Relazione Finanziaria Annuale

toscana energia

una Società Italgas

2019

VALORI E MISSIONE

Vogliamo continuare a essere azienda leader del settore, capace di migliorare l'ambiente e favorire lo sviluppo economico dei territori, puntando al contenimento dei costi, alla qualità nella gestione dei servizi verso cittadini e Pubbliche Amministrazioni, a sviluppare relazioni professionali e collaborative tra i dipendenti.
Garantiamo sicurezza, tempestività e continuità nel servizio di distribuzione gas attraverso:

- l'impiego di tecnologie moderne e la costante innovazione tecnologica;
- l'orientamento al cliente e al miglioramento continuo;
- la valorizzazione e la formazione continua delle risorse umane;
- l'attenzione alle esigenze del territorio e delle Amministrazioni Pubbliche;
- la tutela dell'ambiente;
- la sicurezza dei cittadini e dei propri lavoratori.

Il modello di sostenibilità elaborato da Toscana Energia parte dalla propria vision per calarsi nel Codice etico aziendale e svilupparsi attraverso specifici piani di azione finalizzati al miglioramento continuo.
Toscana Energia punta ad integrare nelle proprie attività il concetto di sviluppo sostenibile, attento all'equità sociale e agli ecosistemi, ascoltando le esigenze di tutti gli stakeholder.

RELAZIONE E BILANCIO DI ESERCIZIO DI TOSCANA ENERGIA S.P.A.

INDICE

RELAZIONE SULLA GESTIONE

Lettera agli Azionisti e agli Stakeholder	7
Profilo dell'anno	9
Profilo della Società	13
Le infrastrutture e il servizio di distribuzione gas	14
Innovazione tecnologica e attività di ricerca	19
Andamento operativo	22
La regolazione	28
Approvvigionamenti	42
I risultati economico - finanziari	43
Fattori di incertezza e gestione dei rischi	58
Altre informazioni	66
Persone e Organizzazione	69
Comunicazione	73
Internal Audit	76
Evoluzione prevedibile della Gestione	84
Glossario	85

BILANCIO DI ESERCIZIO

Schemi di bilancio	96
Note al bilancio di esercizio	101
Proposte del Consiglio di Amministrazione all'Assemblea degli Azionisti	189
Relazione del Collegio Sindacale	190
Relazione della società di revisione indipendente	198

Relazione sulla gestione

Disclaimer

La Relazione finanziaria annuale contiene dichiarazioni previsionali ("forward-looking statements"), in particolare nella sezione "Evoluzione prevedibile della gestione" relative a piani di investimento e performance gestionali future. I forward-looking statements hanno per loro natura una componente di rischiosità e di incertezza perché dipendono dal verificarsi di eventi e sviluppi futuri. I risultati effettivi potranno pertanto differire rispetto a quelli annunciati in relazione a diversi fattori, tra cui: il quadro normativo e tariffario, le performance operative effettive, le condizioni macroeconomiche generali, l'impatto delle regolamentazioni in campo energetico e in materia ambientale, il successo nello sviluppo e nell'applicazione di nuove tecnologie e altri cambiamenti nelle condizioni di business.

LETTERA AGLI AZIONISTI E AGLI STAKEHOLDER

Federico Lovadina
(Presidente)

Eduardo Di Benedetto
(Amministratore Delegato)

Signori Azionisti,
nel corso dell'esercizio 2019 la vostra società è stata interessata da un importante cambiamento di governance.
L'assemblea dei soci del 28 giugno 2018 ha modificato lo statuto societario consentendo, in particolare, la possibilità anche ai soci privati di detenere la maggioranza del capitale. Successivamente, i comuni di Pontedera, Casciana Terme Lari, Calcinaia, Bientina, Buti e Palaia hanno esercitato il diritto di recesso.
Il solo socio Italgas Spa ha esercitato il diritto di opzione e ha potuto acquisire l'intero pacchetto azionario posto in vendita, con ciò raggiungendo la percentuale di proprietà del 50,65% della nuova composizione societaria e quindi acquisendo il controllo societario ai sensi dell'art. 2359 del C.C. a far data dal 1° ottobre 2019. In conseguenza di ciò Italgas SpA da tale data consolida nel proprio bilancio anche il bilancio di Toscana Energia SpA.
In considerazione del fatto che Italgas Spa è una azienda quotata in borsa e redige i suoi bilanci con i criteri dettati dai principi contabili internazionali IAS/IFRS, anche la Vostra azienda da questo anno adotta tali principi per la redazione del proprio bilancio di esercizio. Ciò comporta alcuni significativi cambiamenti espositivi che sono spiegati nella relazione e nel documento di prima applicazione dei principi contabili internazionali (cd FTA – first time adoption).
Da evidenziare l'opportunità colta dalla società in fase di prima applicazione dei principi internazionali di rivalutare i propri cespiti oggetto di valutazione economico patrimoniale da parte dell'autorità di regolazione (ARERA), riportando il loro valore contabile ai valori della RAB di località a loro riferita.
Dal punto di vista gestionale, la Vostra società nell'esercizio 2019 ha ulteriormente migliorato il margine operativo lordo che ha raggiunto 106 milioni di euro circa.
Nell'esercizio è stato distribuito ai soci un dividendo straordinario di 34,9 milioni di euro in aggiunta alla distribuzione del dividendo sugli utili dell'esercizio 2018 per 28,6 milioni di euro.
La solidità finanziaria della società è stata ulteriormente rafforzata potendo partecipare alla finanza di gruppo Italgas. Ai migliori costi ottenibili sul mercato, è stato infatti possibile incrementare la percentuale dei finanziamenti a medio/lungo termine dal 33% al 67% portandone la durata media complessiva da 2,5 anni a 8,2 anni.
La solidità finanziaria e le performance in termini di qualità nella gestione del servizio consentono di affrontare con sicurezza le prossime gare di ambito per l'aggiudicazione dei servizi di distribuzioni gas nella regione.

Firenze, 4 marzo 2020

Eduardo Di Benedetto
Amministratore Delegato

Federico Lovadina
Presidente

ORGANI SOCIALI

CONSIGLIO DI AMMINISTRAZIONE[1]

Federico Lovadina	Presidente
Massimo Abbagnale	Vice Presidente
Eduardo Di Benedetto	Amministratore Delegato
Gianfranco Maria Amoroso	Amministratore
Angelo Facchini	Amministratore
Raffaella Marcuccio	Amministratore
Antonio Paccioretti	Amministratore
Manuela Pagella	Amministratore
Sonia Pira	Amministratore
Irene Sorani	Amministratore
Claudio Toni	Amministratore
Alessandro Nacci (Presidente)	Sindaco effettivo
Daniela Ermini	Sindaco effettivo
Monica Petrella	Sindaco effettivo

SOCIETÀ DI REVISIONE[2]

PricewaterhouseCoopers S.p.A.

1 - L'assemblea del 10/5/2018 ha nominato il CDA e la società di revisione.
Il consigliere Marcuccio è in carica dal 2/10/2019, i consiglieri Pagella e Paccioretti sono in carica dal 15/10/2019.

2 - L'assemblea del 10/5/2018 ha nominato il CDA e la società di revisione.

PROFILO DELL'ANNO

I RISULTATI DELL'ANNO

I RISULTATI OPERATIVI

Alla data di chiusura di questo esercizio la Vostra Società gestisce 796.575 misuratori attivi (+0,27%) e risulta concessionaria del servizio di distribuzione in 101 Comuni. La diminuzione di una unità rispetto all'esercizio precedente deriva dalla fusione avvenuta il 1° gennaio 2019 dei comuni di Barberino Val d'Elsa e Tavarnelle Val di Pesa (Legge Regionale Toscana n. 63 del 26 novembre 2018), che ha dato vita al Comune di Barberino Tavarnelle.

Nel 2019 la società ha anche espresso il massimo sforzo della sua capacità di investimento sulla rete con ben 58 milioni di euro distribuiti in quasi ugual misura per la manutenzione e l'ampliamento della rete e la posa dei nuovi misuratori elettronici. Quest'ultima attività è stata particolarmente impegnativa ma ha permesso di completare la sostituzione di quasi il 95% dei misuratori tradizionali e ha interessato quasi tutti i nostri territori gestiti.

Nel corso del prossimo anno è previsto il completamento di questa attività, ampiamente in anticipo rispetto a quanto previsto dall'obiettivo, imposto dall'autorità di regolazione (ARERA).

Nel corso del 2019 la Vostra società ha posato nel territorio di competenza circa 25 km di nuova tubazione stradale per raggiungere nuovi potenziali clienti.

I RISULTATI ECONOMICI

In questo esercizio l'introduzione dei principi contabili internazionali ha comportato la revisione del consuntivo dell'esercizio precedente per esigenze di comparazione. Rispetto ai risultati ottenuti attraverso la redazione del consuntivo pro-forma 2018 con i principi internazionali che comprende anche la rivalutazione delle immobilizzazioni tecniche dei beni oggetto di concessione si ottengono questi risultati comparativi:

un margine operativo lordo (EBITDA) di 100,8 milioni di in aumento di 2 milioni di €, pari al 2% rispetto all'esercizio precedente, un utile operativo (EBIT) pari a 56,6 milioni di €, in aumento di 4,9 milioni di pari all'9,5% rispetto a quello dell'esercizio precedente, e un utile di esercizio pari a 40,2 milioni di euro, in aumento del 10,1% rispetto a quello dell'esercizio precedente. Questo risultato è stato ottenuto dopo aver calcolato ammortamenti per immobilizzazioni immateriali e materiali per 49,2 milioni di euro e aver rilevato imposte sul reddito di esercizio (correnti, anticipate e differite) per 14,9 milioni di euro.

Il patrimonio netto diminuisce rispetto a quello dello scorso anno di 23,4 milioni di euro principalmente per effetto della distribuzione del dividendo straordinario.

IL DIVIDENDO

Il Consiglio di Amministrazione, sulla base dei risultati economico-finanziari conseguiti dalla Vostra società nel 2019, ha deciso di proporre all'Assemblea degli Azionisti la distribuzione di un dividendo pari a 19,24 centesimi di euro con la seguente ripartizione dell'Utile d'esercizio di euro 40.198.716,51:

- 12.067.068,45 euro all'incremento del Fondo Altre Riserve (30%), avendo la riserva legale già raggiunto i limiti di cui all'art. 2430 Cod. Civ.
- 28.131.648,06 euro distribuito ai Soci (70%) a partire dal 26 giugno 2020.

PRINCIPALI DATI

Al fine di consentire una migliore valutazione dell'andamento della gestione economico - finanziaria, nella Relazione sulla Gestione, in particolare nel capitolo "I risultati economico - finanziari", in aggiunta agli schemi e agli indicatori convenzionali previsti dagli IAS/IFRS, sono presentati gli schemi di bilancio riclassificati e alcuni indicatori alternativi di performance tra i quali, in particolare, il margine operativo lordo (EBITDA), l'utile operativo (EBIT), l'utile operativo e l'utile netto e l'indebitamento finanziario netto. Le successive tabelle, le relative note esplicative e gli schemi di bilancio riclassificati, riportano la determinazione di tali grandezze. Per la definizione dei termini utilizzati, se non direttamente specificato si fa rinvio al glossario.

PRINCIPALI DATI ECONOMICI PATRIMONIALE E FINANZIARI

(migliaia di euro)	2015	2016	2017	2018	2018 IFRS	2019 IFRS
Ricavi della Gestione Caratteristica	124.286	129.151	129.480	133.751	137.677	136.217
Margine Operativo Lordo	90.006	95.670	99.634	101.004	98.781	100.786
Utile Operativo	61.905	62.787	58.856	57.781	51.699	56.638
Utile netto	39.876	40.463	40.175	40.998	36.516	40.199
Investimenti totali	155.990	50.096	53.307	54.332	55.386	58.009
Patrimonio Netto	376.413	388.491	400.478	379.867	425.192	401.651
Indebitamento Finanziario Netto	355.822	352.576	372.856	379.969	375.416	419.808
Capitale Investito Netto	732.235	741.067	773.335	759.836	805.751	827.441

indicatore	2017	2018	2018 IFRS	2019 IFRS
utile netto per azione (euro)	0,27	0,28	0,25	0,27
ROE*	10,0%	10,8%	8,6%	10,0%
ROI**	7,6%	7,6%	6,4%	6,8%

* Il Return on Equity (ROE) è stato determinato come il rapporto tra l'utile netto e il patrimonio netto di fine periodo

** il Return on Investment (ROI) è stato determinato come rapporto tra l'utile operativo e il capitale investito netto di fine periodo

PRINCIPALI DATI OPERATIVI

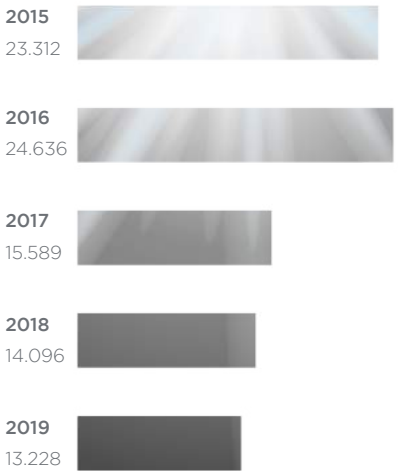
Principali dati Operativi	2015	2016	2017	2018	2019
Vettoriamento gas (Mmc)	1.023,2	1.087,0	1.140,7	1.133,9	1.123,0
Dipendenti in forza (n.)	432	444	444	442	441
Rete gas in gestione (km) (*)	7.734	7.788	7.866	7.900	7.925
Misuratori attivi (n.)	787.034	789.337	792.286	794.456	796.575

(*) Km di rete in gestione su reti di proprietà, proprietà di terzi e opere di urbanizzazione

ORE DI FORMAZIONE (NR.)

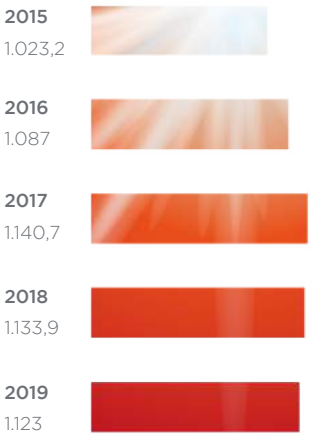
Ore di formazione (nr.)	2015	2016	2017	2018	2019
Numero ore	23.312	24.636	15.589	14.096	13.228

ORE DI FORMAZIONE (NR)

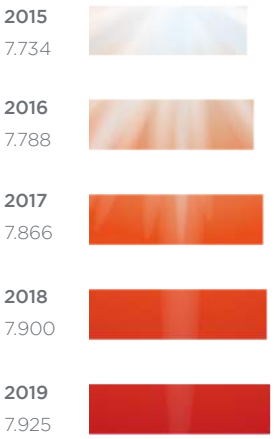


DIPENDENTI IN FORZA (NR)

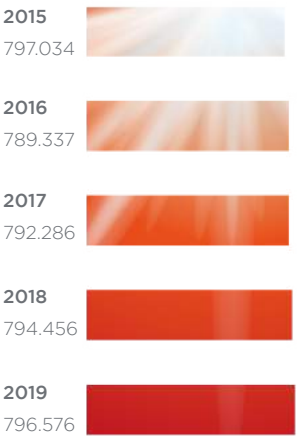
VETTORIAMENTO GAS (Mmc)



RETE GAS IN GESTIONE (km)



MISURATORI ATTIVI (n)



PRINCIPALI EVENTI

In seguito alla approvazione del nuovo statuto il 28 giugno 2018, con efficacia subordinata all'acquisizione da parte di un socio della maggioranza azionaria, nel luglio dello stesso anno alcuni soci ha esercitato il diritto di recesso chiedendo anche la nomina di un perito del tribunale che verificasse i valori economici delle loro quote indicati dal consiglio di amministrazione.
Il 27 marzo 2019 è stata consegnata la perizia alla società e ai soci recedenti.
In data 22 luglio 2019 è scaduta l'opzione per l'acquisto delle azioni dei soci recedenti Solo il socio Italgas ha esercitato l'opzione di acquisto e quindi ha potuto acquisire tutte le azioni poste in vendita in data 1° ottobre 2019.
Da tale data la società è passata sotto il controllo ai sensi dell'art. 2359 del codice civile di Italgas Spa e conseguentemente Il consiglio di amministrazione delibera di adottare dal presente bilancio la sua redazione con i principi contabili internazionali IAS/IFRS e di rinunciare ad effettuare la redazione del suo bilancio consolidato, inserendo le scritture anche della sua società controllata Toscana Energia Green nel bilancio consolidato di gruppo Italgas.
In data 15 ottobre 2019 si è reso efficace un nuovo statuto che era stato previsto nella eventualità di un cambio di governance.
In data 25 novembre 2019 l'assemblea dei soci ha deliberato la distribuzione di un dividendo straordinario con utilizzo delle riserve libere del patrimonio netto aziendale per 34,9 milioni di euro.

PROFILO DELLA SOCIETÀ

Toscana Energia è una società controllata da Italgas S.p.A., ed è partecipata per il 49% da enti locali o società che li rappresentano e che le hanno conferito con un processo di aggregazione successiva la proprietà e la gestione delle proprie reti e delle aziende che le gestivano. Toscana Energia è la principale società nella regione Toscana nel settore della distribuzione del gas naturale Toscana Energia è soggetta a regolazione da parte dell'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (di seguito anche Autorità o ARERA) già Autorità per l'Energia Elettrica il Gas e il Sistema Idrico (AEEGSI), che definisce sia le modalità di svolgimento del servizio sia le tariffe di distribuzione e misura.

Il servizio di distribuzione consiste nel trasporto del gas, attraverso reti di gasdotti locali, dai punti di consegna presso le cabine di riduzione e misura interconnesse con le reti di trasporto ("city-gates") fino ai punti di riconsegna presso i clienti finali (famiglie, imprese, ecc.).

Inoltre, Toscana Energia svolge l'attività di misura, che consiste nella determinazione, rilevazione, messa a disposizione e archiviazione dei dati di misura del gas naturale prelevato sulle reti di distribuzione.

Il servizio di distribuzione del gas è effettuato trasporta ndo il gas per conto delle società di vendita autorizzate alla commercializzazione nei confronti dei clienti finali. Il rapporto tra le società di distribuzione e le società di vendita è regolato da un apposito documento, definito "Codice di Rete"[3], nel quale sono precisate le prestazioni svolte dal distributore, suddivise fra quelle principali (servizio di distribuzione del gas; gestione tecnica dell'impianto distributivo) e accessorie (esecuzione di nuovi impianti; attivazione, disattivazione, sospensione e riattivazione della fornitura ai clienti finali; verifica del gruppo di misura su richiesta dei clienti finali, ecc.).

L'attività di distribuzione gas è stata tradizionalmente svolta in regime di concessione tramite affidamento del servizio su base comunale. Nel 2011 sono stati adottati quattro decreti ministeriali di riforma della normativa che regola il settore. In particolare, con un apposito decreto sono stati istituiti 177 ambiti territoriali minimi pluri-comunali (ATEM) in base ai quali dovranno essere necessariamente assegnate le nuove concessioni.

3 - A tale riguardo si rimanda a quanto descritto nel successivo capitolo "Andamento operativo".

LE INFRASTRUTTURE E IL SERVIZIO DI DISTRIBUZIONE GAS

IL SISTEMA DISTRIBUTIVO: MODALITÀ DI FUNZIONAMENTO E DATI OPERATIVI

Toscana Energia S.p.A. svolge l'attività di distribuzione di gas naturale avvalendosi di un sistema integrato di infrastrutture, principalmente di proprietà, composto da:

- cabine per il prelievo (punti di consegna) del gas dalla rete nazionale di gasdotti;
- centrali a GPL (serbatoi di stoccaggio);
- impianti di riduzione della pressione;
- rete di trasporto locale e di distribuzione;
- impianti di derivazione d'utenza;
- punti di riconsegna in cui sono installati i misuratori presso i clienti finali.

Nei punti di consegna del gas è effettuata la misurazione, l'odorizzazione e la riduzione di pressione del gas in transito, destinato a essere trasportato sino ai punti di riconsegna presso i singoli clienti finali (consumatori domestici o industriali) dove il gas è nuovamente misurato.

Al 31 dicembre 2019 Toscana Energia S.p.A. dispone di 72 Impianti di Prelievo Riduzione e Misura (IPRM), dotate di un sistema di telecontrollo per garantire interventi tempestivi, sia in caso di anomalie sia di limitazioni o interruzioni del servizio regionale, nonché di un sistema di telelettura continuo della misura del gas in ingresso nella propria rete.

