su finanziamenti" sono relativi esclusivamente agli interessi e commissioni maturati sul nuovo finanziamento.

Gli "Oneri finanziari su Interest CAP" sono relativi al contratto di copertura Interest Rate CAP sul finanziamento "Term Loan A", estinto al 31 dicembre 2019 e descritto in nota n. 6.

Gli "Interessi passivi per decommissioning", pari ad euro 2.626 migliaia, trovano quale contropartita principalmente i fondi smantellamento e ripristino siti, mentre gli "Interessi su TFR e altri benefici" rilevati in applicazione dello IAS 19R, sono pari ad euro 90 migliaia.

La voce "Altri oneri finanziari" si riferisce, sostanzialmente, alle commissioni su fidejussioni per euro 770 migliaia, in riduzione rispetto al precedente esercizio in virtù di minori garanzie in essere.

#### 34. PROVENTI FINANZIARI

I proventi finanziari ammontano ad euro 442 migliaia in aumento di euro 269 migliaia, rispetto al 31 dicembre 2018 e si riferiscono principalmente agli interessi maturati verso l'Erario sui crediti IVA chiesti a rimborso (euro 361 migliaia).

#### 35. IMPOSTE SUL REDDITO

Le imposte al 31 dicembre 2019, positive per euro 27.728 migliaia, si riferiscono:

1. per euro 2.500 migliaia alla stima delle imposte correnti IRES e per euro 6.300 migliaia alla stima delle imposte correnti IRAP, calcolate sul reddito imponibile. Per quanto riguarda l'IRES, il reddito imponibile risulta diminuito in primo luogo dal recupero delle perdite fiscali pregresse (nella misura massima consentita dalla normativa vigente, ovvero pari all'80%) e per la restante parte dal recupero della deduzione ACE derivante dall'anno in corso e dagli esercizi precedenti;
2. per euro 34.822 migliaia all'effetto positivo delle imposte anticipate originatesi nell'anno in corso e in quelli precedenti e stimate recuperabili in un arco temporale fino al 2023, anno in cui scadrà l'attuale regime regolato del Capacity Market. Per maggiori dettagli, si rinvia a quanto indicato in nota n. 4;
3. per euro 1.687 migliaia all'effetto positivo relativo all'utilizzo delle imposte differite passive generate su pregressi ammortamenti fiscali eccedenti e anticipati.

(IN MIGLIAIA DI EURO)	31.12.2019	31.12.2018	VARIAZIONI
IRES	2.500		2.500
IRAP	6.300	2.700	3.600
Imposte anticipate	(34.822)		(34.822)
Imposte differite	(1.687)	(906)	(781)
Imposte anni precedenti	(18)		(18)
<b>TOTALE</b>	<b>(27.727)</b>	<b>1.794</b>	<b>(29.521)</b>

Di seguito è rappresentata la riconciliazione tra aliquota di imposta teorica ed effettiva:

IRES	IMPONIBILE	IMPOSTA	%
<b>Risultato ante imposte (A)</b>	<b>139.371</b>		
<b>Aliquota Teorica</b>			<b>24,00%</b>
<b>Tassazione teorica</b>		<b>33.449</b>	
Variazioni in aumento del reddito imponibile	13.900	3.336	
Variazioni in diminuzione del reddito imponibile	(33.250)	(7.980)	
Deduzione IRAP 10% e ACE	(3.063)	(735)	
Recupero perdite fiscali	(106.542)	(25.570)	
<b>IMPONIBILE FISCALE</b>	<b>10.416</b>		
<b>TASSAZIONE EFFETTIVA (B)</b>		<b>2.500</b>	
<b>ALIQUOTA EFFETTIVA (B/A)</b>			<b>1,79%</b>

IRAP	VALORI	TASSAZIONE	%
<b>Risultato ante imposte (C)</b>	<b>158.690</b>		
<b>Aliquota Teorica</b>			<b>4,84%</b>
<b>Tassazione teorica</b>		<b>7.681</b>	
Variazioni in aumento del reddito imponibile	3.350	162	
Variazioni in diminuzione del reddito imponibile	(31.900)	(1.543)	
<b>RISULTATO FISCALE</b>	<b>130.140</b>		
<b>TASSAZIONE EFFETTIVA (D)</b>		<b>6.300</b>	
<b>ALIQUOTA EFFETTIVA (D/C)</b>			<b>3,97%</b>

### 36. RISULTATO PER AZIONE

Per la determinazione del risultato per azione è stato assunto il risultato netto attribuito agli azionisti. Il denominatore utilizzato nel calcolo è rappresentato dal numero delle azioni emesse, sia nel calcolo dell'Utile Base che dell'Utile Diluito, non sussistendo elementi diluitivi né al 31 dicembre 2019 né al 31 dicembre 2018.