Per l'attività di riduzione della pressione del gas prima della sua consegna ai singoli clienti finali, la Società è dotata di 223 Impianti di Riduzione Intermedia (IRI), 973 Gruppi di Riduzione Finale (GRF), 817 Gruppi di Riduzione Industriale (GRI), posti presso il punto di riconsegna del gas ai clienti finali.

Toscana Energia S.p.A. dispone inoltre di 3 impianti di distribuzione utilizzati per canalizzare GPL (gas di petrolio liquefatto), alimentati da altrettante centrali a GPL.

Al 31 dicembre 2019 la rete di canalizzazione gestita da Toscana Energia S.p.A. si estende per 7.925 km (7.900 km al 31 dicembre 2018) e si suddivide, in funzione della classe di pressione, in tubazioni:

- di alimentazione principale (maggiore di 5 bar);
- in media pressione (maggiore di 0,04 bar fino a 5 bar);
- in bassa pressione (fino a 0,04 bar).

Nel corso del 2019 è stata avviata, sulle nuove realizzazioni e nell'ambito della sosti-

tuzione degli impianti esistenti, un'attività di digitalizzazione dei sistemi distributivi con l'obiettivo di implementare ulteriormente il livello di sorveglianza per una sempre più sicura, efficace e pronta risposta alle varie esigenze distributive. In generale gli interventi previsti consistono nella realizzazione di:

- impianti di riduzione dotati di strumentazione atti a rilevare in continuo parametri chimico-fisici del gas ed a trasmetterli ad un centro integrato di supervisione centralizzato;

- RTU posizionate nei punti più lontani della rete in grado di rilevare in continuo parametri chimico-fisici del gas ed a trasmetterli ad un centro integrato di supervisione centralizzato;

Toscana Energia S.p.A. è impegnata nel mantenere un costante livello di efficienza delle proprie reti, attraverso il rinnovo delle tratte di tubazioni obsolete. In particolare, nel corso del 2019 è stata completata la sostituzione delle tubazioni in ghisa grigia e la messa in protezione delle condotte in acciaio è arrivata al 99,7% del totale.

Inoltre, è stata particolarmente significativa l'attività di rinnovo del parco contatori effettuata con l'installazione di contatori teleletti (smart meter). Infatti, nel corso del 2019 sono stati installati circa 260.000 di nuovi smart meter. Pertanto, al 31 dicembre 2019 i punti di riconsegna con contatore di classe G4 e G6, dotati di contatore teleletto, sono 752.956; alla stessa data, i contatori teleletti di classe superiore al G6 sono circa 15845.

Per garantire nel tempo condizioni di sicurezza, efficienza ed eccellenza nella gestione di un sistema distributivo diffuso e complesso come quello di Toscana Energia S.p.A., la Società attua un monitoraggio delle condizioni di svolgimento del servizio ed effettua costanti interventi di manutenzione, nel rispetto delle normative tecniche del settore, delle disposizioni di legge e delle prescrizioni dell'Autorità.

Per quanto attiene alle tubazioni in acciaio la Società ne verifica costantemente le condizioni attraverso il proprio sistema di gestione della protezione elettrica. In particolare, nel 2019 sono stati monitorati circa 1506 punti significativi della rete, con misure in continuo, ed effettuate 1047 misure puntuali.

Un ulteriore controllo preventivo sull'affidabilità del sistema distributivo, importante fonte di informazioni per la scelta degli interventi da realizzare, è costituito dalla ricerca delle dispersioni di gas in atmosfera.

Nel corso del 2019, in conformità a quanto previsto dalla Delibera dell'Autorità n. 574/13/R/gas, sono stati sottoposti a ricerca programmata delle dispersioni 3037 km (1376 km AP/MP + 1661 km BP) di rete, registrando standard qualitativi conformi a quelli stabiliti dalla stessa Autorità.

In questo settore la società ha anche adottato una nuova metodologia di ricerca dispersioni con l'adozione della metodologia CRDS (Cavity Ring-Down Spectroscopy), come successivamente descritta nel capitolo innovazione tecnologica. Sono stati sottoposti a ricerca programmata delle dispersioni, con la nuova metodologia CRDS,

4070 km (1631 km AP/MP + 2439 km BP)

Per aumentare ulteriormente la sicurezza del sistema distributivo, Toscana Energia S.p.A. ha deciso, nelle aree metropolitane di particolare complessità, di incrementare i cicli di ricerca. In particolare, su Firenze sono stati eseguiti due cicli, uno con la metodologia tradizionale e uno con quella innovativa CRDS. Si evidenzia inoltre dai risultati, che la tecnologia CRDS, oltre ad identificare dispersioni su parti aeree, normalmente inaccessibili con la metodologia tradizionale, è anche molto più performante nella rilevazione delle dispersioni su parti interrate degli impianti di distribuzione.

Per rendere percepibile, in caso di dispersioni, la presenza di metano, gas altrimenti inodore e incolore, Toscana Energia S.p.A. utilizza impianti di odorizzazione dotati di innovativi sistemi automatici a iniezione, che consentono di dosare la quantità di odorizzante, in funzione dei volumi di gas distribuiti.

I controlli sul grado di odorizzazione sono effettuati con metodi gascromatografici. Nel corso del 2019 sono state effettuate:

– 1.036 prove sulla rete;

pari al 314% di misure conformi sulle misure minime richieste ARERA.

Ai fini della rilevazione della qualità tecnica per l'odorizzazione (Delibera n. 574/13/R/gas) si considerano esclusivamente le misure del tenore di odorizzante conformi effettuate sulla rete.

Un ulteriore presidio della sicurezza sulla rete di distribuzione di Toscana Energia S.p.A. è svolto attraverso la gestione del Pronto Intervento al servizio delle Pubbliche Amministrazioni, delle Autorità, delle società di vendita e di tutti i cittadini in caso di emergenze, incidenti e guasti sulla linea distributiva.

Per tale presidio la Società si avvale di una struttura organizzativa articolata su:

– un Centro Segnalazione e Controllo Distribuzione (CSCD) a livello regionale per la ricezione e gestione delle richieste di intervento e il telecontrollo degli impianti;

– unità operative, dislocate sul territorio servito, dedicate alla gestione degli interventi.

Il CSCD è composto da un sito di supervisione ubicato a Firenze, presidiato 24 ore su 24, 365 giorni all'anno. Attraverso un unico numero verde (800.900.202), in caso di segnalazione per eventuali anomalie sul sistema distributivo, è possibile accedere al centro integrato che garantisce la tempestiva e ininterrotta ricezione delle chiamate. Il personale, debitamente qualificato, operante nel centro di supervisione, è in grado di gestire le chiamate in funzione dell'anomalia segnalata, fornendo le prime indicazioni di sicurezza sui comportamenti da adottare.

Tale attività, nel 2019, ha registrato la ricezione di 82.854 chiamate al CSCD, di cui 62.374 hanno generato un colloquio diretto con il cliente. Conseguentemente sono

stati attuati 21.884 interventi delle unità operative presenti sul territorio.

Per quanto attiene agli standard di qualità stabiliti dall'Autorità con la Delibera n. 574/13/R/gas, Toscana Energia S.p.A. nel 2019 ha ulteriormente incrementato i livelli di eccellenza raggiunti negli ultimi anni. Gli standard sono sia di tipo commerciale (afferenti prevalentemente alla preventivazione e l'esecuzione dei lavori presso i clienti finali, l'attivazione e la disattivazione della fornitura, la puntualità per appuntamenti) sia di tipo tecnico (relativi ai tempi di pronto intervento e al numero di controlli effettuati per l'odorizzazione). I risultati raggiunti nel 2019 sono sintetizzati nella seguente tabella:

Target AEEG	Ambito (Attività)	Indicatore	Risultati
100%	Qualità commerciale (richieste prestazione)	(% pratiche conformi)	98,9%
100%	Qualità commerciale (rispetto appuntamento)	(% pratiche conformi)	99,6%
>90%	Qualità tecnica (pronto intervento)	(% standard aziendale)	97,88 %
1036	Qualità tecnica (odorizzante)	(n. misure conformi)	314 %

Per quanto attiene agli impianti di riduzione della pressione del gas ritenuti significativi, la Società dispone di un efficiente e capillare sistema di telecontrollo:

- 72 IPRM – Impianti Prelievo, Riduzione e Misura;
- 3 centrali a GPL;
- 92 IRI - Impianti di Riduzione Intermedi;
- 410 GRF - Gruppi di Riduzione Finale;
- 42 PS - Punti Significativi di rete controllati a distanza (pressione e temperatura);

attraverso il quale garantisce interventi tempestivi sia in caso di anomalie sia di limitazioni o interruzioni del servizio.

Tale sistema, costantemente presidiato sempre dal Centro Integrato di supervisione, permette di:

- rilevare istantaneamente i volumi di gas che entrano nelle reti e i parametri degli impianti ausiliari, necessari per eventuali manovre di regolazione;
- documentare ogni eventuale anomalia e le conseguenti azioni correttive adottate;
- elaborare i dati monitorati.

I dati provenienti dal telecontrollo e dalla telelettura sono resi immediatamente disponibili su tutto il territorio nazionale in via telematica, in modo da permettere alle

unità operative di disporre di un quadro costantemente aggiornato sullo stato del sistema distributivo.

Sulla base delle richieste che pervengono dalle società di vendita, Toscana Energia S.p.A. è impegnata a eseguire presso la clientela finale interventi di natura tecnica, legati alla fornitura del gas, quali l'attivazione e disattivazione dei punti di consegna, le letture delle misurazioni, le volture della titolarità del punto di riconsegna, i sopralluoghi degli impianti di riconsegna e misura, l'esecuzione di allacciamenti e lo spostamento dei misuratori. Nello svolgimento di tali attività Toscana Energia S.p.A. si avvale di un sistema informativo che, mediante uno specifico applicativo informatico, permette alle società di vendita di programmare gli interventi presso la clientela finale.

Nell'ambito delle attività di Accertamento Documentale, nel 2019:

- ai sensi della deliberazione ARERA n. 40 del 2014, su nuovi impianti gas e su impianti modificati o trasformati, sono state gestite e completate circa 5.900 pratiche di accertamento;

- ai sensi della deliberazione 574/13, ai fini della riattivazione dopo chiusura per problemi dell'impianto interno (dispersione o altro potenziale pericolo), sono state effettuate oltre 1.200 verifiche documentali

INNOVAZIONE TECNOLOGICA E ATTIVITÀ DI RICERCA

Le attività di innovazione e sviluppo tecnologico condotte dalla Società nel 2019 hanno perseguito i seguenti obiettivi:

- miglioramento degli standard di qualità e sicurezza del servizio;
- riduzione degli effetti ambientali delle attività di distribuzione;
- aumento dell'efficienza del sistema distributivo.

Al fine di aumentare l'efficienza energetica degli impianti di Prelievo Riduzione e Misura (IPRM), riducendo i consumi di gas di preriscaldo, nel 2019 è stata completata l'installazione su 26 impianti di dispositivi PLC, microcontrollori per l'ottimizzazione della termoregolazione degli impianti. Tali sistemi permettono notevoli riduzioni dei consumi di preriscaldo, anche superiori al 20%.

In merito alla strumentazione impiegata per l'attività di ricerca dispersioni programmata, è stata conclusa una sperimentazione di un sistema innovativo basato sulla spettroscopia ad assorbimento laser a cavità risonante (Cavity ring-down spectroscopy), che costituisce un'evoluzione rispetto ai sistemi laser attualmente utilizzati da Italgas. Tale tecnologia amplia in modo significativo l'efficienza dell'attività di ricerca programmata delle dispersioni, sia per la maggiore sensibilità dello strumento di misura (valore soglia 1 ppb contro 1 ppm dei laser convenzionali), sia per la selettività della stessa che con un unico strumento esegue in continuo anche la misurazione dell'etano permettendo di distinguere tra gas naturale e gas biogenico. Questi apparati utilizzati in associazione ad un anemometro e sensori GPS, montati su automezzi appositamente allestiti, oltre alla ricerca delle dispersioni su Tubazioni Stradali interrate, estendono l'ispezione ad asset, normalmente esclusi dal processo di ricerca dispersioni, quali gli Impianti di Derivazione Utenza interrati e aerei, consentendo così anche l'individuazione di dispersioni aeree. Sono state messe a punto idonee procedure operative e il sistema è stato introdotto nella prassi aziendale.

In merito al monitoraggio della pressione nelle reti di distribuzione a bassa pressione, così come indicato nel Rapporto Tecnico UNI/TR 11631, è stata lanciata una sperimentazione pilota volta a valutare in campo su alcune reti di Italgas la tecnologia esistente e le problematiche operative connesse. Risultano attualmente installati 42 punti di monitoraggio della pressione ai sensi della UNI/TR 11631: è in corso il monitoraggio dei dati rilevati.

PRESENZA TERRITORIALE E RAPPORTI CON GLI ENTI CONCEDENTI

Toscana Energia opera in un contesto normativo caratterizzato da successivi interventi legislativi volti ad attuare quanto disposto dall'articolo 46-bis del Decreto Legge n. 159/07. Con tale Decreto il legislatore affidava al Ministro per lo Sviluppo Economico il compito di definire i nuovi criteri per bandire le gare per l'affidamento del servizio di distribuzione, non più per singolo comune, ma per ambito territoriale minimo, secondo l'identificazione di bacini ottimali di utenza, in base a criteri di effi-

cienza e di riduzione dei costi.

Nel 2011 il Ministero dello Sviluppo Economico (MISE) ha adottato quattro provvedimenti di riordino della materia di seguito descritti.

Il Decreto Ambiti, del 19 gennaio 2011, ha istituito ambiti territoriali minimi pluri-comunali (ATEM) con riferimento ai quali dovranno essere necessariamente assegnate le nuove concessioni di distribuzione gas. Il successivo Decreto del 18 ottobre 2011 ha individuato i comuni che fanno parte dei 177 ATEM.

Successivamente il 12 novembre 2011 è stato adottato il Decreto Ministeriale che individua i criteri di gara e di valutazione delle offerte per l'affidamento del servizio di distribuzione del gas naturale. Il provvedimento è stato successivamente modificato con il decreto del Ministro dello Sviluppo Economico, di concerto con il Ministro per gli Affari Regionali e Autonomie, 20 maggio 2015, n.106, pubblicato nella Gazzetta Ufficiale n. 161 del 14 luglio 2015.

Il provvedimento contiene indicazioni su aspetti propedeutici alla gara (tra cui i requisiti di partecipazione, i criteri di valutazione delle offerte, il valore dell'indennizzo da corrispondere al gestore uscente, ecc.), nonché sul bando di gara e sul disciplinare di gara "tipo". Il valore di rimborso ai titolari degli affidamenti e delle concessioni cessanti alla scadenza è calcolato nel rispetto di quanto stabilito nelle convenzioni o nei contratti, purché stipulati prima della data di entrata in vigore del regolamento di cui al D.M. 12 novembre 2011 n. 226 (cioè prima dell'11 febbraio 2012), e, per quanto non desumibile dalla volontà delle parti, nonché per gli aspetti non disciplinati dalle medesime convenzioni o contratti, in base alle Linee Guida su criteri e modalità operative per la valutazione del valore di rimborso, predisposte dal MISE e approvate con D.M del 22 maggio 2014 . In ogni caso, dal valore di rimborso sono detratti i contributi privati relativi ai cespiti di località, valutati secondo la metodologia della regolazione tariffaria vigente. In caso di disaccordo tra l'Ente Locale e il gestore uscente, con riferimento alla determinazione del valore di rimborso, il bando di gara riporta un valore di riferimento da utilizzare ai fini della gara, determinato come il maggiore fra la stima dell'Ente locale concedente e il valore delle immobilizzazioni nette di località riconosciute dall'Autorità (RAB). L'eventuale differenza, a valle della risoluzione del contenzioso, è regolata fra il gestore subentrante e il gestore uscente. A regime, cioè nei periodi successivi al primo, il rimborso al gestore uscente sarà comunque pari al valore delle immobilizzazioni nette di località, al netto dei contributi pubblici in conto capitale e dei contributi privati relativi ai cespiti di località, calcolato con riferimento ai criteri usati dall'Autorità per determinare le tariffe di distribuzione (RAB).

Le gare saranno aggiudicate in base all'offerta economicamente più vantaggiosa, nel rispetto di criteri di sicurezza, di qualità del servizio e dei piani di sviluppo degli impianti.

Il 5 febbraio 2013 è stato, infine, adottato il Decreto Ministeriale che approva lo schema di contratto di servizio tipo per lo svolgimento dell'attività di distribuzione.

PRINCIPALI PROVVEDIMENTI DEL 2019 RELATIVI ALLE GARE

Con la **Delibera n. 406/2019/R/gas** dell'8 ottobre 2019, l'Autorità ha formulato le proprie osservazioni riguardanti il valore di rimborso da riconoscere ai titolari degli affidamenti e delle concessioni del servizio distribuzione gas per i Comuni dell'Ambito territoriale Prato; in particolare, l'Autorità ha ritenuto idonei, ai fini dei riconoscimenti tariffari ed in relazione alla documentazione trasmessa dal Comune di Prato, stazione appaltante dell'Ambito, i valori dei VIR dei Comuni di Calenzano, Cantagallo, Carmignano, Lastra a Signa, Montale, Montespertoli, Poggio a Caiano, Signa, Vaiano e Vernio, Scandicci e Campi Bisenzio.

ANDAMENTO OPERATIVO

INVESTIMENTI TECNICI

Nel 2019 sono stati effettuati investimenti DIST pari a 52,71 milioni di euro, in aumento del 1,19% rispetto all'esercizio 2018 (52,09 milioni di euro).

INVESTIMENTI DIST (milioni di euro)	2018	2019	Var. ass.	Var. %
Rete	**20,50**	**26,90**	**6,40**	**31,2%**
Sviluppo e mantenimento	20,47	26,77	6,29	30,74%
Misura	**25,87**	**19,46**	**-6,41**	**-24,77%**
Altri investimenti	**5,75**	**6,48**	**0,73**	**12,72%**
Digitalizzazione	0,16	0,63	0,47	293,78%
Altro	5,59	5,85	0,26	4,63%
Totale	**52,09**	**52,71**	**0,62**	**1,19%**

Di seguito si evidenziano i principali investimenti:

- Gli investimenti della rete (26,9 milioni di euro), in aumento di 6,4 milioni di euro rispetto all'anno precedente, hanno riguardato principalmente interventi di estensione e mantenimento fisiologico della rete (codoli ossidati, riparazione dispersioni, sostituzione rete obsoleta, eliminazione valvole in cameretta);
- Gli investimenti della misura (19,5 milioni di euro), in diminuzione di 6,4 milioni di euro rispetto al 2018, hanno riguardato principalmente il piano di installazione degli smart meters in sostituzione dei misuratori tradizionali;
- Gli altri investimenti (6,5 milioni di euro), aumentano di 0,7 milioni di euro rispetto al 2018 e sono relativi principalmente a interventi di digitalizzazione, interventi sui dispersori e sui GRI.

EFFICIENZA ENERGETICA – CERTIFICATI BIANCHI

L'obiettivo di miglioramento dell'efficienza energetica negli usi finali, in Italia, è stato implementato principalmente attraverso il meccanismo dei Titoli di Efficienza Energetica (TEE o Certificati Bianchi). Essi certificano il conseguimento di risparmi energetici negli usi finali dell'energia ottenuti attraverso la realizzazione di progetti e interventi di efficienza energetica, valutati ed approvati dal Gestore dei Servizi Energetici (GSE).

Il meccanismo dei TEE è stato istituito dal Ministero delle Attività Produttive, di concerto con il Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio attraverso il Decreto Ministeriale del 20 luglio 2004, successivamente modificato e integrato dal Decreto Ministeriale del 21 dicembre 2007, dal Decreto Ministeriale del 28 dicembre 2012, dal Decreto Ministeriale dell'11 gennaio 2017 e infine dal Decreto Ministeriale 10 maggio 2018, pubblicato nella Gazzetta Ufficiale della Repubblica Italiana il 10 luglio 2018.

Tale normativa è stata introdotta al fine di garantire stabilità al mercato, a seguito dell'andamento delle negoziazioni dei TEE verificatesi nell'anno d'obbligo 2017, che hanno portato il prezzo dei certificati a raggiungere il valore massimo storico di 480,00 €/TEE. È stato, dunque, necessario un intervento del legislatore per rendere possibile o comunque favorire il raggiungimento degli obiettivi di efficienza energetica da parte delle società di distribuzione di energia elettrica e gas e per limitare il continuo aumento dei prezzi.

Con la **Determinazione n. 1/2019 – DMRT** l'Autorità ha definito e trasmesso al Ministero dello Sviluppo Economico e al GSE gli obblighi quantitativi nazionali di incremento dell'efficienza energetica degli usi finali di gas naturale, da conseguire nell'anno 2019 da parte dei distributori con più di 50.000 clienti finali connessi alla propria rete di distribuzione alla data del 31 dicembre 2017. Per Toscana Energia l'obbligo quantitativo per l'anno 2019, arrotondato all'unità con criterio commerciale ed espresso in numero di Certificati Bianchi, è pari a: **137.759**.

Nel corso del 2019 Toscana Energia ha comprato **109.422** TEE dal mercato per un controvalore pari a **16,1** milioni di euro (tale valore è inclusivo di **49.368** TEE acquistati allo scoperto dal GSE come previsto dal D.M. del 10 maggio 2018 per un controvalore di **550 mila euro**).

Durante la sessione di annullamento intermedia del 30 novembre 2019 sono stati annullati **60.054** TEE incassando complessivamente **10,5 milioni di euro**.

In data 3 maggio 2019, è stato emanato da parte del Ministero dello Sviluppo economico, di concerto con il Ministero dell'Ambiente, il Decreto di approvazione della Guida operativa per promuovere l'individuazione, la definizione e la presentazione di progetti nell'ambito del meccanismo dei Certificati Bianchi, originariamente prevista dall'articolo 15, comma 1, del decreto attuativo dell'11 gennaio 2017, modificato con il D.M. del 10 maggio 2018.

Con il **Decreto del 9 maggio 2019**, il Ministero dello Sviluppo Economico ha approvato inoltre la Guida operativa che disciplina le modalità di utilizzo dei TEE non derivanti dalla realizzazione di progetti di efficienza energetica, i c.d. "Titoli allo scoperto". Sulla base di tale guida, i soggetti obbligati che detengono, sul proprio conto proprietà, un ammontare di TEE "reali" pari ad almeno il 30% dell'obbligo minimo, potranno ricorrere ai "Titoli allo scoperto" per il volume necessario al raggiungimento del proprio obbligo minimo annuale.

Con la **Delibera n. 209/2019/R/efr del 28 maggio 2019**, l'Autorità ha approvato le modalità operative, predisposte dal GSE, di regolazione economica delle risorse derivanti dall'attività di emissione ed eventuale riscatto da parte dei soggetti obbligati dei Titoli di Efficienza Energetica non corrispondenti a progetti (c.d. allo scoperto). Con il provvedimento viene inoltre approvata una modifica alle regole di determinazione del contributo tariffario da corrispondere ai distributori adempienti agli obblighi di risparmio energetico, di cui alla delibera n. 487/2018/R/efr, relativamente al trattamento degli scambi di TEE che avvengono tramite bilaterali. Si prevede, in particolare, che, a valere sul contributo tariffario per l'anno d'obbligo 2019, la media dei prezzi medi ponderati degli scambi di TEE avvenuti sul mercato e dei prezzi rilevanti dei TEE scambiati tramite bilaterali, sia ponderata, utilizzando, per gli scambi bilaterali, la sola quantità di TEE scambiati ad un prezzo inferiore a 250 €/TEE (anziché

tutti i TEE oggetto di bilaterali, indipendentemente dal prezzo di scambio, come attualmente previsto). Con successiva **Delibera n. 273/2019/R/efr del 25 giugno 2019**, l'Autorità ha approvato disposizioni per aggiornare il Regolamento delle transazioni bilaterali dei Titoli di Efficienza Energetica, predisposto dal GME.

Con la **Determinazione DMRT/EFC/4/2019 del 10 luglio 2019** l'ARERA ha stabilito il valore del contributo tariffario unitario in materia di Titoli di Efficienza Energetica per l'anno d'obbligo 2018, pari a 248,89 €/TEE.

Con la **Delibera n. 529/2019/R/EFR del 10 dicembre 2019**, l'Autorità ha avviato un procedimento di riforma del contributo tariffario da riconoscere ai distributori in esecuzione della sentenza del TAR Lombardia n. 2538/2019, che ha sancito che la quantificazione a 250,00 € del tetto ai contributi da parte del Decreto Ministeriale 10 maggio 2018 viola le prerogative dell'Autorità, e interventi urgenti nell'ambito del meccanismo dei titoli di efficienza energetica. Ai fini del suddetto procedimento, l'Autorità ritiene che il *driver* più corretto per la definizione del costo complessivo del meccanismo, nella sua forma attuale, sia rappresentato dal costo sostenuto dai distributori che sfruttano la possibilità di acquisto dei TEE non corrispondenti a progetti, di cui all'articolo 14-*bis* del D.M. 11 gennaio 2017, definito come la differenza tra 260 €/TEE e il valore del contributo tariffario per il corrispondente anno d'obbligo, con un limite massimo pari a 15 €/TEE.

Gare per ambito territoriale

Nel 2019 Toscana Energia, presente in 10 ATEM (Ambiti Territoriali Minimi), ha proseguito le attività di predisposizione e trasmissione agli Enti Locali e/o alle Stazioni Appaltanti delle informazioni e della documentazione previste dalla normativa vigente propedeutiche all'indizione delle gare d'ambito (artt. 4 e 5 del D.M. 226/11). In tale contesto sono continuate le attività per giungere alla condivisione dei valori di rimborso dovuti alla Società.

Per effetto del quadro normativo che prevede l'affidamento del servizio di distribuzione gas con gare per ambito territoriale (e non per singolo comune), **a livello nazionale** a fine 2019 risultano pubblicati 30 bandi di gara.

Dei 30 bandi di gara d'Ambito:

- **VALLE D'AOSTA E TORINO 2 sono stati aggiudicati;**
- TORINO 3–Sud Ovest, MASSA CARRARA, BIELLA, CREMONA 2–Centro, CREMONA 3–Sud, (questi ultimi due aggregati) e COMO 1–Triangolo Lariano e Brianza Comasca sono stati sospesi dalle Stazioni Appaltanti;
- VENEZIA 1–Laguna Veneta e ALESSANDRIA 2–Centro, sono stati annullati rispettivamente dal Consiglio di Stato e dal TAR Piemonte;
- BELLUNO e TORINO 1–Città di Torino sono in corso di aggiudicazione;
- MONZA E BRIANZA 2–Ovest e LUCCA sono stati revocati dalle rispettive stazioni appaltanti.

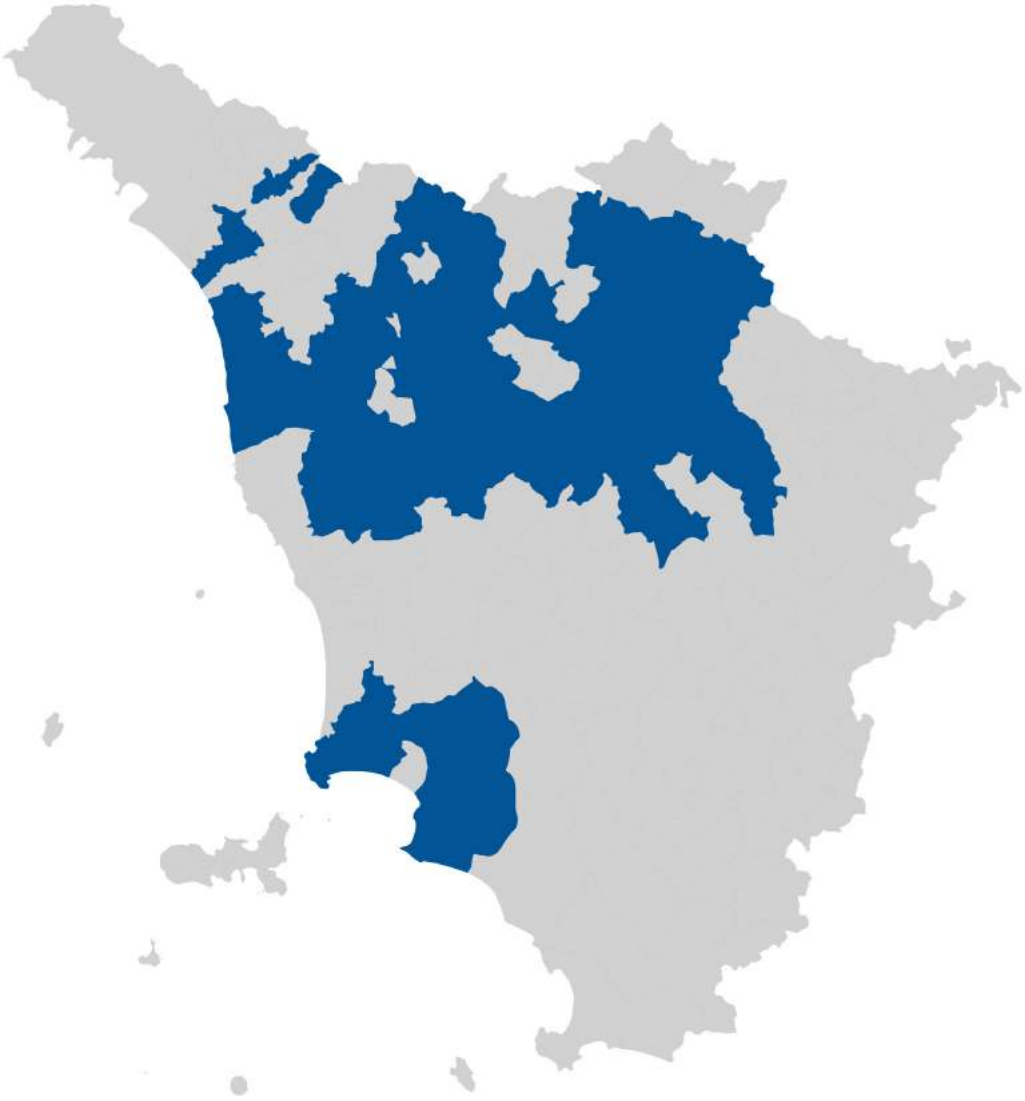
- Milano 1: il TAR di Milano ha annullato l'aggiudicazione della gara dell'ambito di Milano 1 ad UNA RETI escludendola dalla gara assieme alla 2° classificata 2I Rete gas; di fatto tale provvedimento (in attesa di un eventuale appello al CdS) ha annullato l'intero procedimento.

Infine, in due Ambiti della Calabria, per i quali non risulta essere stato pubblicato il relativo bando di gara, è stato attivato dalla Regione il potere sostitutivo previsto dalla legge, con la nomina di un commissario *ad acta*.

Territori comunali in concessione

A fine 2019 Toscana Energia è concessionaria del servizio distribuzione gas in **101** Comuni (**102** Comuni al 31 dicembre 2018), di cui **101** con rete in esercizio (**102** al 31 dicembre 2018).

TERRITORI COMUNALI IN CONCESSIONE



Si segnala che, a seguito di operazioni di fusione tra Comuni serviti da Toscana Energia, il portafoglio concessioni della Società registra un decremento numerico di **1** Comune, per effetto dell'istituzione:

- **con decorrenza 01.01.2019 del nuovo Comune di Barberino Tavarnelle mediante fusione dei soppressi Comuni di Barberino Val d'Elsa e Tavarnelle Val di Pesa (Legge Regionale Toscana n. 63 del 26 novembre 2018)**;

ATTIVITA' PROPEDEUTICHE ALL'AVVIO DELLE GARE

Nel corso del 2019 Toscana Energia ha proseguito le attività di predisposizione e trasmissione agli Enti Locali e/o alle Stazioni Appaltanti delle informazioni e della documentazione previste dalla normativa vigente propedeutiche all'indizione delle gare d'ambito (artt. 4 e 5 del D.M. 226/11).

In tale contesto sono continuate le attività per giungere alla condivisione dei valori di rimborso dovuti alla Società.

Attività commerciale

Il rapporto tra Toscana Energia e le società di vendita è regolato dal "**Codice di Rete**" di Toscana Energia approvato dall'Autorità con la Delibera 250/07. Nel Codice di Rete di Toscana Energia sono precisate le seguenti prestazioni svolte dal distributore:

- servizi principali: trasporto gas dal punto di consegna del trasportatore al punto di riconsegna del cliente finale, gestione tecnica dell'impianto distributivo, ecc.;
- prestazioni accessorie: esecuzione di nuovi impianti di canalizzazione e allacciamento, modifica o rimozione di impianti esistenti, attivazione, disattivazione, sospensione e riattivazione della fornitura ai clienti finali, verifica del gruppo di misura su richiesta dei clienti finali, ecc.;
- prestazioni opzionali: manutenzione dei gruppi di riduzione e misura di proprietà dei clienti finali, attivazione di servizi sostitutivi di alimentazione dei punti di riconsegna, ecc.

Attraverso tale Codice di Rete sono definite:

- le regole di accesso dei venditori al servizio di distribuzione per il trasporto gas ai punti di riconsegna da essi forniti, per l'attivazione di nuove forniture e per la sostituzione del fornitore ("switching");
- le procedure per lo scambio di informazioni tra distributori e venditori;
- le modalità operative del servizio;
- le procedure di attribuzione ai punti di riconsegna dei quantitativi di gas di competenza delle diverse società di vendita;
- la gestione della misura del gas sia presso il punto di consegna, sia presso il punto di riconsegna dell'impianto di distribuzione;
- il sistema di fatturazione e pagamento dei servizi resi dal distributore, nonché le eventuali garanzie finanziarie richieste alle società di vendita.

Con **la Delibera n. 271/2019/R/gas del 25 giugno 2019**, come successivamente modificata dalla **Delibera n. 493/2019/R/gas del 26 novembre 2019**, l'Autorità ha completato la regolazione del processo di messa a disposizione al Sistema Informativo Integrato (SII) dei dati tecnico-anagrafici dei punti di riconsegna e dei dati di misura e modifica degli *standard* di comunicazione con riferimento al settore gas.

In particolare, la delibera persegue l'obiettivo di razionalizzare i flussi informativi, attualmente definiti dalle Istruzioni Operative per il settore del gas, riguardanti:

- i dati tecnico-anagrafici del gruppo di misura;
- le letture rilevate in occasione di prestazioni tecniche e commerciali (estendendo la centralizzazione di tali dati nell'ambito del SII, quale interfaccia comune unica tra imprese di distribuzione e utenti).

Con riferimento ai dati operativi, al 31 dicembre 2019 Toscana Energia distribuisce il gas di 125 società di commercializzazione, in crescita di 6 unità per effetto della richiesta di accesso di 19 nuove società e della cessazione del rapporto con 13 operatori, per un totale, nelle proprie reti, di 1.123 milioni di metri cubi (a fronte dei 1.134 milioni di metri cubi dell'anno precedente).

Al 31 dicembre 2019 i punti di riconsegna attivi ammontano a 796.575 (rispetto ai 794.456 del 2018, con un incremento dello 0,27%)

Nel corso del 2019 sono state gestite 92.360 richieste di subentro (+18,9% rispetto alle 77.652 del 2018), a seguito della variazione (switching) della società di vendita nella fornitura del gas da parte dei clienti finali.

Infine, in ottemperanza alla Delibera dell'Autorità ARG/gas n. 88/09 e successive modificazioni, Toscana Energia, nel corso del 2019, ha gestito 22.872 (+2,7% rispetto alle 22.261 nel 2018) richieste di agevolazione nella spesa per la fornitura di gas naturale sostenuta dai clienti domestici economicamente svantaggiati (cosiddetto Bonus Gas).

LA REGOLAZIONE

REGOLAZIONE TARIFFARIA

L'attività di distribuzione del gas naturale è regolamentata dall'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (ARERA). Tra le sue funzioni vi sono la determinazione e l'aggiornamento delle tariffe, nonché la predisposizione delle regole per l'accesso alle infrastrutture e per l'erogazione dei relativi servizi.

Il sistema tariffario prevede in particolare che i ricavi di riferimento per la formulazione delle tariffe siano determinati in modo da coprire i costi sostenuti dall'operatore e consentire un'equa remunerazione del capitale investito. Le categorie di costi riconosciuti sono tre:

- il costo del capitale investito netto ai fini regolatori RAB (*Regulatory Asset Base*) attraverso l'applicazione di un tasso di remunerazione dello stesso;
- gli ammortamenti economico – tecnici, a copertura dei costi di investimento;
- i costi operativi, a copertura dei costi di esercizio.

Di seguito sono riportati i principali elementi tariffari sulla base del quadro normativo (Delibera n. 573/2013/R/gas e s.m.i.).

HIGHLIGHTS QUARTO PERIODO DI REGOLAZIONE (DAL 01/01/2014 AL 31/12/2019)	
Termine periodo di regolazione (Tariffe)	**31 dicembre 2019**
Calcolo del capitale investito netto riconosciuto ai fini regolatori (RAB)*	Costo storico rivalutato
	Metodo parametrico cespiti centralizzati
Remunerazione del capitale investito netto riconosciuto ai fini regolatori (WACCpre-tax)	**Distribuzione:**
	6,1% anni 2016-2018
	6,3% anno 2019
	Misura
	6,6% anni 2016-2018
	6,8% anno 2019
Incentivi su nuovi investimenti	Remunerazione investimenti t-1- a compensazione del time-lag regolatorio (dal 2013)
Fattore di efficienza (X-factor)	1,7% - su costi operativi distribuzione
	0,0% - su costim operativi misura

Con la **Delibera n. 573/2013/R/gas** l'Autorità ha definito i criteri tariffari per il servizio

di distribuzione e per il servizio di misura per il quarto periodo di regolazione, dal 1° gennaio 2014 al 31 dicembre 2019.

Il capitale investito delle imprese distributrici (*RAB*) viene articolato in due categorie: capitale investito di località e capitale investito centralizzato. Per il primo triennio del periodo di regolazione 2014-2016 (per il secondo triennio, 2017-2019, si veda più avanti la Delibera n. 775/16):

- il criterio di valutazione del capitale investito di località è basato sul metodo del costo storico rivalutato, mentre per gli investimenti relativi ai misuratori elettronici si applica il metodo del costo *standard*;

- per la valutazione del capitale investito centralizzato relativo a immobili e fabbricati industriali e ad altre immobilizzazioni materiali e immateriali si applica la metodologia parametrica;

- per gli *asset* centralizzati afferenti i sistemi di telegestione, viene previsto il riconoscimento tariffario dei costi di telelettura/telegestione e dei costi relativi ai concentratori sostenuti dalle imprese per i primi due anni del quarto periodo regolatorio.

Le componenti di ricavo correlate alla remunerazione e agli ammortamenti vengono determinate sulla base dell'aggiornamento annuale del capitale investito netto (*RAB*), con inclusione dei cespiti realizzati nell'anno *t-1.*

La metodologia di aggiornamento delle tariffe "*price-cap*" viene applicata alla sola componente dei ricavi relativa ai costi operativi, che vengono aggiornati con l'inflazione e ridotti di un coefficiente di recupero di produttività annuale che viene fissato pari a 1,7% per i costi operativi afferenti il servizio di distribuzione e pari a 0% per i costi operativi afferenti il servizio di misura e di commercializzazione.

Con la **Delibera n. 583/2015/R/com** l'Autorità ha definito le modalità di determinazione e aggiornamento del tasso di remunerazione del capitale investito (*WACC*) per i servizi infrastrutturali regolati dei settori elettrico e gas, unificando tutti i parametri ad eccezione di quelli specifici dei singoli servizi, tra cui il parametro *beta* che esprime il livello specifico di rischio non diversificabile del singolo servizio e il peso del capitale proprio e capitale di debito impiegato per la ponderazione (rapporto *D/E*).

La durata del periodo regolatorio del tasso di remunerazione del capitale investito per le regolazioni infrastrutturali dei settori elettrico e gas viene fissata in sei anni

(2016-2021) e viene previsto un meccanismo di aggiornamento del tasso a metà periodo, in funzione dell'andamento congiunturale. Per il servizio di distribuzione, il valore del *WACC* per il triennio 2016-2018 è stato fissato dall'Autorità pari a 6,1% (in riduzione rispetto al 6,9% utilizzato nel biennio 2014-2015) in termini reali prima delle imposte, mentre per il servizio di misura tale valore, per il medesimo periodo 2016-2018, è stato fissato dall'Autorità pari a 6,6% (in riduzione rispetto al 7,2% utilizzato nel biennio 2014-2015) in termini reali prima delle imposte.