(VALORI IN EURO)	PERIODO AL 31.12.2019	PERIODO AL 31.12.2018
Risultato netto del periodo	167.098.912	40.195.996
Numero medio azioni ordinarie (unità)	60.516.142	60.516.142
Risultato per azione - base e diluito	2,76	0,66

### 37. POSIZIONE FINANZIARIA NETTA

La composizione della posizione finanziaria netta al 31 dicembre 2019 è dettagliata nel seguente prospetto:

(IN MIGLIAIA DI EURO)	31/12/2019	12/31/2018	VARIAZIONI
A Denaro e valori in cassa	18	21	(3)
B Depositi bancari	26.407	24.904	1.503
C Titoli	-	-	-
<b>D Totale disponibilità liquide e mezzi equivalenti (A+B+C)</b>	<b>26.424</b>	<b>24.926</b>	<b>1.498</b>
<b>E Crediti finanziari correnti</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>
F Debiti bancari correnti	-	-	-
G Quota corrente dell'indebitamento non corrente	-	-	-
H Altri debiti finanziari correnti	(46.377)	(52.966)	6.589
<b>I Totale debiti finanziari a breve termine (F+G+H)</b>	<b>(46.377)</b>	<b>(52.966)</b>	<b>6.589</b>
<b>J Posizione finanziaria corrente netta (D+E+I)</b>	<b>(19.953)</b>	<b>(28.041)</b>	<b>8.088</b>
<b>K Crediti finanziari non correnti</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>
L Debiti bancari non correnti	(284.565)	(416.238)	131.673
M Altri debiti non correnti	-	-	-
<b>N Indebitamento finanziario non corrente (L+M)</b>	<b>(284.565)</b>	<b>(416.238)</b>	<b>131.673</b>
<b>O Posizione finanziaria non corrente netta (K+N)</b>	<b>(284.565)</b>	<b>(416.238)</b>	<b>131.673</b>
<b>P POSIZIONE FINANZIARIA NETTA COMPLESSIVA (J+O)</b>	<b>(304.518)</b>	<b>(444.278)</b>	<b>139.760</b>

### 38. ALTRE INFORMAZIONI

#### 38.0 Flussi finanziari

(IN MIGLIAIA DI EURO)	12/31/2019	12/31/2018	VARIAZIONI
<b>Disponibilità liquide e mezzi equivalenti inizio periodo</b>	<b>24.926</b>	<b>11.676</b>	<b>13.250</b>
Cash Flow da attività operativa	164.674	66.546	98.128
Cash Flow da attività di investimento	(24.468)	(13.498)	(10.970)
Cash Flow da attività di finanziamento	(138.707)	(39.798)	(98.910)
<b>DISPONIBILITÀ LIQUIDE E MEZZI EQUIVALENTI FINE PERIODO</b>	<b>26.424</b>	<b>24.926</b>	<b>1.498</b>

Il flusso monetario da attività operativa risulta positivo per euro 164.674 migliaia con un incremento di euro 98.128 migliaia rispetto all'esercizio precedente. L'incremento è dovuto ai migliori risultati dell'esercizio nonché ai maggiori rimborsi IVA. Nel 2019 è stato incassato il credito IVA annuale 2017 (euro 33.000 migliaia) e il credito IVA relativo al terzo trimestre 2018 (euro 11.900 migliaia) mentre nel corso del 2018 non si sono registrati incassi di crediti IVA.

Il flusso di cassa da attività operativa ha consentito la copertura delle attività di investimento (euro 24.468 migliaia), nonché una riduzione dell'indebitamento finanziario netto pari ad euro 138.261 migliaia e il pagamento della passività finanziaria rilevata in virtù dell'IFR16 (euro 446 migliaia).

La riduzione dell'indebitamento finanziario netto è il risultato di quanto rimborsato nell'anno della tranche A in termini di quota capitale e quota interessi (euro 145.426 migliaia) e della linea hedging (euro 1.385 migliaia), parzialmente compensato dall'incremento derivante dalla capitalizzazione degli oneri finanziari dell'esercizio per euro 8.550 migliaia.

Le disponibilità liquide e mezzi equivalenti, pari a euro 24.926 migliaia al 31 dicembre 2018, si sono incrementate di euro 1.498 migliaia per effetto delle succitate variazioni e si attestano a euro 26.424 migliaia al 31 dicembre 2019.

L'indebitamento finanziario netto passa, da euro 444.278 migliaia del 31 dicembre 2018, a euro 304.518 migliaia del 31 Dicembre 2019.

### 38.1 *Rapporti con imprese controllate, collegate, controllanti ed imprese sottoposte al controllo di queste ultime*

Le operazioni poste in essere con altre parti correlate, descritte nel seguito, sono state effettuate a normali condizioni di mercato e nell'interesse di ciascuna società:

(EURO MIGLIAIA)	CREDITI 31/12/2019	DEBITI 31/12/2019	COSTI 31/12/2019	RICAVI 31/12/2019
<b>Finanziari</b>				
<b>ENGIE ITALIA Spa</b>				
Trasparenza fiscale	1.210			
<b>ENERGIA ITALIANA S.p.A.</b>				
Trasparenza fiscale	796			
<b>Commerciali</b>				
Sorgenia Trading Spa	187			732
Sorgenia S.p.A.				165
Sorgenia Sviluppo Srl		55	90	

I crediti finanziari verso gli Azionisti, pari ad euro 2.006 migliaia, sono relativi alle istanze di rimborso IRES, per mancate deduzioni IRAP, presentate quando la Società aderiva al regime di trasparenza fiscale ai sensi dell'art. 115 TUIR.