La **Delibera n. 704/2016/R/gas** ha adottato disposizioni in materia di riconoscimento dei costi relativi agli investimenti nelle reti di distribuzione del gas naturale. In particolare, l'Autorità ha confermato l'introduzione dei costi *standard* nel meccanismo di riconoscimento dei costi relativi agli investimenti nelle reti di distribuzione del gas naturale a partire dagli investimenti del 2018 con riflessi a partire dalle tariffe nel 2019.

La **Delibera n. 775/2016/R/gas** ha definito i criteri per l'aggiornamento *infra*-periodo, a valere per il triennio 2017-2019, della regolazione tariffaria dei servizi di distribuzione e misura del gas. L'aggiornamento ha riguardato, a valere dal 1 gennaio 2017, i tassi di riduzione annuale dei costi unitari riconosciuti a copertura dei costi operativi dei servizi di distribuzione, misura e commercializzazione (X-*factor*), la componente a copertura dei costi derivanti dagli obblighi di verifica metrologica periodica dei convertitori (*DCVER*), le componenti a copertura dei costi centralizzati per il sistema di telelettura/telegestione e dei costi dei concentratori (rispettivamente *t(tel)* e *t(con)*) e i costi *standard* da applicare ai gruppi di misura elettronici ai fini del riconoscimento dei costi di capitale. In particolare:

- relativamente ai costi operativi del servizio di distribuzione e di misura, l'Autorità ha confermato i *target* di recupero di produttività rispettivamente fissati pari a 1,7% e a 0%;

- relativamente ai costi operativi del servizio di commercializzazione, l'Autorità ha aumentato il costo unitario riconosciuto per l'anno 2017 fissandolo pari a 2,0 euro per punto di riconsegna e ha confermato l'X-*factor* pari a 0%;

- relativamente alla componente a copertura dei costi relativi alle verifiche metrologiche (*DCVER*) l'Autorità, in attesa di approfondimenti, ha previsto una riduzione in via provvisoria per l'anno 2017 del valore unitario della componente fissandola pari a 50 euro per punto di riconsegna;

- relativamente alla componente a copertura dei costi centralizzati per il sistema di telelettura/telegestione *t(tel)* e alla componente a copertura dei costi dei concentratori *t(con)* l'Autorità ha previsto, anche per l'anno 2017, il riconoscimento dei costi a consuntivo (con un tetto ai riconoscimenti tariffari per i costi sostenuti pari a 5,74 euro per punto di riconsegna presso cui sia stato messo in servizio uno *smart meter*);

- relativamente al riconoscimento degli investimenti in gruppi di misura di classe inferiore o uguale a *G6* relativi all'anno 2016 l'Autorità ha confermato il regime attuale, riconoscendo i costi effettivi sostenuti dalle imprese nei limiti del 150% del costo *standard*;

- relativamente ai costi *standard* per gli investimenti in gruppi di misura di classe inferiore o uguale a *G6* per l'anno 2017, l'Autorità ha fissato un livello pari a 135 euro/*gdm* per i gruppi di misura di calibro *G4* e pari a 170 euro/*gdm* per i gruppi di misura di calibro *G6*.

La **Delibera n. 859/2017/R/gas** ha approvato le tariffe obbligatorie, gli importi di perequazione bimestrale d'acconto per i servizi di distribuzione e misura del gas naturale, nonché i valori delle componenti a copertura dei costi operativi relativi al servizio di distribuzione, al servizio di misura, alla commercializzazione dei servizi di distribuzione e misura e della componente a copertura dei costi di capitale centralizzati per l'anno 2018.

La **Delibera n. 904/2017/R/gas** ha adottato disposizioni in materia di riconoscimento di costi relativi all'attività di misura sulle reti di distribuzione di gas naturale e in materia di decorrenza dell'applicazione di criteri di valutazione degli investimenti sulla base di costi *standard*. In particolare:

- relativamente alle modalità di riconoscimento dei costi relativi ai sistemi di telelettura/telegestione e dei costi dei concentratori, viene rinviata al quinto periodo di regolazione l'adozione di logiche parametriche, prevedendo che il riconoscimento dei costi per gli anni 2018 e 2019 sia effettuato in sostanziale continuità di criteri rispetto a quanto attualmente previsto, sulla base dei dati consuntivi nei limiti di un tetto massimo. Il livello di tale tetto, fissato per il 2017 pari a 5,74 euro per punto di riconsegna equipaggiato con *smart meter*, viene ridotto a 5,24 euro per punto di riconsegna equipaggiato con *smart meter* per l'anno 2018 ed a 4,74 euro per punto di riconsegna equipaggiato con *smart meter* per l'anno 2019, con l'obiettivo di recuperare gradualmente in sei anni il *gap* esistente con i livelli di costo ritenuti efficienti, fissati pari a 2,74 euro per punto di riconsegna equipaggiato con *smart meter*;

- relativamente ai criteri per la definizione dei costi *standard* dei gruppi di misura del gas per gli anni 2018 e 2019 vengono confermati, per le classi *G4* e *G6*, i valori dei costi *standard* definiti per l'anno 2017 mentre, con riferimento allo *sharing* dei maggiori/minori costi di investimento relativi agli *smart meter* viene adottata la media ponderata del costo *standard* e del costo effettivo, con peso 40% per il costo *standard* e 60% per il costo effettivo;

- relativamente alle modalità di riconoscimento dei costi relativi alle verifiche metrologiche, viene confermato per l'anno 2017 il valore della componente *ΔCVER* pari a 50 euro per punto di riconsegna in via definitiva; per gli anni 2018 e 2019 viene previsto un riconoscimento a consuntivo, rimandando l'eventuale riconoscimento dei costi su base *standard* ad una fase successiva, quando saranno disponibili osservazioni puntuali dei costi sostenuti dalle imprese per le verifiche che devono essere effettuate in applicazione delle disposizioni del Decreto Ministeriale n. 93/17;

- relativamente alle scadenze del programma temporale minimo degli obblighi di installazione previsti dalle *Direttive per la messa in servizio dei gruppi di misura del gas*, l'Autorità rimanda la fissazione di specifici obiettivi fino al

2020 in esito ad un provvedimento da adottare entro il mese di febbraio 2018;

- relativamente all'adeguamento del criterio di riconoscimento tariffario che tenga conto anche degli ammortamenti residui dei gruppi di misura tradizionali *G4* e *G6* sostituiti con *smart meter* in applicazione delle *Direttive per la messa in servizio dei gruppi di misura del gas*, nel caso di dismissione anticipata di contatori che non sono giunti alla fine della loro vita utile o che hanno visto mutarla a seguito di successive modifiche regolatorie, l'Autorità intende condurre i necessari approfondimenti;

- relativamente alla definizione del prezzario e del metodo di riconoscimento degli investimenti nelle reti di distribuzione del gas naturale a costi *standard*, l'Autorità rimanda la sua applicazione a partire dagli investimenti del 2019 con riflessi a partire dalle tariffe nel 2020 in esito ad un provvedimento da adottare entro il mese di novembre 2018.

Con la **Delibera n. 529/2018/R/gas** l'Autorità ha avviato il "*procedimento per la formazione di provvedimenti in materia di tariffe e qualità, relativi al servizio di distribuzione e misura del gas, per il quinto periodo di regolazione*" che avrà inizio successivamente al 31 dicembre 2019. In tale procedimento, viene fatto confluire anche il procedimento finalizzato all'adozione di metodologie di valutazione dei nuovi investimenti a costi *standard*: pertanto gli investimenti dell'anno 2019 saranno valutati in coerenza con i criteri attualmente previsti dalla regolazione tariffaria.

Con la **Delibera n. 639/2018/R/com** l'Autorità, sulla base dell'andamento congiunturale, ha effettuato l'aggiornamento *infra*-periodo dei parametri base del WACC comuni a tutti i servizi infrastrutturali regolati dei settori elettrico e gas nonché del livello di *gearing*, ossia del rapporto tra il capitale di debito (*D*) e la somma di capitale proprio e capitale di debito (*D+E*). Per il servizio di distribuzione il valore del WACC per l'anno 2019 viene pertanto fissato pari a 6,3% (in aumento rispetto al 6,1% utilizzato nel triennio 2016-2018) in termini reali prima delle imposte mentre per il servizio di misura tale valore, per il medesimo anno, viene fissato pari a 6,8% (in aumento rispetto al 6,6% utilizzato nel triennio 2016-2018) in termini reali prima delle imposte.

La **Delibera n. 667/2018/R/gas** ha approvato le tariffe obbligatorie, gli importi di perequazione bimestrale d'acconto per i servizi di distribuzione e misura del gas naturale, nonché i valori delle componenti a copertura dei costi operativi relativi al servizio di distribuzione, al servizio di misura, alla commercializzazione dei servizi di distribuzione e misura e della componente a copertura dei costi di capitale centralizzati per l'anno 2019.

La **Delibera n. 98/2019/R/gas** ha determinato le tariffe di riferimento definitive per i servizi di distribuzione e misura del gas per l'anno 2018, calcolate sulla base dei dati patrimoniali consuntivi relativi all'anno 2017.

La **Delibera n. 128/2019/R/gas** ha determinato le tariffe di riferimento provvisorie per i servizi di distribuzione e misura del gas per l'anno 2019, sulla base dei dati patrimoniali pre-consuntivi relativi all'anno 2018, ai sensi dell'articolo 3, *comma* 2, lettera a) della RTDG.

Con lettera prot. 0016899, del 26/06/2019, l'ARERA ha comunicato a Toscana Energia gli esiti dell' istruttoria nel procedimento avente ad oggetto le istanze di riconoscimento dei costi operativi relativi ai sistemi di telelettura/telegestione e ai concentratori per gli anni 2011-2016, sulla base dei dati dichiarati dalle imprese nell'ambito della raccolta dati "'Presentazione istanze TEL e CON (determinazione 29 giugno 2018, 7/2018 - DIEU)", organizzata nei mesi di luglio-agosto 2018. Vengono confermati gli importi relativi ai costi sostenuti negli anni 2011 e 2012, e riconosciuti con la deliberazione 389/2017/R/gas, mentre non vengono riconosciuti:

I. i costi relativi al traffico dati, in ragione del fatto che tali costi trovano già copertura nella componente tariffaria a copertura dei costi operativi relativi alla funzione di raccolta, validazione e registrazione delle misure;
II. i costi relativi al centro di telegestione/telelettura e concentratori che trovano già copertura nella componente tariffaria a copertura dei costi operativi relativi alla funzione di raccolta, validazione e registrazione elle misure prevista dalla RTDG 2014-2019 (t(rac)), operando una decurtazione calcolata sulla base dei dati di costo relativi all'anno 2011 e aggiornata all'anno 2014, 2015 e 2016 con gli stessi criteri utilizzati ai fini della medesima componente t(rac). Tale decurtazione unitaria ammonta a 0,06 euro/pdr ed è applicata ai punti di riconsegna medi annui serviti dall'impresa, pari al numero di punti di riconsegna utilizzato ai fini perequativi in ciascuno degli anni del triennio 2014-2016;
III. i costi imputati in corrispondenza della voce della raccolta dati "D 1. Altri costi", in assenza di adeguate motivazioni alla base dell'impossibilità di ricondurre i costi alle altre voci previste nella raccolta dati

Con lettera prot. 22277 del 26/07/2019 la Società ha fornito ad ARERA chiarimenti in merito alle modalità operative seguite da Toscana Energia per la realizzazione e lo sviluppo dei sistemi di telelettura/telegestione ed alla conseguente allocazione dei costi operativi sostenuti come risultante dalla raccolta dati del luglio -agosto 2018.

Con lettera prot. 0025079 del 02/10/2019, l'ARERA, a seguito delle osservazioni e integrazioni informative fornite dalla Società, ha comunicato quanto segue:

I. in relazione ai costi relativi all'anno 2014, 2015 e 2016 allocati ai servizi comuni permane il mancato riconoscimento: in quanto continua a non rimanere chiara la quota dei costi dei servizi comuni ribaltata alla misura ovvero dell'importo imputato ai servizi comun i e oggetto di successiva ripartizione;
II. in merito ai costi dei contratti di servizio integrati riportati per il 2014 si ribadisce che i costi relativi a installazione e manutenzione dei misuratori nei punti di riconsegna delle reti di distribuzione trovano copertura nella componente t(ins);
III. sono ritenuti ammissibili i costi dichiarati in DI – altri costi per gli anni 2015 e 2016.

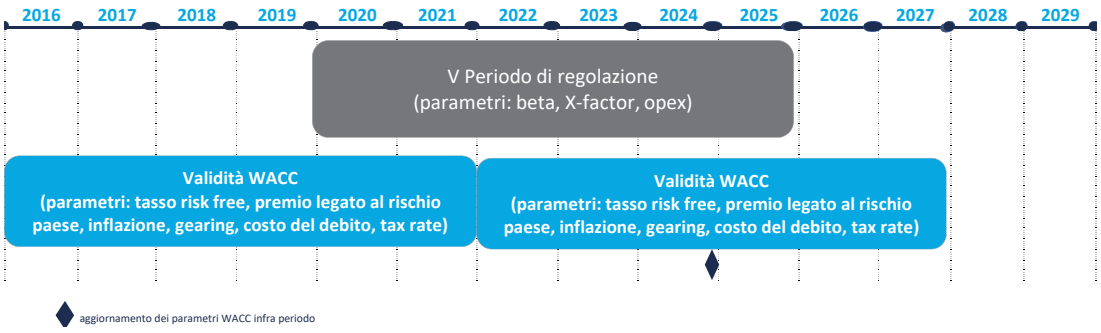
La **Delibera n. 537/2019/R/gas,** ha riconosciuto alle imprese distributrici i costi operativi sostenuti per la realizzazione dei sistemi di telelettura/telegestione per gli anni 2011-2016; tali importi verranno erogati dalla Cassa per i Servizi Energetici e Ambien-

tali (CSEA) utilizzando il conto per la perequazione tariffaria distribuzione gas di cui alla RTDG.

La **Delibera n. 570/2019/R/gas**, in esito al processo di consultazione sviluppato con i documenti per la consultazione n. 170/2019/R/gas e 410/2019/R/gas, ha approvato la regolazione delle tariffe dei servizi di distribuzione e misura del gas per il periodo 2020-2025.

Di seguito sono riportati i principali elementi tariffari sulla base del quadro normativo:

HIGHLIGHTS QUARTO PERIODO DI REGOLAZIONE (DAL 01/01/2020 AL 31/12/2025)	
Termine periodo di regolazione (Tariffe)	**31 dicembre 2025**
Calcolo del capitale investito netto riconosciuto ai fini regolatori (RAB)*	Costo storico rivalutato
	Metodo parametrico cespiti centralizzati
Remunerazione del capitale investito netto riconosciuto ai fini regolatori (WACCpre-tax)	**Distribuzione e misura:**
	6,3% anni 2020-2021
Incentivi su nuovi investimenti	Remunerazione investimenti t-1- a compensazione del time-lag regolatorio (dal 2013)
Fattore di efficienza (X-factor)	Costi operativi distribuzione: 3,53% per le grandi imprese (PDR>300.000) 4,79% per le medie imprese (PDR>50.000) 6,59% per le piccole imprese (PDR <50.000)
	Costi operativi misura: 0,00% Costi operativi commercializzazione: 1,57%



In particolare:

- l'Autorità ha confermato la durata di sei anni del periodo di regolazione tariffaria, così come la suddivisione in due semi-periodi della durata di tre anni ciascuno;
- relativamente al riconoscimento dei costi operativi, l'Autorità ha previsto che:
  a) il livello iniziale per il 2020 dei costi operativi riconosciuti sia fissato applicando eguale peso ai costi effettivi e ai costi riconosciuti dell'anno di riferimento 2018;
  b) il tasso di riduzione annuale dei costi unitari riconosciuti a copertura dei costi operativi sia fissato pari a:

- per il servizio di distribuzione:
  - 3,53%, per le grandi imprese (PDR > 300.000);
  - 4,79%, per le medie imprese (PDR > 50.000);
  - 6,59%, per le piccole imprese (PDR < 50.000);
- 0% per il servizio di misura;
- 1,57% per il servizio di commercializzazione;

c) il livello del costo *standard* riconosciuto per ciascuna lettura di *switch* sia confermato, per il primo *semi*-periodo di regolazione, pari a 5 euro;

d) il riconoscimento dei costi relativi ai sistemi di telelettura/telegestione sia confermato sulla base dei costi effettivamente sostenuti per il primo semi-periodo di regolazione, con l'applicazione di un tetto e di un riconoscimento in acconto;

e) il riconoscimento dei costi relativi alle verifiche metrologiche, sia confermato sulla base dei costi effettivamente sostenuti con l'applicazione di un riconoscimento in acconto;

- relativamente al riconoscimento dei costi di capitale, l'Autorità ha previsto che:
  a) l'adozione di un tetto ai riconoscimenti tariffari per gli investimenti nelle reti di distribuzione applicato alle località con anno di prima fornitura successivo al 2017 sia confermata anche per il quinto periodo di regolazione, nella misura fissata con la delibera n. 704/2016/R/gas;
  b) vengano rivisti i pesi da applicare per il riconoscimento degli investimenti in smart meter effettuati nel biennio 2020-2021 nella misura del 30% (da 40%) per il costo standard e del 70% per il costo effettivo (da 60%) e che venga rinviata agli investimenti relativi al servizio di misura effettuati nel 2022, la revisione dei costi standard;
  c) venga adottato un orizzonte temporale per il pieno "scongelamento" dei c.d. contributi "congelati" allineato rispetto all'orizzonte temporale di restituzione dei contributi soggetti a degrado (34 anni circa);
  d) in relazione al riconoscimento dei costi residui dei misuratori tradizionali di classe inferiore o uguale a G6 sostituiti con smart meter, sia fissato un importo a recupero dei mancati ammortamenti (IRMA), da riconoscere alle imprese distributrici in cinque anni, pari alla differenza tra il valore residuo non ammortizzato, calcolato applicando le vite utili regolatorie pro-tempore vigenti e il valore residuo, calcolato applicando una vita utile di 15 anni; viene anche previsto il recupero dei mancati ammortamenti per i misuratori tradizionali installati nel periodo 2012-2014 sostituiti con smart meter;
  e) in seguito all'equiparazione del parametro βasset per i servizi di distribuzione (0,439) e misura (da 0,502 a 0,439), il valore del tasso di remunerazione del capitale investito WACC venga fissato pari a 6,3% fino al 2021;
  f) l'introduzione di schemi di regolazione incentivante per i costi di capitale relativi al servizio di distribuzione, fondato su logiche di riconoscimento a costi standard, possa trovare applicazione a partire dagli investimenti realizzati nel 2022;
  g) le tematiche relative all'introduzione di strumenti di supporto all'innovazione

nelle reti vengano trattate in uno specifico documento per la consultazione la cui pubblicazione è attesa nel mese di gennaio;
- relativamente alla metanizzazione della Sardegna, l'Autorità ha istituito uno specifico ambito tariffario prevedendo, per un periodo di tre anni, un meccanismo transitorio di perequazione che consente di parificare la tariffa dell'ambito sardo a quella dell'ambito meridionale
- relativamente all'applicazione della regolazione tariffaria in materia di reti isolate di GNL e di reti isolate alimentate con carro bombolaio, l'Autorità ha introdotto una disciplina transitoria, prevedendo che tali reti possano essere assimilate alle reti di distribuzione interconnesse per un periodo di cinque anni previa presentazione di istanza da parte dell'impresa di distribuzione interessata.

Sulla base di quanto deliberato circa l'adozione di un *cap* sul riconoscimento degli investimenti con anno di prima fornitura successivo al 2017, la società, che, sulla base della Delibera n.98/2019/R/gas aveva rettificato provvisoriamente sia i ricavi di competenza 2018 che dei primi sei mesi del 2019, ha provveduto a ripristinare l'effetto relativo all'esercizio 2018 e a rilevare quanto di competenza per l'intero esercizio 2019.

Relativamente, invece, alle nuove disposizioni in tema di riconoscimento dei costi residui di misuratori tradizionali di classe inferiore o uguale a G6 sostituiti con *smart meter*, la società non ha riflesso in bilancio, in via prudenziale, gli impatti derivanti dal cambio della metodologia sugli anni precedenti, in attesa che il Direttore della Direzione Infrastrutture Energia e *Unbundling*, mediante propria determinazione, individui soluzioni operative coerenti per gestire il raccordo tra dismissioni regolatorie e dismissioni contabili come previsto dall'art. 11 della Delibera n. 570/2019/R/gas.

La **Delibera n. 571/2019/R/gas** ha approvato le tariffe obbligatorie per i servizi di distribuzione, misura e commercializzazione del gas naturale e gli importi di perequazione bimestrale d'acconto relativi al servizio di distribuzione del gas naturale per l'anno 2020.

Con il **Documento di consultazione n. 487/2019/R/gas del 26 novembre 2019**, l'Autorità ha illustrato gli orientamenti in merito agli obblighi di messa in servizio degli *smart meter* gas, alle frequenze di raccolta della misura, al miglioramento della performance e allo sviluppo della regolazione tariffaria.

Relativamente alla messa in servizio degli *smart meter* per l'utenza diffusa, l'Autorità:

- non ha attualmente indicato obblighi ulteriori a quelli già previsti (corrispondenti all'85% dei punti per imprese alle cui reti sono allacciati più di 50.000 clienti, con diverse scadenze), monitorando le installazioni effettive, anche in relazione all'andamento delle gare d'ambito;
- ha previsto per le imprese di maggiore dimensione che ne acquisiscono altre con meno di 50.000 clienti, un regime specifico che consenta di raggiungere il livello dell'85% di *smart meter* gas in servizio entro un periodo di 3-4 anni dall'acquisizione.

Relativamente alle frequenze di raccolta dei dati di misura, l'Autorità ha ritenuto opportuno:

- per gli *smart meter* prevedere 6 letture bimestrali all'anno per i PdR sino a 5.000 Sm3/anno e letture mensili per i PdR oltre 5.000 Sm3/anno, con l'obiettivo di medio termine del tentativo mensile di lettura con eventuale dettaglio giornaliero, superando le deroghe previste alle frequenze di lettura attualmente previste dalla **Delibera n. 117/2015/R/gas** e introdurre un indennizzo a carico delle imprese distributrici nei confronti degli utenti della distribuzione, nel caso siano messi a disposizione dati di misura stimati;
- per i misuratori di tipo tradizionale confermare gli obblighi attuali nella frequenza di lettura, prevendo, nei casi in cui non sia fatta almeno una lettura effettiva all'anno (i) l'impegno a installare uno smart meter (in aggiunta agli obblighi già previsti), garantendone la contestuale messa in servizio, nel caso di misuratore non accessibile e di imprese medio-grandi; (ii) un aumento dell'attuale penale di 4 €, nel caso in cui l'impresa non assolva a tale impegno di installare uno *smart meter,* estendendo tale previsione anche alle imprese di minori dimensioni;

Relativamente alla regolazione della *performance* del servizio di misura le imprese di distribuzione, per il tramite dei venditori, dovranno riconoscere ai clienti finali indennizzi di 25 € in caso di mancata lettura effettiva per due raccolte consecutive (due bimestri o due mesi). L'obbligo di indennizzo in caso di mancata lettura decorrerà a partire dalla data di installazione (messa in servizio contestuale), senza che lo *smart meter* che non garantisce le prestazioni possa essere declassato in tradizionale mentre non cambiano gli indennizzi ai clienti finali per i tradizionali accessibili.

Relativamente alla regolazione tariffaria del servizio di misura:

- con efficacia dal 2020, l'Autorità prevede di confermare quanto già illustrato nel **DCO 759/2017/R/gas**, ovvero che il costo riconosciuto per misuratore sarà pari alla media ponderata del costo *standard* e del costo effettivo, con peso 30%, anziché 40%, per il costo *standard* e 70%, anziché 60%, per il costo effettivo;

- nei casi di misuratori "reinstallati", cioè misuratori sia tradizionali che elettronici per i quali le verifiche metrologiche periodiche previste dal D.M 21 aprile 2017, n. 93, siano effettuate presso laboratori abilitati, l'Autorità ritiene che l'operazione di rimozione/reinstallazione del misuratore non aumenti né riduca il valore della RAB;

- all'atto della nuova installazione, il valore di carico del misuratore è pari al valore regolatorio dell'*asset* rimosso, tipicamente il valore medio tra il costo effettivo e il costo *standard*. Tale costo del misuratore reinstallato sarà poi ammortizzato in un periodo di 10 anni.

Nel secondo triennio del quinto periodo di regolazione (2023-2025), l'Autorità prevede di:

- introdurre meccanismi idonei a gestire il passaggio da una modalità di raccolta manuale a una di raccolta automatizzata delle misure;

- accorpare tutte le componenti tariffarie del servizio di misura in un'unica componente della tariffa di riferimento che determina il livello dei ricavi ammessi per le

imprese, eventualmente differenziata per singola impresa;

- superare, per i costi relativi alla funzione di raccolta, validazione e registrazione delle misure, i criteri di riconoscimento basati su istanze individuali, tramite l'introduzione di parametri legati al livello di automatizzazione raggiunto, indipendenti dalle scelte *make* o *buy* e in una nuova logica di riconoscimento dei costi totali (*totex*).

Inoltre, poiché lo *smart metering* gas si presta all'introduzione di nuove funzionalità:

- l'Autorità prospetta la loro sperimentazione tramite progetti pilota, condotti da imprese distributrici eventualmente con la partecipazione di soggetti terzi;

- le imprese distributrici interessate dovranno fornire all'Autorità adeguate analisi costi-benefici, giustificando il differenziale di costo delle nuove funzionalità rispetto alla quantificazione e monetizzazione dei benefici;

- per la presentazione delle proposte, vengono fissate due finestre temporali nel corso del 2020 e un budget massimo complessivo, di cui il 70% con scadenza nella primavera 2020 e il 30% con scadenza nell'inverno 2020-21.

L'adozione dei provvedimenti dell'Autorità in relazione agli interventi illustrati nel documento è prevista con efficacia:

- dal 1° gennaio 2020, per i criteri di riconoscimento dei costi degli *smart meter* installati a partire da tale data, ivi inclusa la rimodulazione dei pesi attribuiti ai costi *standard* e ai costi effettivi, e per il trattamento dei costi ai fini regolatori dei misuratori oggetto di verifica metrologica, in applicazione delle disposizioni del D.M. n. 93/2017;

- da marzo 2020, per l'introduzione di schemi di supporto all'innovazione;

- da luglio 2020, per la frequenza della raccolta dei dati di misura e la revisione dei criteri di regolazione della *performance* della misura.

SICUREZZA DEL SERVIZIO DI DISTRIBUZIONE E MISURA DEL GAS

Con la **Delibera n. 75/2019/R/gas** l'Autorità ha determinato, per l'anno 2015, i premi e le penalità relativi ai recuperi di sicurezza del servizio di distribuzione del gas naturale e ha apportato alcune modifiche alla regolazione in merito alla gestione della rettifica dei dati. In particolare, per Toscana Energia ha rinviato a successivo provvedimento la determinazione dei premi e delle penalità per l'anno 2015, in esito alla risoluzione delle criticità emerse con riferimento alla nuova configurazione dell'impianto di Prato nell'Anagrafica territoriale della distribuzione gas;

Inoltre, la delibera:

- ha aggiornato i livelli tendenziali, relativamente alla componente dispersione, per

gli impianti interessati da modifiche, interconnessioni e separazioni, ai fini della determinazione dei premi e delle penalità per gli anni 2015-2019;
- ha differito agli anni 2016-2019 le penalità relative alla componente dispersioni per l'anno 2015;
- ha dato mandato alla Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali (CSEA) di provvedere al pagamento dei restanti premi, ovvero al netto di quanto già corrisposto alle imprese che avevano dato il proprio benestare ai sensi della Delibera n. 421/2018/R/gas, entro 30 giorni dalla data di pubblicazione del nuovo provvedimento, a valere sul Conto per la qualità dei servizi gas;
- ha fissato a 30 giorni dalla data di pubblicazione della Delibera il termine per il versamento delle penalità da parte delle imprese distributrici, a favore del Conto per la qualità dei servizi gas;
- ha apportato alcune modifiche alla regolazione della qualità dei servizi di distribuzione e misura del gas, prevedendo che le imprese distributrici, analogamente a quanto loro già consentito con riferimento all'anno 2015, possano rettificare i dati già trasmessi non correttamente a causa di un errore materiale, una volta conosciuti i risultati di previsione dei premi e delle penalità dell'anno di riferimento, ottenuti dall'Autorità e resi noti attraverso un sistema telematico. La richiesta dovrà essere effettuata nel periodo di tempo appositamente definito dall'Autorità e reso noto alle imprese distributrici interessate.

Con la **Delibera n. 305/2019/R/gas del 16 luglio 2019**, l'Autorità ha disposto un riconoscimento in acconto sull'importo complessivo netto dei premi relativi ai recuperi di sicurezza del servizio di distribuzione del gas naturale, per l'anno 2016, spettanti alle imprese interessate (saldo algebrico dei premi e delle penalità), in misura pari all'80%. L'Autorità ha previsto il suddetto riconoscimento a tutte le imprese distributrici che forniscano, mediante un sistema on-line, entro il 4 ottobre 2019, un riscontro positivo in relazione alla previsione dei premi e delle penalità per l'anno 2016, salvo espressa rinuncia comunicata mediante PEC alla CSEA entro il 15 ottobre 2019.

Con il **Documento di Consultazione n. 338/2019/R/gas del 30 luglio 2019**, l'Autorità ha illustrato gli orientamenti in relazione alla durata del quinto periodo regolatorio e ai criteri di regolazione della qualità dei servizi di distribuzione e misura del gas che troveranno applicazione a partire dell'anno 2020. Tali orientamenti tengono conto dei contributi forniti in esito alla pubblicazione del Documento n. 170/2019/R/gas e si basano sull'analisi dei principali risultati della regolazione ottenuti nel periodo 2014-2019.

Con la **Delibera n. 569/2019/R/gas del 27 dicembre 2019** l'Autorità ha approvato la regolazione della qualità dei servizi di distribuzione e misura del gas per il periodo 2020-2025.

In merito all'aggiornamento della regolazione in materia di sicurezza della distribuzione gas, l'Autorità:

- modifica gli obblighi relativi alla messa in protezione catodica efficace delle reti in acciaio;
- introduce un nuovo obbligo di servizio relativo al rispetto del tempo di eliminazione di una dispersione di gas, previsto dalle linee guida CIG n. 7, inteso come

il tempo, misurato in ore/giorni, intercorrente tra la data di localizzazione della dispersione e la data della sua eliminazione;

- assegna al CIG l'incarico di predisporre le linee guida per quanto riguarda la gestione delle segnalazioni da parte del personale addetto al centralino di pronto intervento gas, rinviando ogni decisione in merito all'opportunità o meno di predisporre delle linee guida per la qualificazione e valutazione del personale addetto alle attività di pronto intervento gas (requisiti di conoscenza, abilità e competenza);
- in materia di regolazione premi-penalità per la componente dispersioni, prevede di utilizzare, per la fissazione dei livelli di partenza e tendenziali (2020-2025), i dati relativi all'anno 2019 solo per gli impianti che hanno subito variazioni di stato e/o configurazione e i dati relativi al triennio 2017-2019 per quelli che non hanno subito variazioni di stato e/o configurazione;
- introduce, a partire dal 2023, l'obbligo per le imprese distributrici di avere nei punti di consegna solo impianti di odorizzazione ammodernati;
- rende più graduale, in un arco temporale di 5-6 anni, il completamento del processo di sostituzione/risanamento delle condotte in materiale critico (ghisa con giunti in canapa e piombo non risanata, pvc, cemento amianto e altro materiale non previsto dalle norme tecniche), stabilendo che l'impresa distributrice provveda alla sostituzione o al risanamento o dismissione di tali condotte:
    - entro il 31 dicembre 2022 nella misura minima del 40%;
    - entro il 31 dicembre 2024 nella misura minima del 75%;
- prevede, nei casi in cui non risulti oggettivamente possibile il rispetto di tali obblighi intermedi, che l'impresa distributrice possa presentare all'Autorità, entro il 31 dicembre 2020, un'istanza di deroga al rispetto dei termini temporali sopra citati, contenente, tra l'altro, un piano vincolante di risanamento/sostituzione, e che il mancato rispetto degli obiettivi indicati nel piano costituisca mancato rispetto di un obbligo di servizio;
- prevede l'applicazione di un coefficiente di riduzione sui recuperi di sicurezza pari a 0,5 nel caso di accadimento di un incidente da gas di responsabilità dell'impresa distributrice e l'annullamento degli eventuali premi nel caso in cui in un impianto si verifichino due o più incidenti da gas di responsabilità dell'impresa distributrice;
- introduce un nuovo indicatore in grado di fornire, per ogni impianto, la vita residua media ponderata sia delle tubazioni di rete esercite in AP/MP, sia di quelle esercite in BP, facendo riferimento ad una vita utile di 60 anni;
- prevede che, in caso di chiusura al traffico di tratti di strada comunale, siano comunicate al CIG solo le emissioni di gas in atmosfera che hanno comportato anche l'evacuazione della popolazione, equiparando ai tratti di strada comunale eventuali tratti di strada provinciale che insistano in centri abitati;
- relativamente all'introduzione dei nuovi requisiti del sistema di monitoraggio della pressione di esercizio nelle reti di distribuzione del gas naturale in bassa pressione, prevede che:
    - il piano di installazione degli strumenti di rilevazione sia completato entro il 31 dicembre 2022;
    - i costi di capitale da riconoscere alle imprese distributrici per la fornitura, installazione e messa in servizio degli strumenti di rilevazione siano riconosciuti a consuntivo e dichiarati nella tipologia di cespite

condotte;

- la pubblicazione dei dati e delle informazioni inerenti al sistema di monitoraggio della pressione di esercizio nelle reti di distribuzione del gas naturale in bassa pressione decorra dall'1 luglio 2023;

In merito all'aggiornamento della regolazione in materia di qualità commerciale, l'Autorità:

- rinvia al 2023 la revisione degli *standard* relativi al tempo di preventivazione di lavori complessi e quello relativo al tempo di preventivazione di lavori semplici, da valutare anche in relazione alla prospettiva dello svolgimento delle gare gas;

- rinvia ad un successivo provvedimento, l'introduzione di un meccanismo che consenta all'impresa distributrice di fornire a pagamento servizi con *standard* più elevati con corrispettivo dedicato.

In merito all'aggiornamento della regolazione in materia di misura, l'Autorità conferma in via transitoria per il 2020 le disposizioni già contenute nella Regolazione del periodo 2014-2019:

- in relazione ai misuratori accessibili, in materia di frequenza di raccolta della misura, dei relativi indennizzi e dei connessi obblighi di registrazione di informazioni;

- in relazione ai misuratori tradizionali parzialmente accessibili o non accessibili, limitatamente alle imprese distributrici con più di 50.000 clienti finali al 31 dicembre 2019, in materia di obblighi di lettura.

La delibera prevede, infine, che la Regolazione del periodo 2014-2019 di cui alla delibera n. 574/2013/R/gas continui ad applicarsi per quanto necessario all'attuazione della Regolazione del periodo 2020-2025 e per la definizione delle partite di competenza del periodo 2014-2019, ivi compresi gli obblighi di comunicazione delle informazioni in materia di dati di misura, previsti a decorrere dal 2020.

APPROVVIGIONAMENTI

Nell'esercizio 2019, relativamente all'attività di "core business" aziendale si è concluso l'iter di aggiudicazione per l'affidamento di lavori di manutenzione ordinaria e straordinaria (estensione e sostituzione rete, allacciamenti, attività su misuratore) per la rete di distribuzione gas metano gestita da Toscana Energia e per attività di pronto intervento, a seguito della gara espletata nel corso dell'esercizio 2018. Su tale procedura di gara erano stati presentati tre ricorsi al TAR nel corso del 2019, che si sono conclusi con sentenze favorevoli alla Società nel mese di febbraio 2020.

È stata esperita un'ulteriore procedura di gara aperta europea per l'affidamento di accordo quadro per lo svolgimento dei servizi di ingegneria nel campo della progettazione, direzione lavori, collaudi ed attività inerenti l'assolvimento degli obblighi di cui al d.lgs. 81/08.

Sono stati inoltre stipulati i seguenti contratti e esperite ulteriori procedure di gara inerenti:

- leasing quinquennale per attrezzature tecnologicamente innovative per l'ispezione programmata delle reti e la localizzazione delle dispersioni.
- dei lavori di efficientamento delle centrali termiche di alcuni IPRM;
- dei servizi di manutenzione e sviluppo del sistema SITGas;
- di prestazioni professionali connesse agli obblighi normativi che regolano la gestione degli impianti gas;
- del servizio di manutenzione ordinaria e straordinaria dei presidi di emergenza;
- del servizio di noleggio e relativa manutenzione dei Dispositivi di Protezione Individuale – APVR;
- di controlli non distruttivi su impianti e tubazioni gas.

Toscana Energia ha collaborato insieme ad Italgas alle gare per:

- la fornitura di misuratori del gas elettronici; la fornitura di energia elettrica e gas metano per sedi ed impianti della società;
- la fornitura di abbigliamento da lavoro e DPI;
- il traffico dati e la fonia mobile aziendale;
- la fornitura di materiale codificato per i lavori di manutenzione delle reti.

Riguardo gli altri ambiti di attività, infine, si segnalano le selezioni per:

- il servizio di vigilanza e portierato per le sedi;
- la fornitura e posa in opera di corpi illuminanti ad alta efficienza energetica presso le scuole di Prato;
- la fornitura di buoni regalo per i dipendenti nell'ambito dei Trofei Sicurezza e Zero Infortuni;
- le convenzioni per la fornitura di metano per autotrazione per gli automezzi aziendali.

I RISULTATI ECONOMICO - FINANZIARI

L'andamento economico 2019 della Società è sintetizzato, secondo una visione gestionale, nella tabella che segue[4]:

CONTO ECONOMICO[5]

(milioni di euro)	2018 OIC	2018	2019	Var. ass.	Var. %
Ricavi da attività distribuzione gas	133.751	140.621	139.293	(1.328)	-1%
Ricavi da attività diverse	10.121	1.797	1.734	(63)	-3%
Ricavi totali	**143.872**	**142.418**	**141.028**	**(1.390)**	**-1%**
Costi Operativi	(42.868)	(43.638)	(40.242)	3.396	-14%
di cui Costi del Personale	(16.694)	(16.720)	(16.297)	423	-3%
Margine operativo lordo	**101.004**	**98.780**	**100.786**	**2.006**	**2%**
Ammortamenti e svalutazioni	(43.223)	(47.082)	(44.148)	2.934	-6%
Utile operativo	**57.781**	**51.698**	**56.638**	**4.940**	**10%**
Proventi (oneri) finanziari netti	(2.293)	(2.559)	(2.698)	(139)	5%
Proventi netti su partecipazioni	950	950	1.241	291	31%
Utile prima delle imposte	**56.438**	**50.089**	**55.180**	**5.091**	**10%**
Imposte sul reddito	(15.439)	(13.573)	(14.981)	(1.408)	10%
Utile netto	**40.999**	**36.516**	**40.199**	**3.683**	**10%**

L'**utile operativo** conseguito nel 2019 ammonta a 56.638 mila euro, in aumento di 4.940 mila euro, pari al 10%, rispetto al 2018. Tale incremento è dovuto principalmente al saldo dei seguenti effetti:

– minori ricavi da attività distribuzione gas per 1.328 mila euro attribuibili essenzialmente ai seguenti fattori:

- minori ricavi per contributo ex art. 57 Delibera n. 367/14 (-2.975 migliaia di euro) derivanti dal piano di investimenti di sostituzione di misuratori tradizionali con quelli elettronici (smart meter), previsti nell'ambito del progetto della telelettura ex delibere dell'Autorità n. 631/13 e n. 554/15;
  – minori conguagli anni precedenti (-84 migliaia di euro);

4 - Con il regolamento n. 254 del 25 marzo 2009 la Commissione Europea ha omologato l'interpretazione IFRIC 12 "Accordi per servizi in concessione" che definisce i criteri di rilevazione e valutazione da adottare per gli accordi tra settore pubblico e privato relativi allo sviluppo, finanziamento, gestione e manutenzione di infrastrutture in regime di concessione. L'applicazione di tale interpretazione ha determinato l'iscrizione, in pari misura, dei ricavi e dei costi relativi alla costruzione e al potenziamento delle infrastrutture di distribuzione pari a 433,8 milioni di euro nel 2018 (434,8 milioni di euro nel 2017).