Le poste di natura commerciale nei confronti di Sorgenia Trading S.p.A. sono invece relative a vendite di energia.

### 38.2 *Attività e passività potenziali*

Non sono da evidenziare ulteriori attività e passività potenziali derivanti da eventi avvenuti nel corso dell'anno 2019, oltre quanto già segnalato nella Relazione sulla Gestione e nelle note di commento.

Per quanto attiene le passività potenziali derivanti dal Procedimento pendente presso la Procura della Repubblica di Savona, si rinvia a quanto indicato nel paragrafo "Informativa in merito al Procedimento penale sito di Vado Ligure". Ad oggi, tenuto conto anche del parere dei consulenti legali che assistono la Società, poiché l'istruttoria non ha ancora affrontato i temi tecnici rilevanti ai fini dell'imputazione e non si è ancora giunti all'esito della discussione delle parti civili, il rischio di soccombenza deve ritenersi possibile e non sono prevedibili le conseguenze risarcitorie a carico della Società derivanti dal pendente procedimento penale.

### 38.3 *Operazioni atipiche e inusuali*

Non sono state effettuate operazioni atipiche o inusuali, ovvero estranee alla normale gestione dell'impresa o in grado di incidere significativamente sulla situazione economico-patrimoniale della Società.

### 38.4 *Fatti di rilievo avvenuti dopo la chiusura del periodo*

Si rinvia a quanto indicato nel relativo paragrafo della Relazione sulla Gestione.

### 38.5 *Proposta di destinazione del risultato d'esercizio*

Si rinvia a quanto indicato nel paragrafo "Proposte del Consiglio di Amministrazione" della Relazione sulla Gestione.

**SEDE LEGALE**

Via Barberini 47, 00187 Roma, Italia  
Tel. 39 06 83022810 – Fax 39 06 83022828  
[info@tirrenopower.com](mailto:info@tirrenopower.com)  
[tirrenopower@pec.tirrenopower.com](mailto:tirrenopower@pec.tirrenopower.com)

[www.tirrenopower.com](http://www.tirrenopower.com)



seguici su linkedin

Tirreno Power è associata a



**ENERGIA LIBERA**

**UFFICIO STAMPA – RELAZIONI CON L'ESTERNO**

[ufficiostampa@tirrenopower.com](mailto:ufficiostampa@tirrenopower.com)

**UFFICIO ACQUISTI**

Via A. Diaz 128, 17047 Quiliano (SV), Italia  
Tel. 0197754000 – Fax 39 019 7754827  
[acquisti@pec.tirrenopower.com](mailto:acquisti@pec.tirrenopower.com)

**UFFICIO PERSONALE**

[personale@pec.tirrenopower.com](mailto:personale@pec.tirrenopower.com)

**UFFICIO AMBIENTE, SICUREZZA E AUTORIZZAZIONI**

[ambientesicurezzaeautorizzazioni@pec.tirrenopower.com](mailto:ambientesicurezzaeautorizzazioni@pec.tirrenopower.com)

**UFFICIO AMMINISTRAZIONE, FINANZA E CONTROLLO**

[amministrazionefinanzaecontrollo@pec.tirrenopower.com](mailto:amministrazionefinanzaecontrollo@pec.tirrenopower.com)

**CENTRALE TERMOELETRICA NAPOLI LEVANTE**

Stradone Vigliena 39, 80146 Napoli, Italia  
Tel. 39 081 3455858 – Fax 39 081 3455830  
[centralenapoli@pec.tirrenopower.com](mailto:centralenapoli@pec.tirrenopower.com)

**CENTRALE TERMOELETRICA VADO LIGURE**

Via Diaz 128, 17047 Quiliano (SV), Italia  
Tel. 39 019 7754111 – Fax 39 019 7754785  
[centralevadoligure@pec.tirrenopower.com](mailto:centralevadoligure@pec.tirrenopower.com)

**CENTRALE TERMOELETRICA TORREVALDALIGA SUD**

Via Aurelia Nord 32, 00053 Civitavecchia (RM), Italia  
Tel. 39 0766742111 – Fax 39 076625877  
[centraletorrevaldaliga@pec.tirrenopower.com](mailto:centraletorrevaldaliga@pec.tirrenopower.com)

**SETTORE FONTI RINNOVABILI**

Corso Torino, 1 – 16129 Genova – Italia  
Tel. 39 0105374600 – Fax 39 0105374601  
[settorefontirinnovabili@pec.tirrenopower.com](mailto:settorefontirinnovabili@pec.tirrenopower.com)