5 - Per la riconduzione dello schema di Conto economico riclassificato a quello obbligatorio si veda il paragrafo successivo "Riconduzione degli schemi di bilancio riclassificati a quelli obbligatori".

– minori ricavi per rimborsi di telelettura (-1.261 migliaia di euro) parzialmente compensati dall'aumento delle componenti tariffarie riconosciute ai fini regolatori (+2.514 migliaia di euro);

– maggiori altri ricavi regolati pari a 375 mila euro principalmente per maggiori ricavi da prestazioni per interventi su rete (+250 mila euro), maggiori incentivi ARERA (+165 mila euro) e maggiori ricavi per l'accertamento documentale (+320 mila euro) parzialmente compensati da minori rimborsi per oneri di interruzione (-359 mila euro).

– minori ricavi da attività diverse per 63 mila euro dovuti principalmente a minori altri ricavi e proventi (-659 mila euro), effetto parzialmente compensato da maggiori plusvalenze da alienazione (+ 103 mila euro), dai maggiori rimborsi vari di gestione (+489 mila euro);

– minori costi operativi per 3.396 mila euro dovuti principalmente alla riduzione del costo del lavoro (-423 mila euro) e dei costi esterni (-1.180 mila euro), effetti parzialmente compensati dall'incremento dei costi variabili (+1.260 mila euro) e dalla riduzione degli accantonamenti per rischi ed oneri (-3.052 mila euro);

- il decremento degli ammortamenti e svalutazioni (+2.934 mila euro) deriva da minori ammortamenti conseguenti alla riduzione della vita utile dei misuratori tradizionali soggetti al piano di sostituzione con quelli elettronici, previsto dalle delibere dell'Autorità nell'ambito del piano di realizzazione della telelettura, in quanto nell'esercizio è stata completata la sostituzione del 95% dei contatori tradizionali, parzialmente compensato dalle maggiori quote relative all'entrata in esercizio di nuove infrastrutture, principalmente per gli investimenti del periodo.

L'**utile netto** (40.199 mila euro) aumenta di 3.683 mila euro (+10% rispetto al 2018), oltre per il già citato incremento dell'utile operativo, per l'effetto combinato dei seguenti fenomeni:

– maggiori oneri finanziari netti, pari a 139 mila euro, principalmente correlati ai maggiori oneri finanziari correlati all'indebitamento;

– maggiori proventi netti su partecipazioni, pari a 291 mila euro, a fronte dell'incremento dei dividendi distribuiti dalla società collegata Gesam Reti Spa;

– maggiori imposte dell'esercizio, pari a 1.408 mila euro, a seguito principalmente dell'aumento del risultato prima delle imposte.

RICAVI

I **ricavi da attività distribuzione gas**, pari a 139.293,3 migliaia di euro, si riducono rispetto al 2018 di 1.327,8 migliaia di euro (+15%) e sono così composti:

(migliaia di euro)	2018	2019	Var. ass.	Var. %
Ricavi di vettoriamento	133.831,1	**132.128,0**	-1.703,0	-1%
Altri ricavi regolati distribuzione gas	6.790,0	**7.165,2**	375,2	6%
	140.621,1	**139.293,3**	**-1.327,8**	**-1%**

La voce registra un decremento pari a 1.327,8 migliaia di euro, dovuta al decremento dei ricavi netti da vettoriamento (-1.703 migliaia di euro) e un incremento degli altri

ricavi regolati della distribuzione gas (+375,2 migliaia di euro).

I ricavi netti del servizio di distribuzione, determinati in base alle delibere n. 639/2018/R/com, n. 128/2019/R/gas e La Delibera n. 667/2018/R/gas, ammontano a 132.128 migliaia di euro (133.831,1 migliaia di euro nel 2018, -1%).

Il decremento è attribuibile principalmente all'effetto combinato dei seguenti fattori:

- minori ricavi per contributo ex art. 57 Delibera n. 367/14 (-2.975 migliaia di euro) derivanti dal piano di investimenti di sostituzione di misuratori tradizionali con quelli elettronici (smart meter), previsti nell'ambito del progetto della telelettura ex delibere dell'Autorità n. 631/13 e n. 554/15;
- con riferimento alla Delibera n. 570/R/Gas sulle nuove disposizioni in tema di riconoscimento dei costi residui di misuratori tradizionali di classe inferiore o uguale a G6 sostituiti con smart meter, la società non ha riflesso in bilancio, in via prudenziale, gli impatti derivanti dal cambio della metodologia sugli anni precedenti, in attesa che il Direttore della Direzione Infrastrutture Energia e Unbundling, mediante propria determinazione, individui soluzioni operative coerenti per gestire il raccordo tra dismissioni regolatorie e dismissioni contabili come previsto dall'art. 11 della Delibera n. 570/2019/R/gas.
- maggiori conguagli anni precedenti (84 migliaia di euro);
- minori ricavi per rimborsi di telelettura (-1.261 migliaia di euro)
- parzialmente compensati dall'aumento delle componenti tariffarie riconosciute ai fini regolatori (+2.514 migliaia di euro);

Gli altri ricavi regolati, pari a 7.165 mila euro, si incrementano di 375 mila euro principalmente per maggiori ricavi da prestazioni per interventi su rete (+250 mila euro), maggiori incentivi ARERA (+165 mila euro) e maggiori ricavi per l'accertamento documentale (+320 mila euro) parzialmente compensati da minori rimborsi per oneri di interruzione (-359 mila euro).

I **ricavi da attività diverse** (1.734,5 milioni di euro), diminuiscono rispetto allo scorso esercizio di 63 mila euro (-3%) e comprendono le seguenti voci:

(migliaia di euro)	2018	2019	Var. ass.	Var. %
Ricavi per prestazioni amministrative	454,9	**452,9**	(2)	0%
Proventi immobiliari	208,0	**214,6**	7	3%
Plusvalenze da alienazione	0,0	**103,1**	103	100%
Rimborsi vari di gestione	233,2	**721,7**	489	210%
Altri proventi diversi	901,0	**242,1**	(659)	-73%
	1.797,1	**1.734,5**	**(63)**	**-3%**

I ricavi per prestazioni, pari a 452,9 mila euro, comprendono le prestazioni per i contratti di service verso la controllata Toscana Energia Green S.p.A. e le altre società del settore.

COSTI OPERATIVI

I **costi operativi** (40.242mila) diminuiscono di 3.396 mila euro e sono così ripartiti:

(migliaia di euro)	2018	2019	Var. ass.	Var. %
Costi variabili	2.155	**3.415**	1.260	58%
Costi fissi	38.370	**36.766**	(1.604)	-4%
Accantonamenti per rischi, oneri e svalutazione crediti al netto degli utilizzi per esuberanza	3.113	**61**	(3.052)	-98%
	43.638	**40.242**	**(3.396)**	**-8%**

In particolare, i **costi variabili**, pari 3.415 mila euro aumentano di 1.260 mila euro rispetto allo scorso esercizio, comprendono le seguenti voci:

(migliaia di euro)	2018	2019	Var. ass.	Var. %
Consumo gas preriscaldo	1.019	**764**	(255)	-25%
Oneri netti da Titoli di Efficienza Energetica	-	**1.552**	1.552	100%
Altri costi	1.136	**1.099**	(37)	-3%
	2.155	**3.415**	**1.260**	**58%**

I **costi fissi**, pari a 36.766 mila euro diminuiscono di 1.604 mila euro rispetto al 31 dicembre 2018, comprendono le seguenti voci:

(migliaia di euro)	2018	2019	Var. ass.	Var. %
Costo del personale	16.720	**16.297**	(423,5)	-3%
Costi esterni	21.650	**20.470**	(1.180,5)	-5%
	38.370	**36.766**	**(1.604,0)**	**-4%**

In particolare, il costo del personale, pari a 16.297 mila euro, comprende le seguenti voci:

(migliaia di euro)	2018	2019	Var. ass.	Var. %
Costo lavoro lordo	26.348	**26.546**	198	1%
Servizi relativi al personale	1.049	**1.199**	150	14%
Capitalizzazioni	-10.677	**-11.448**	(771)	7%
	16.720	**16.297**	**-423**	**-3%**

Il costo del personale diminuisce di 423 mila euro ed è attribuibile principalmente all'effetto combinato dei seguenti fattori:

- maggiori capitalizzazioni nell'esercizio per 771 mila euro (per maggiori ore capitalizzate);
- maggior costo del lavoro lordo per 198 mila euro dovuto all' incremento del costo medio unitario compensato dalla riduzione della forza media di 8,2 unità;

– maggiori costi per servizi relativi al personale per 150 mila euro per spese di reclutamento e addestramento.

I costi esterni, pari a 20.470 mila euro, comprendono le seguenti voci:

(migliaia di euro)	2018	2019	Var. ass.	Var. %
Canoni e compartecipazioni per concessioni, licenze e brevetti	6.398,0	**6.758,0**	360,0	6%
Comunicazione, contrib. associativi, erogazioni liberali	803,0	**756,0**	-47,0	-6%
Materiali, manutenzioni e prestazioni tecniche	4.082,0	**4.417,0**	335,0	8%
Servizi informatici	3.623,0	**3.457,0**	(166,0)	-5%
Servizi vari (postali, telefonici, vigilanza, energia elettrica, ecc.)	1.875,0	**2.238,0**	363,0	19%
Gestione automezzi	1.003,0	**1.024,0**	21,0	2%
Lettura contatori	1.641,0	**1.259,0**	(382,0)	-23%
Locazioni e noleggi	536,0	**386,0**	(150,0)	-28%
Consulenze e prestazioni professionali	1.522,0	**1.574,0**	52,0	3%
Costi di verifica reti	0,0	**380,0**	380,0	100%
Assicurazioni	413,0	**440,0**	27,0	7%
Oneri interruzione dell'alimentazione dei punti di riconsegna richiesti dalle società di vendita	569,0	**517,0**	(52,0)	-9%
Costi della gestione ordinaria	22.465,0	**23.206,0**	741,0	3%
Minusvalenze patrimoniali	1.897,0	**645,0**	(1.252,0)	-66%
Costi per esodi agevolati	169,0	**167,0**	-2,0	-1%
Imposte indirette, tasse e tributi	390,0	**497,0**	107,0	27%
Altri oneri diversi	301,0	**413,0**	112,0	37%
Altri costi esterni	2.757,0	**1.722,0**	(1.035,0)	-38%
Capitalizzazione prestazioni interne	(3.572,0)	**(4.458,0)**	(886,0)	25%
	21.650,0	**20.470,0**	**-1.180,0**	-5%

I costi esterni diminuiscono di 1.180 mila euro (-5%). La diminuzione è dovuta all'aumento dei:

- costi per la gestione ordinaria per 741 mila euro, principalmente per l'incremento dei costi per la verifica reti (+380 mila euro) per i canoni per concessione licenze e brevetti (per 360 mila euro) e per acquisto materiali (per 335 mila euro) compensato dalla diminuzione dei costi per lettura contatori (-380 mila euro);

- alla diminuzione degli altri costi esterni per 1.035 mila euro dovuti prevalentemente alla diminuzione registrata delle minusvalenze patrimoniali;

- all'incremento delle capitalizzazioni per prestazioni interne di 886 mila euro.

AMMORTAMENTI E SVALUTAZIONI

Nell'esercizio 2019 la Società ha effettuato **ammortamenti e svalutazioni** per 44.148 mila euro, così ripartiti:

(migliaia di euro)	2018	2019	Var. ass.	Var. %
Ammortamenti delle immobilizzazioni immateriali (IFRIC 12)	41.840,9	**38.792,2**	(3.048,7)	(7,3)
Ammortamenti delle immobilizzazioni immateriali	4.181,2	**4.011,8**	(169,5)	(4,1)
Ammortamenti delle immobilizzazioni materiali	1.060,2	**1.344,1**	283,9	26,8
Totale ammortamenti	47.082,3	**44.148,0**	**(2.934,2)**	(6,2)
Svalutazioni e utilizzi				
	47.082,3	**44.148,0**	**(2.934,2)**	**(6,2)**

Il decremento (-2.934,2 mila euro), deriva principalmente, da minori ammortamenti conseguenti alla riduzione della vita utile dei misuratori tradizionali soggetti al piano di sostituzione con quelli elettronici, previsto dalle delibere dell'Autorità nell'ambito del piano di realizzazione della telelettura, in quanto nell'esercizio è stata completata la sostituzione del 95% dei contatori tradizionali (per circa -4,3 mln), parzialmente compensato dalle maggiori quote relative all'entrata in esercizio di nuove infrastrutture, principalmente per gli investimenti del periodo.

ONERI FINANZIARI NETTI

Gli **oneri finanziari netti** (2.698,4 mila euro) aumentano di 139,4 mila euro rispetto al 2018 e sono così suddivisi:

(migliaia di euro)	2018	2019	Var. ass.	Var. %
Oneri finanziari correlati all'indebitamento finanziario	2.403,8	**2.506,3**	102,5	4,3
Altri proventi	(2,0)	**(0,8)**	1,2	(61,1)
Altri oneri	157,2	**192,9**	35,7	22,7
	2.559,0	**2.698,4**	**139,4**	**5,4**

Gli oneri finanziari correlati all'indebitamento finanziario (2.506,3 mila euro) comprendono gli oneri finanziari derivanti dai contratti passivi di finanziamento in essere nei confronti degli istituti di credito e nei confronti della controllante Italgas S.p.A.

PROVENTI NETTI SU PARTECIPAZIONI

I **proventi netti su partecipazioni**, pari a 1.240,6 mila euro (949,7 mila euro al 31 dicembre 2018), incrementano rispetto all'esercizio precedente di 290,9 mila euro a fronte dei maggiori dividendi corrisposti dalla società partecipata Gesam Reti S.p.A..

(migliaia di euro)	2018	2019	Var. ass.	Var. %
Dividendi:				
Gesam Reti S.p.A.	949,7	**1.240,6**	290,9	30,6
	949,7	**1.240,6**	**290,9**	**30,6**

IMPOSTE SUL REDDITO

Le **imposte sul reddito** (14.981 mila euro) aumentano di 1.480 mila euro, principalmente a seguito dell'aumento del risultato prima delle imposte.

L'incidenza delle imposte dell'esercizio sul risultato prima delle imposte (tax rate) è pari al 27,15% (27,10% nel 2018), sostanzialmente in linea rispetto all'esercizio precedente.

STATO PATRIMONIALE RICLASSIFICATO

Lo schema di Stato patrimoniale riclassificato[6] aggrega i valori attivi e passivi dello schema obbligatorio pubblicato nella Relazione finanziaria dell'esercizio in chiusura, secondo il criterio della funzionalità alla gestione dell'impresa, suddivisa convenzionalmente nelle tre funzioni fondamentali: l'investimento, l'esercizio e il finanziamento.

Con riferimento alla struttura patrimoniale - finanziaria, il capitale investito netto al 31 dicembre 2019 è di 827.441 mila euro, in aumento di 21.690 mila euro rispetto al 31 dicembre 2018.

(migliaia di euro)	2018 OIC	2018	2019	Var. ass.
Capitale immobilizzato	**825.864**	**829.370**	**834.062**	**4.691**
Immobili, impianti e macchinari	781.603	29.333	**32.778**	3.444
Attività immateriali	15.937	775.733	**783.283**	7.550
Partecipazioni	28.324	26.803	**26.803**	
Crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa				
Debiti netti relativi all'attività di investimento		(2.499)	**(8.802)**	(6.303)
Capitale di esercizio netto (*)	**(59.342)**	**(14.517)**	**2.154**	**16.671**
Fondi per benefici ai dipendenti	**(6.686)**	**(9.102)**	**(8.774)**	**328**
CAPITALE INVESTITO NETTO	**759.836**	**805.751**	**827.441**	**21.690**
Patrimonio netto	**379.867**	**425.192**	**401.651**	**(23.541)**
Indebitamento finanziario netto	**379.969**	**375.416**	**419.808**	**44.392**
Debito finanziario relativo al leasing operativo		**5.143**	**5.982**	**839**
Indebitamento finanziario netto con IFRS 16	**379.969**	**380.559**	**425.790**	**45.231**
COPERTURE	**759.836**	**805.751**	**827.441**	**21.690**

6 - Per la riconduzione dello schema di Stato patrimoniale riclassificato a quello obbligatorio si veda il paragrafo successivo "Riconduzione degli schemi di bilancio riclassificati a quelli obbligatori".

IMMOBILIZZAZIONI MATERIALI E IMMATERIALI

Le **immobilizzazioni materiali e immateriali** sono esposte come segue:

(migliaia di €)	31.12.2018	31.12.2019	Var. ass.
Immobilizzazioni soggette a IFRIC 12	759.952,0	**768.671,7**	8.719,7
Immobilizzazioni immateriali	15.780,8	**14.611,1**	(1.169,7)
Immobilizzazioni materiali	29.333,5	**32.777,8**	3.444,3
	805.066,3	**816.060,6**	**10.994,3**

Le immobilizzazioni soggette all'applicazione dell'IFRIC 12 ammontano a 768.671,7 mila euro e aumentano di 8.719,7 mila euro rispetto al precedente esercizio per gli investimenti del periodo al netto dei contributi (49.310 mila euro), effetto parzialmente compensati dalle quote di ammortamento dell'esercizio al netto del rilascio dei contributi (-38.792 mila euro), dai decrementi e riclassifiche nette dell'esercizio (-1.799 mila euro).

Le immobilizzazioni immateriali, pari a 14.611 mila euro, si riferiscono principalmente a diritti di brevetto industriale e di utilizzazione delle opere dell'ingegno (software) per 1.043 mila euro, a concessioni e licenze per 12.245 mila euro e ad altre immobilizzazioni immateriali per 1.323 mila euro. Il decremento di 1.169,7 mila euro deriva dalle quote di ammortamento dell'esercizio (-2.992 mila di euro), effetti parzialmente compensati dagli investimenti dell'esercizio (+1.881 milioni di euro) e dai decrementi e riclassifiche nette dell'esercizio (+58 mila euro).

Le immobilizzazioni materiali ammontano a 32.777,8 milioni di euro e sono composte principalmente da fabbricati, attrezzature industriali e commerciali e immobilizzazioni in corso. L'incremento di 3.444 mila euro deriva dagli investimenti del periodo per 5.998 mila euro, di cui in adozione del principio IFRS 16 per 2.100 mila euro, effetto parzialmente compensati dagli ammortamenti effettuati nell'esercizio pari a 2.366 mila euro, dai decrementi e riclassifiche nette dell'esercizio, pari a -188 mila euro.

PARTECIPAZIONI

Le **partecipazioni** (26.803 mila euro), non subiscono variazioni rispetto all'esercizio precedente.

DEBITI NETTI RELATIVI ALL'ATTIVITÀ DI INVESTIMENTO

I **debiti netti relativi all'attività di investimento**, pari a 8.802 mila euro, riguardano essenzialmente debiti verso fornitori per le attività di mantenimento, potenziamento ed estensione della rete di distribuzione.

CAPITALE DI ESERCIZIO NETTO

Il **capitale di esercizio netto** (+2.153 mila euro) comprende le seguenti voci:

(migliaia di euro)	31.12.2018	31.12.2019	Var. ass.
Crediti commerciali	28.781,8	**38.073,8**	9.292,1
Crediti tributari	8.067,0	**3.249,8**	(4.817,2)
Rimanenze	2.764,9	**6.308,8**	3.543,9
Altre attività di esercizio	59.170,1	**62.822,7**	3.652,7
Fondi per rischi e oneri	(9.568,9)	**(7.548,4)**	2.020,4
Passività per imposte differite	(61.235,4)	**(57.902,6)**	3.332,7
Debiti commerciali	(14.536,5)	**(19.564,4)**	(5.027,9)
Debiti tributari	(848,0)	**(794,8)**	53,2
Altre passività di esercizio	(27.112,4)	**(22.491,1)**	4.621,3
	(14.517,2)	**2.153,9**	**16.671,1**

La variazione del capitale d'esercizio netto di 16.671 mila euro è dovuta principalmente ai seguenti effetti combinati:

- incremento dei crediti commerciali netti (+9.292 mila euro), dovuto principalmente alla riduzione dei crediti ceduti con scadenza nel gennaio dell'anno successivo rispetto allo scorso anno
- diminuzione dei crediti tributari per -4.817 mila euro dovuta principalmente alla cessione dell'iva per 3.500 mila euro che lo scorso anno non era stata eseguita;
- all'aumento delle rimanenze finali di magazzino per 3.543 mila euro dovuta alla attività connessa alla sostituzione dei misuratori;
- incremento della altre attività di esercizio per 3.652 mila euro prevalentemente per crediti verso la CSEA;
- decremento dei fondi per rischi e oneri per 2.020 mila euro;
- diminuzione delle passività per imposte differite per 3.332 mila euro per il loro fisiologico assorbimento dell'esercizio;
- aumento dei debiti commerciali per 5.027 mila euro riguardante i maggiori debiti verso fornitori;
- diminuzione delle altre passività di esercizio per 4.621 mila euro.

FONDI BENEFICI AI DIPENDENTI

I **fondi per benefici ai dipendenti**, pari a 8.774 mila euro, riguardano:

- il fondo trattamento di fine rapporto (6.942 mila euro), disciplinato dall'art. 2120 del Codice Civile, che rappresenta la stima dell'obbligazione, determinata sulla base di tecniche attuariali, relativa all'ammontare da corrispondere ai dipendenti all'atto della cessazione del rapporto di lavoro;
- il fondo generato a seguito della soppressione, a far data dal 1° dicembre 2015, del Fondo Gas ai sensi della Legge 6 agosto 2015, n. 125 (1.380 mila euro);
- gli altri fondi per benefici ai dipendenti (453 mila euro), relativi alla stima degli oneri per premi di anzianità (in particolare, premi in natura che verranno corrisposti ai dipendenti al raggiungimento del 25° e 35° anno di anzianità aziendale);

PROSPETTO DELL'UTILE COMPLESSIVO

Di seguito è fornito il "prospetto dell'utile complessivo", nel quale sono indicati i proventi/oneri che, sebbene aventi natura economica, per espressa disposizione dei principi contabili internazionali, sono rilevati come variazioni di patrimonio netto.

(in euro)	2018	2019
Utile netto dell'esercizio	**36.516.452**	**40.198.717**
Altre componenti dell'utile complessivo		
Componenti non riclassificabili a Conto economico:		
Utili (perdite) attuariali da remeasurement piani a benefici definiti per i dipendenti	(237.409)	**(311.233)**
Effetto fiscale	56.978	**74.695,9**
Componenti riclassificabili a Conto economico:		
Variazione fair value derivati di copertura cash flow hedge	180.162	**169.588**
Effetto fiscale	(43.238)	**(40.701)**
Totale altre componenti dell'utile complesssivo al netto dell'effetto fiscale	**(43.507)**	**(107.650)**
Totale utile complessivo dell'esercizio	**36.472.945**	**40.091.066**

PATRIMONIO NETTO

Il **patrimonio netto** al 31 dicembre 2019 ammonta a 401.651 mila euro e si decrementa di 23.541 mila euro rispetto al 31 dicembre 2018. Tale diminuzione è determinata principalmente dalla distribuzione degli utili dell'esercizio 2018, pari a 28.687 di euro a seguito della delibere dell'Assemblea ordinaria degli Azionisti di Toscana Energia Spa del 2 aprile 2019, e dalla distribuzione straordinaria di riserve di 34.945 mila euro a seguito della delibere dell'Assemblea ordinaria degli Azionisti di Toscana Energia Spa del 25 novembre 2019, effetti parzialmente compensati dall'utile dell'esercizio di 40.199 mila euro e dalla variazione della riserva per remesurement IAS 19 (237 mila euro).

INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO

L'**indebitamento finanziario netto** è determinato dal saldo tra indebitamento, disponibilità liquide e impieghi finanziari non strumentali all'attività operativa quali titoli e depositi bancari. Al 31 dicembre 2019 ammonta a 419.808 mila euro, registrando un incremento di 44.392 mila euro rispetto al 31 dicembre 2018. I debiti finanziari sono verso Italgas S.p.A. e verso terzi comprendono debiti a breve e a lungo termine (rispettivamente per 30.311 e 365.468 mila euro) e quote a breve di debiti finanziari a lungo (127.221 mila euro), al netto delle operazioni di factoring in transito pari a 6.290 mila euro. Includendo gli effetti derivanti dall'applicazione dell'IFRS 16, pari a 5.982 mila euro, l'indebitamento finanziario netto si attesta a 425.789.7 mila euro.

(migliaia di euro)	31.12.2018	31.12.2019	Var. ass.
Debiti finanziari	401.748,9	**528.981,8**	127.233,0
Disponibilità liquide	(16.339,5)	**(98.341,8)**	(82.002,3)
Crediti finanziari	(4.850,8)	**(4.850,4)**	0,4
	380.558,6	**425.789,7**	**45.231,0**

L'incremento dell'indebitamento finanziario netto (+45.231 mila euro) è attribuibile ai maggiori debiti finanziari a lungo termine (+224.456 mila euro) e dai maggiori debiti finanziari a breve termine (+30.004 mila euro), effetti parzialmente compensati dalle minori quote a breve termine di debiti finanziari a lungo (-127.227 euro), dalle maggiori disponibilità liquide (-82.002 mila euro).

Le passività finanziarie a lungo termine rappresentano l'87% dell'indebitamento finanziario netto.

Le passività finanziarie sono interamente denominate in euro.

Il debito finanziario a lungo termine include euro 90 milioni di un finanziamento erogato da BEI alla Società. Negli schemi di bilancio tale finanziamento è classificato tra le passività correnti; si rimanda alle Note al Bilancio per gli ulteriori commenti.

RENDICONTO FINANZIARIO RICLASSIFICATO E VARIAZIONE DELL'INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO

Lo schema del rendiconto finanziario[7] riclassificato sotto riportato è la sintesi dello schema del rendiconto finanziario obbligatorio. Il rendiconto finanziario riclassificato consente il collegamento tra la variazione delle disponibilità liquide tra inizio e fine periodo e la variazione dell'indebitamento finanziario netto tra inizio e fine periodo. La misura che consente il raccordo tra i due rendiconti è il "free cash flow" (avanzo o deficit di cassa che residua dopo il finanziamento degli investimenti).

Il free cash flow chiude alternativamente: (i) sulla variazione di cassa di periodo, dopo che sono stati aggiunti/sottratti i flussi di cassa relativi ai debiti/attivi finanziari (accensioni/rimborsi di crediti/debiti finanziari) e al capitale proprio (pagamento di dividendi/apporti di capitale); (ii) sulla variazione dell'indebitamento finanziario netto di periodo, dopo che sono stati aggiunti/sottratti i flussi di indebitamento relativi al capitale proprio (pagamento di dividendi/apporti di capitale).

RENDICONTO FINANZIARIO RICLASSIFICATO

(migliaia di €)	2018	2019
Utile netto	**36.516**	**40.199**
a rettifica:		
- (plusvalenze) minusvalenze nette su cessioni di attività	1.897	1.552
- ammortamenti e altri componenti non monetari	51.994	49.184
- dividendi, interessi e imposte sul reddito	15.182	16.438
Flusso di cassa del risultato operativo prima della variazione del capitale di esercizio	**105.589**	107.373

7 - Per la riconduzione dello schema di Rendiconto finanziario riclassificato a quello obbligatorio si veda il successivo paragrafo "Riconduzione degli schemi di bilancio riclassificati a quelli obbligatori".

Variazione del capitale di esercizio relativo alla gestione	22.166	(19.060)
Variazione fondo benefici ai dipendenti	69	(328)
Dividendi incassati, imposte pagate, interessi (pagati) incassati	(18.232)	(17.415)
Flusso di cassa netto da attività operativa	**109.592**	**70.570**
Investimenti tecnici	(55.386)	(58.010)
Dismissioni	517	101
Investimenti in partecipazioni, titoli e rami d'azienda	0	0
Altre variazioni relative all'attività di investimento	35	6.303
Free cash flow prima di operazioni di Merger and Acquisition	**54.758**	**18.964**
Acquisizione partecipazioni e rami d'azienda		0
Free cash flow	**54.758**	**18.964**
Imprese entrate nell'area di consolidamento		
di cui:		
prezzo pagato per equity		
accollo debiti netti società acquisite		
Free cash flow		
Variazione dei debiti finanziari	14.503	133.524
Altre variazioni	(43)	**(108)**
Flusso di cassa del capitale proprio	(57.649)	(64.087)
Flusso di cassa netto dell'esercizio	**11.569**	**88.293**

VARIAZIONE INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO

(migliaia di euro)	2018	2019
Free cash flow prima di operazioni di Merger and Acquisition	**54.758**	**18.964**
Variazioni per acquisizioni di partecipazioni e rami aziendali		
Altre variazioni	(43)	**(108)**
Flusso di cassa del capitale proprio	(57.649)	**(64.087)**
Variazione indebitamento finanziario netto esclusi i debiti per leasing ex IFRS 16	**(3.276)**	**(46.031)**
Variazione debiti finanziari ex IFRS 16	342	**800**
Variazione indebitamento finanziario netto	**(2.934)**	**(45.231)**

Il flusso di cassa netto da attività operativa pari a 70.570 mila euro (-35,6% rispetto al dato 2018) ha consentito di finanziare totalmente il flusso derivante dagli investimenti al netto dei contributi e della variazione dei relativi debiti, pari a la spesa per investimenti pari a 51.606, generando un free cash flow di 18.964 euro. Dopo la distribuzione del dividendo a valere sul risultato 2018, l'aumento dell'indebitamento finanziario netto è stato di 45.231 euro, al lordo dell'effetto incrementativo derivante dalla variazione connessa all'adozione dell'IFRS 16 relativa ai debiti per leasing (800 mila euro).

RICONDUZIONE DEGLI SCHEMI DI BILANCIO RICLASSIFICATI A QUELLI OBBLIGATORI

(migliaia di €)	2018			2019		
	Valori da schema obbligatorio	Valori parziali da schema obbligatorio	**Valori da schema riclassificato**	**Valori da schema obbligatorio**	Valori parziali da schema obbligatorio	**Valori da schema riclassificato**
Ricavi (da schema obbligatorio)	**197.359,4**			**196.195,2**		
- Ricavi per costruzioni e potenziamento delle infrastrutture di distribuzione IFRIC 12		(50.029,1)			(50.131,5)	
- Rilascio dei contributi allacciamento di competenza dell'esercizio		(4.912,0)			(5.035,9)	
Ricavi totali (da schema riclassificato)			**142.418,2**			**141.027,7**
Costi operativi (da schema obbligatorio)	**(93.666,2)**			**(90.373,7)**		
- Ricavi per costruzioni e potenziamento delle infrastrutture di distribuzione IFRIC 12		50.029,1			50.131,5	
Costi operativi (da schema riclassificato)			**(43.637,1)**			**(40.242,2)**
Margine operativo lordo (EBITDA)			**98.781,1**			**100.785,6**
Ammortamenti e svalutazioni (da schema obbligatorio)	**(51.994,3)**			**(49.184,0)**		
- Rilascio dei contributi allacciamento di competenza dell'esercizio		4.912,0			5.035,9	
Ammortamenti e svalutazioni (da schema riclassificato)			**(47.082,3)**			**(44.148,0)**
Utile operativo (EBIT)	**51.698,8**		**51.698,8**	**56.637,5**		**56.637,5**
Oneri finanziari netti	(2.559,0)		(2.559,0)	(2.698,4)		(2.698,4)
Proventi netti su partecipazioni	949,7		949,7	1.240,6		1.240,6
Utile prima delle imposte	**50.089,5**		**50.089,5**	**55.179,7**		**55.179,7**
Imposte sul reddito	(13.573,1)		(13.573,1)	(14.981,0)		(14.981,0)
Utile (Perdita netta)	**36.516,5**		**36.516,5**	**40.198,7**		**40.198,7**

STATO PATRIMONIALE RICLASSIFICATO

(migliaia di €)		31 dicembre 2018		31 dicembre 2019	
Voci dello stato patrimoniale riclassificato (dove non espressamente indicato, la componente è ottenuta direttamente dallo schema legale)	Riferimento alle note al bilancio	Valori parziali da schema obbligatorio	Valori da schema riclassificato	Valori parziali da schema obbligatorio	Valori da schema riclassificato
Capitale immobilizzato					
Immobili, impianti e macchinari	(vedi nota 12)		29.168,6		32.612,9
Investimenti immobiliari			164,9		164,9
Attività immateriali			775.732,8		783.282,8
- Attività immateriali	(vedi nota 13)	887.946,5		891.281,6	
- Altre passività da attività regolate	(vedi nota 19)	(112.213,7)		(107.998,8)	
Partecipazioni	(vedi nota 14)		26.802,7		26.802,7
Crediti finanziari e Titoli strumentali all'attività operativa	(vedi nota 8-15)		0,0		0,0
Debiti netti relativi all'attività di investimento, composti da:			(2.498,8)		(8.801,7)
- debiti per attività di investimento	(vedi nota 18)	(2.498,8)		(8.801,7)	
Totale Capitale immobilizzato			**829.370,2**		**834.061,6**
Capitale di esercizio netto					
Rimanenze	(vedi nota 9)		2.764,9		6.308,8
Crediti commerciali			28.781,8		38.073,8
- crediti commerciali	(vedi nota 8)				
- debiti verso CCSE a rettifica dei relativi crediti	(vedi nota 18)				
Crediti tributari, composti da:			8.067,0		3.249,8
- Attività per imposte sul reddito correnti	(vedi nota 8)	1.657,2		666,5	
- Attività per altre imposte correnti	(vedi nota 10)	6.409,8		2.583,3	
Altre attività di esercizio, composte da:			59.170,1		62.822,7
- altri crediti	(vedi nota 8)	17.671,7		22.156,3	
- altre attività correnti e non correnti	(vedi nota 11)	41.498,4		40.666,4	
Debiti commerciali			(14.536,5)		(19.564,4)
- debiti commerciali	(vedi nota 18)	(14.536,5)		(19.564,4)	
- debiti verso CCSE a rettifica dei relativi crediti	(vedi nota 18)				
- debiti verso fornitori per TEE a rettifica dei crediti vs GME	(vedi nota 16)				
Debiti tributari e fondo imposte netto, composti da:			(848,0)		(794,8)
- passività per imposte sul reddito correnti	(vedi nota 10)	0		0	
- passività per altre imposte correnti	(vedi nota 10)	(848,0)		(794,8)	
Passività per imposte differite	(vedi nota 22)		(61.235,4)		(57.902,6)
Fondi per rischi e oneri	(vedi nota 20)		(9.568,9)		(7.548,4)
Altre passività, composte da:			(27.112,4)		(22.491,1)
- altre passività (non correnti)		(465,9)		(338,1)	
- altri debiti	(vedi nota 18)	(26.646,5)		(22.153,0)	
Totale Capitale di esercizio netto			**(14.517,2)**		**2.154**
Fondi per benefici ai dipendenti	(vedi nota 21)		**(9.102,0)**		**(8.774,5)**
Attività destinate alla vendita e passività direttamente associabili					**0,0**
- attività non correnti possedute per la vendita	(vedi nota 16)			0,0	
- passività non correnti possedute per la vendita	(vedi nota 16)				
CAPITALE INVESTITO NETTO			**805.751,0**		**827.441,0**
Patrimonio netto	(vedi nota 23)		**425.192,4**		**401.651,3**
Indebitamento finanziario netto					
Debiti finanziari e obbligazioni, composti da:			401.748,9		528.981,8
- passività finanziarie a lungo termine	(vedi nota 17)	145.680,8		284.452,9	
- quote a breve di passività finanziarie a lungo termine	(vedi nota 17)	255.761,6		124.251,4	
- passività finanziarie a breve termine	(vedi nota 17)	306,4		126.567,9	
- Operazioni di factoring in transito	(vedi nota 16)			(6.290,3)	
Crediti finanziari e disponibilità liquide ed equivalenti, composti da:			(21.190,2)		(103.192,2)
- Disponibilità liquide ed equivalenti	(vedi nota 6)	(16.339,5)		(104.632,1)	
- Altre attività finanziarie negoziabili o disponibili per la vendita	(vedi nota 7)		0	6.290	
- Crediti di natura finanziaria strumentali all'attività operativa	(vedi nota 8)	(4.850,8)			
- Operazioni di factoring in transito		0		-4.850,4	
Totale Indebitamento finanziario netto			**380.558,6**		**425.789,7**
COPERTURE			**805.751,0**		**827.441,0**

RENDICONTO FINANZIARIO RICLASSIFICATO

(migliaia di €)	2018		2019	
Voci del rendiconto finanziario riclassificato e confluenze delle voci dello schema legale	Valori parziali da schema obbligatorio	Valori da schema riclassificato	Valori parziali da schema obbligatorio	Valori da schema riclassificato
Utile netto		**36.516**		**40.199**
Rettifiche per ricondurre l'utile al flusso di cassa da attività operativa:				
Plusvalenze (minusvalenze) nette su cessioni di attività		**1.897**		**1.552**
Ammortamenti e altri componenti non monetari		**52.063**		**48.856**
- ammortamenti	51.994		49.184	
- variazione fondi per benefici ai dipendenti	69		-328	
Dividendi, interessi, imposte		**15.182**		**16.438**
- dividendi	-950		-1.241	
- interessi attivi	-53		-52	
- interessi passivi	2.612		2.750	
- differenze cambio				
- imposte su reddito	13.573		14.981	
Variazione del capitale di esercizio:		**22.166**		**-19.060**
- rimanenze	-446		-3.544	
- crediti commerciali	17.246		-9.292	
- debiti commerciali	2.730		3.228	
- fondi per rischi e oneri	2.001		-2.020	
- altre attività e passività	635		-7.432	
Variazione fondi per benefici ai dipendenti				
Dividendi incassati, imposte pagate, interessi (pagati) incassati:		**-18.232**		**-17.415**
- dividendi incassati	950		1.241	
- interessi incassati	51		0	
- interessi pagati	-2.496		-2.928	
- imposte sul reddito pagate al netto dei crediti d'imposta rimborsati	-16.737		-15.728	
Flusso di cassa netto da attività operativa		**109.592**		**70.570**
Investimenti tecnici:		**-55.386**		**-58.010**
- attività immateriali	-51.473		-52.012	
- immobili, impianti e macchinari	-3.913		-5.998	
Investimenti in partecipazioni, titoli e rami d'azienda:		**0**		**0**
- partecipazioni		**0**		**0**
- investimenti in rami d'azienda		**0**		**0**
Dismissioni:		**517**		**101**
- immobili, impianti e macchinari	516		101	
- attività immateriali	1			
-attività operative cedute				
- partecipazioni				
Altre variazioni relative all'attività di investimento/disinvestimento:		**35**		**6.303**
- variaz. debiti e crediti relativi all'attività di invest. e imputazione ammortamenti	35		6.303	
- disinvestimenti finanziari: crediti finanziari				
- variazione debiti e crediti relativi all'attività di disinvestimento				
Free cash flow		**54.758**		**18.964**
Variazione debiti finanziari correnti e non correnti:		**14.503**		**133.524**
- assunzione debiti finanziari non correnti	0		280.000	
- rimborsi di debiti finanziari non correnti	-63.115		-104.535	
- incremento (decremento) di debiti finanziari correnti	77.618		-41.941	
- riclassifica: apporto società incorporate				
Flusso di cassa del capitale proprio:		**-57.692**		**-64.195**
- apporti (rimborsi) netti di capitale proprio da/a terzi				
- dividendi distribuiti agli azionisti	-57.649		-64.087	
- altre variazioni	-43		-108	
Flusso di cassa netto dell'esercizio		**11.569**		**88.293**

FATTORI DI INCERTEZZA E GESTIONE DEI RISCHI

RISCHI DERIVANTI DALL'EVOLUZIONE DELLA NORMATIVA DI RIFERIMENTO

Toscana Energia svolge la propria attività in un settore del gas soggetto a regolamentazione. Le direttive e i provvedimenti normativi emanati in materia dall'Unione Europea e dal Governo Italiano, le decisioni dell'Autorità e più in generale la modifica del contesto normativo di riferimento possono avere un impatto sull'operatività, i risultati economici e l'equilibrio finanziario della Società.

Considerando la specificità del business e il contesto in cui Toscana Energia opera, particolare rilievo assume l'evoluzione del contesto regolatorio in materia di criteri per la determinazione delle tariffe di riferimento.

A tal fine, si evidenzia che l'Autorità, con la Delibera n. 570/2019/R/gas[8], ha definito i criteri di determinazione delle tariffe di riferimento per il quinto periodo di regolazione del servizio della distribuzione del gas naturale.

Non si possono escludere futuri cambiamenti nelle politiche normative adottate dall'Unione Europea o a livello nazionale che potrebbero avere ripercussioni impreviste sul quadro normativo di riferimento e, di conseguenza, sull'attività e sui risultati di Toscana Energia.

RISCHIO MERCATO E COMPETIZIONE

RISCHI CONNESSI ALLA SCADENZA E AL RINNOVO DELLE CONCESSIONI DI DISTRIBUZIONE DEL GAS

L'attività di distribuzione del gas in cui è attiva Italgas è esercitata in virtù di concessioni rilasciate dai singoli comuni. Alla data del 31 dicembre 2019, Toscana Energia è titolare di un portafoglio di - concessioni di distribuzione di gas naturale nel territorio della regione Toscana. Il decreto interministeriale n. 226/11 ha stabilito che il servizio di distribuzione del gas possa essere effettuato solo sulla base di procedure di gara indette esclusivamente per ATEM, di dimensione prevalentemente provinciale.

Toscana Energia, nell'ambito delle procedure di gara avviate potrebbe non risultare aggiudicataria delle concessioni negli ambiti pianificati, oppure potrebbe aggiudicarsi tali concessioni a condizioni meno favorevoli di quelle attuali con possibili impatti negativi sull'attività operativa e sulla situazione economica, patrimoniale e finanziaria. Si deve tuttavia rilevare che, nel caso di mancata aggiudicazione di concessioni relativamente ai comuni precedentemente gestiti, Toscana Energia avrebbe diritto a vedersi riconoscere il valore di rimborso previsto a favore del gestore uscente. Non si può escludere che il valore di rimborso delle concessioni, per le quali risulti assegnatario un soggetto terzo all'esito delle gare d'ambito, sia inferiore al valore della RAB. In tal caso si potrebbero determinare effetti negativi sull'attività e sulla situazione

8 - Per maggiori dettagli si rimanda al capitolo "Quadro tariffario" della Relazione sulla gestione.

patrimoniale, economica e finanziaria della Società.

Inoltre, si segnala che, nell'ambito delle procedure di gara, Toscana Energia potrebbe risultare aggiudicataria di concessioni in ATEM precedentemente gestiti totalmente o parzialmente da altri operatori; pertanto, non si può escludere che tali aggiudicazioni possano comportare, almeno inizialmente, oneri di gestione maggiori rispetto ai propri standard operativi.

Tenuto conto della complessità della normativa che disciplina la scadenza delle concessioni di cui Toscana Energia è titolare, ciò potrebbe tradursi in contenziosi giudiziali e/o arbitrali con possibili effetti negativi sull'attività e sulla situazione patrimoniale, economica e finanziaria.

RISCHI CONNESSI AL VALORE DI RIMBORSO A CARICO DEL NUOVO GESTORE

Con riferimento alle concessioni di distribuzione gas relativamente alle quali Toscana Energia è anche proprietaria delle reti e degli impianti, il D.Lgs n. 164/00, come più volte successivamente integrato e modificato, stabilisce che il valore di rimborso riconosciuto ai gestori uscenti del servizio, titolari degli affidamenti e delle concessioni in essere, è calcolato nel rispetto di quanto stabilito nelle convenzioni o nei contratti, purché stipulati prima della data di entrata in vigore del regolamento di cui al D.M. 12 novembre 2011 n. 226 (cioè prima dell'11 febbraio 2012), e, per quanto non desumibile dalla volontà delle parti, nonché per gli aspetti non disciplinati dalle medesime convenzioni o contratti, in base alle Linee Guida su criteri e modalità operative per la valutazione del valore di rimborso, successivamente predisposte dal Ministero dello Sviluppo Economico con documento del 7 aprile 2014 e approvate con D.M del 22 maggio 2014[9].

In caso di disaccordo tra l'Ente Locale e il gestore uscente con riferimento alla determinazione del valore di rimborso, il bando di gara riporta un valore di riferimento da utilizzare ai fini della gara, determinato come il più grande fra la stima dell'Ente locale concedente e la RAB.

Il D.M. 226/11 sui criteri di gara e di valutazione dell'offerta, stabilisce che il gestore subentrante acquisisce la proprietà dell'impianto con il pagamento del valore di rimborso al gestore uscente, ad eccezione di eventuali porzioni di impianto già di proprietà comunale.

A regime, cioè nei periodi successivi al primo, il rimborso al gestore uscente sarà comunque pari al valore delle immobilizzazioni nette di località, al netto dei contributi pubblici in conto capitale e dei contributi privati relativi ai cespiti di località, calcolato con riferimento ai criteri usati dall'Autorità per determinare le tariffe di distribuzione (RAB).

Alla luce della nuova disciplina giuridica intervenuta, non si può escludere che il valore di rimborso delle concessioni, per le quali risulti assegnatario un soggetto terzo all'esito delle gare d'ambito, sia inferiore al valore della RAB. In tal caso si potrebbero

9 - In altre parole, le specifiche metodologie previste nei singoli contratti di concessione vigenti e stipulati precedentemente all'11 febbraio 2012 prevalgono su quanto contenuto nelle Linee Guida, ma con le limitazioni previste da queste ultime e con quelle previste dal regolamento criteri di gara di cui al D.M. n. 226/11.

determinare effetti negativi sull'attività e sulla situazione patrimoniale, economica e finanziaria di Toscana Energia.

RISCHIO LEGALE E DI NON CONFORMITÀ

Il rischio legale e di non conformità riguarda il mancato rispetto, in tutto o in parte, delle norme e dei regolamenti a livello europeo, nazionale, regionale e locale cui la Società deve attenersi in relazione alle attività che svolge. La violazione delle norme e dei regolamenti può comportare sanzioni penali, civili e/o amministrative nonché danni patrimoniali, economici e/o reputazionali. Con riferimento a specifiche fattispecie, tra l'altro la violazione della normativa a protezione della salute e sicurezza dei lavoratori e dell'ambiente e la violazione delle norme per la lotta alla corruzione, può inoltre comportare sanzioni, anche rilevanti, a carico dell'azienda in base alla responsabilità amministrativa degli enti (D.Lgs. n. 231/01).

RISCHI OPERATIVI

La Società si è dotata di sistemi di gestione per l'ambiente, la salute e sicurezza dei lavoratori e per l'energia, basati sui principi di una propria Politica di Salute, Sicurezza, Ambiente, Qualità ed Energetica, consolidata ormai da diversi anni in azienda.

La documentazione e l'applicazione dei Sistemi di Gestione di Toscana Energia sono certificati conformemente a normative internazionali.

L'adozione di procedure e sistemi di gestione che tengono conto delle specificità dell'attività di Toscana Energia, congiuntamente al costante miglioramento e ammodernamento degli impianti, garantiscono l'individuazione, la valutazione e la mitigazione dei rischi, seguendo un ciclo di miglioramento continuo.

La Società pone la massima attenzione ai propri processi operativi in maniera globale: dalla progettazione e realizzazione degli impianti e al successivo utilizzo e manutenzione. Per la gestione delle attività e il controllo operativo, vengono utilizzate specifiche tecniche in continuo aggiornamento e sviluppate in conformità alle best practices internazionali.

Lo sviluppo e il mantenimento della normativa tecnica e dei sistemi di gestione per l'ambiente e per la salute e sicurezza dei lavoratori, sono basati su un ciclo annuale di pianificazione, attuazione, controllo, riesame dei risultati e definizione di nuovi obiettivi.

Il sistema di controllo dei sistemi di gestione è garantito dal monitoraggio degli indicatori ambientali, energetici e di salute e sicurezza, dalla reportistica periodica e attraverso verifiche ispettive nei siti operativi e di sede che prevedono:

- Technical Audit, volti ad accertare la corretta applicazione dei Sistemi di Gestione, in coerenza con il Codice Etico e il Modello Organizzativo 231;
- verifiche di certificazione/mantenimento/rinnovo delle certificazioni dei sistemi di gestione (con frequenza almeno annuale effettuate da un ente certificatore

esterno);

- verifiche sulle attività in appalto in materia ambientale, energetica e di salute e sicurezza.

I rilievi riscontrati vengono esaminati unitamente ai risultati ottenuti dal controllo dei processi operativi, fornendo le informazioni di base per la pianificazione delle attività future e la definizione dei nuovi obiettivi, nel rispetto dei principi assunti da Toscana Energia.

Sono adottati gli strumenti normativi e organizzativi di prevenzione (reperibilità, contratti di beni e servizi, formazione e addestramento, ecc.) e di gestione di eventuali emergenze operative che possono avere impatto su asset, persone e ambiente, individuando le dovute azioni finalizzate a limitare i danni.

In aggiunta al sistema di gestione, monitoraggio e risposta ai rischi e agli eventi HSE, la Società ha attivato coperture assicurative allo scopo di limitare i possibili effetti patrimoniali negativi derivanti dai danni provocati a terzi e alle proprietà industriali che possano verificarsi durante la fase operativa e/o durante l'esecuzione di lavori di investimento.

L'ammontare coperto varia in base alla tipologia dell'evento ed è determinato attraverso la *best practice* di valutazione dei rischi attualmente in uso nel mercato.

RISCHI LEGATI AL MANCATO RAGGIUNGIMENTO DEI PREVISTI OBIETTIVI DI SVILUPPO DELLE INFRASTRUTTURE

La concreta possibilità per la Società di realizzare i progetti di sviluppo delle proprie infrastrutture è soggetta a numerose incognite legate a fattori operativi, economici, normativi, autorizzativi e competitivi, indipendenti dalla sua volontà. Toscana Energia non è, quindi, in grado di garantire che i progetti di estensione e potenziamento previsti siano concretamente intrapresi né che, se intrapresi, abbiano buon fine o permettano il conseguimento dei benefici previsti dal sistema tariffario. Inoltre, i progetti di sviluppo potrebbero richiedere investimenti più elevati o tempi più lunghi rispetto a quelli inizialmente stimati, influenzando l'equilibrio finanziario e i risultati economici della Società.

RISCHI CONNESSI AL MALFUNZIONAMENTO E ALL'IMPREVISTA INTERRUZIONE DEL SERVIZIO DI DISTRIBUZIONE

La gestione delle attività regolate nel settore del gas implica una serie di rischi di malfunzionamento e di imprevista interruzione di servizio di distribuzione determinati da eventi accidentali tra cui incidenti, guasti, malfunzionamenti di apparecchiature o sistemi di controllo, minor resa di impianti ed eventi straordinari, quali esplosioni, incendi, terremoti, frane o altri eventi simili che sfuggono al controllo della Società. Tali eventi potrebbero, inoltre, causare danni rilevanti a persone, cose o all'ambiente. Le eventuali interruzioni di servizio e gli obblighi di risarcimento causati da tali eventi potrebbero determinare riduzioni dei ricavi e/o incrementi dei costi. Benché la Società abbia stipulato specifici contratti di assicurazione a copertura di alcuni tra tali rischi, le relative coperture assicurative potrebbero infatti risultare insufficienti a far fronte a tutte le perdite subite, agli obblighi di risarcimento e agli incrementi di spesa.

RISCHI DERIVANTI DALLA STAGIONALITÀ DELL'ATTIVITÀ

Sulla base dell'attuale quadro regolatorio, le attività svolte dalla Società non presentano nel complesso fenomeni stagionali o ciclici in grado di influenzare significativamente i risultati economico - finanziari semestrali e annuali.

RISCHI CONNESSI ALLA TUTELA AMBIENTALE, DELLA SALUTE E DELLA SICUREZZA

L'attività della Società è soggetta alla normativa italiana e dell'Unione Europea in materia di tutela dell'ambiente.

Toscana Energia S.p.A. svolge la propria attività nel rispetto delle leggi e dei regolamenti in materia di ambiente e sicurezza. Ciò considerato, non può tuttavia essere escluso con certezza che la Società possa incorrere in costi o responsabilità anche di dimensioni rilevanti. Sono, infatti, difficilmente prevedibili le ripercussioni economico - finanziarie di eventuali pregressi danni ambientali, anche in considerazione dei possibili effetti di nuove disposizioni legislative e regolamentari per la tutela dell'ambiente, dell'impatto di eventuali innovazioni tecnologiche per il risanamento ambientale, della possibilità dell'insorgere di controversie e della difficoltà di determinare le eventuali conseguenze, anche in relazione alla responsabilità di altri soggetti.

RISCHI CONNESSI AI TITOLI DI EFFICIENZA ENERGETICA

L'obiettivo di miglioramento dell'efficienza energetica negli usi finali, in Italia, è stato implementato principalmente attraverso il meccanismo dei Titoli di Efficienza Energetica (TEE o Certificati Bianchi). Essi certificano il conseguimento di risparmi energetici negli usi finali dell'energia ottenuti attraverso la realizzazione di progetti e interventi di efficienza energetica, valutati ed approvati dal Gestore dei Servizi Energetici (GSE).

Il meccanismo dei TEE è stato istituito dal Ministero delle Attività Produttive, di concerto con il Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio attraverso il Decreto Ministeriale del 20 luglio 2004, successivamente modificato e integrato dal Decreto Ministeriale del 21 dicembre 2007, dal Decreto Ministeriale del 28 dicembre 2012, dal Decreto Ministeriale dell'11 gennaio 2017 e infine dal Decreto Ministeriale 10 maggio 2018, pubblicato nella Gazzetta Ufficiale della Repubblica Italiana il 10 luglio 2018.

A fronte dei quantitativi nazionali annui di risparmio energetico che devono essere perseguiti attraverso il meccanismo dei certificati bianchi, l'Autorità determina i relativi obiettivi specifici di risparmio energetico in capo ai distributori di energia elettrica e di gas naturale con più di 50.000 clienti finali connessi alla propria rete.

Al termine di ogni anno d'obbligo ciascun distributore – a fronte dell'annullamento dei certificati – riceve da parte della Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali un rimborso sulla base di fondi costituti attraverso la componente RE e UC7 delle tariffe di distribuzione.

Relativamente ai TEE, esiste un rischio potenziale di perdita economica dovuto sia all'eventuale differenza negativa registrata tra il valore medio di acquisto dei titoli di

efficienza energetica ed il contributo tariffario riconosciuto al termine di ogni anno d'obbligo sia all'eventuale mancato raggiungimento degli obiettivi assegnati annualmente.

Tale situazione - fino a dicembre 2019 - era amplificata dal fatto che esisteva un CAP al contributo tariffario riconosciuto ai soggetti obbligati, pari a 250 €/TEE.

In aggiunta, poiché i certificati bianchi generati dai progetti di E.E. non sono attualmente sufficienti a garantire il raggiungimento degli obblighi minimi, al termine di ciascun anno d'obbligo i certificati mancanti sono resi disponibili dal GSE allo scoperto ad un prezzo di 260 €/TEE, previo acquisto da parte dei soggetti obbligati di una quota fissa del proprio obbligo direttamente a mercato.

Con la Deliberazione 10 dicembre 2019 – 529/R/EFR l'ARERA ha avviato un procedimento di riforma del contributo tariffario in esecuzione della sentenza del TAR Lombardia 2538/2019 che ha annullato sia il cap al contributo tariffario sia le relative modalità di calcolo.

RISCHI FINANZIARI E DI LIQUIDITÀ

I principali rischi identificati e gestiti da Toscana Energia sono i seguenti:

- il rischio di mercato derivante dalle variazioni dei tassi di interesse;
- il rischio credito derivante dall'esposizione della Società a potenziali perdite conseguenti al mancato adempimento delle obbligazioni assunte dalle controparti;
- il rischio liquidità derivante dal rischio che le risorse finanziarie possano non essere disponibili o essere disponibili solo a costo elevato;
- il rischio operation derivante dalla possibilità che si verifichino incidenti, malfunzionamenti, guasti con danni alle persone, con effetti sui risultati economico-patrimoniali;
- il rischio ambientale derivante dalla possibilità che la società possa incorrere in costi e/o responsabilità in relazione a danni ambientali.

RISCHIO MERCATO

I flussi finanziari della Società sono esposti alle oscillazioni dei tassi di interesse. Le oscillazioni dei tassi di interesse influiscono sui flussi di cassa, sul valore di mercato delle attività e passività finanziarie dell'impresa e sul livello degli oneri finanziari netti. Parte dei finanziamenti ottenuti da Toscana Energia prevede tassi di interesse indicizzati su tassi di riferimento, in particolare l'Euribor (EURO InterBank Offered Rate). Pertanto, variazioni significative nei tassi di interesse potrebbero incidere sul costo degli affidamenti a tasso variabile, che al 31 dicembre 2019 sono pari a 153 milioni di euro, corrispondenti al 29% dell'affidamenti totali. Al 31 dicembre 2018 i finanziamenti a tasso variabile erano pari a 104 milioni di euro, corrispondenti al 26% dell'affidamenti totali.

Come evidenziato nel paragrafo "Rischio liquidità", Toscana Energia si finanzia tramite accesso al mercato bancario e a finanziamenti infragruppo con Italgas Spa.

RISCHIO CREDITO

Il rischio credito rappresenta l'esposizione della società a potenziali perdite derivanti dal mancato adempimento delle obbligazioni assunte dalle controparti.

Toscana Energia presta i propri servizi di distribuzione a 120 società di vendita, la più importante delle quali per volume di affari è ENI S.p.A.

Il mancato o ritardato pagamento dei corrispettivi dovuti per il trasporto del gas da uno o più di tali operatori potrebbe incidere negativamente sui risultati economici e sull'equilibrio finanziario di Toscana Energia.
Nel 2019 non si sono verificati casi significativi di inadempimento da parte delle controparti.

Le regole per l'accesso degli utenti al servizio di distribuzione del gas sono disciplinate dal Codice di Rete, che in conformità a quanto stabilito dall'Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico prevede le norme che regolano i diritti e gli obblighi dei soggetti coinvolti nel processo di erogazione del servizio di distribuzione, nonché le clausole contrattuali che riducono i rischi di inadempienza da parte delle società di vendita. Nei Codici è previsto, in determinati casi, il rilascio di garanzie a parziale coperture di alcune obbligazioni assunte qualora il cliente non sia in possesso di un rating creditizio rilasciato da primari organismi internazionali.

Al 31 dicembre 2019 non si evidenziano significativi rischi di credito. Occorre comunque rilevare che circa il 48,74% (48,21% nel 2018) dei ricavi di Toscana Energia è riferito a ENI S.p.A., il 13,86% si riferisce a Enel Energia spa e il 12,48% a Estra Energie srl .

RISCHIO LIQUIDITÀ

Ad oggi Toscana Energia si finanzia sia tramite prestiti del sistema bancario, sia tramite finanziamenti concessi da Italgas Spa.
La Società ritiene di disporre di linee di credito, di flussi derivanti dalla gestione d'impresa ed in generale di una struttura finanziaria e patrimoniale in grado di assicurare l'accesso, a normali condizioni di mercato, a un ampio spettro di forme di finanziamento, attraverso il mercato dei capitali e le istituzioni creditizie.

RISCHIO DI DEFAULT E COVENANT SUL DEBITO

Il rischio di default consiste nella possibilità che al verificarsi di precise circostanze, il soggetto finanziatore possa attivare protezioni contrattuali che possono arrivare fino al rimborso anticipato del finanziamento, generando così un potenziale rischio di liquidità.

Al 31 dicembre 2019 Toscana Energia non ha in essere contratti di finanziamento con banche assistiti da garanzie reali. Il solo finanziamento con BEI prevede il rispetto di covenant finanziari.

Segnaliamo che a seguito dell'operazione di acquisizione del controllo di Toscana Energia da parte di Italgas e del conseguente rifinanziamento dell'indebitamento a breve verso terzi con finanziamenti erogati dalla stessa Italgas, effettuato entro la data del 31.12.2019, la Società ha richiesto alla BEI i necessari consensi contrattuali (waiver), consensi che sono stati formalizzati nel 2020.

RISCHIO OPERATION

Rischi derivanti da eventuali malfunzionamenti della rete di gasdotti e degli altri impianti.
La gestione del sistema di distribuzione della Società, per la sua complessità, ampiezza ed articolazione, implica potenziali rischi di malfunzionamento e di imprevista interruzione di servizio, non dipendenti dalla volontà della Società, in quanto imputabili a incidenti, guasti, malfunzionamenti di apparecchiature o sistemi di controllo, minor resa di impianti ovvero ad eventi straordinari, quali esplosioni, incendi, terremoti, frane o altri simili eventi di forza maggiore. Tali eventi potrebbero inoltre causare danni rilevanti a persone, cose o all'ambiente. Le eventuali interruzioni di servizio e gli obblighi di risarcimento causati da tali eventi potrebbero determinare riduzioni dei ricavi e/o incrementi dei costi. Benché Toscana Energia abbia stipulato specifici contratti di assicurazione a copertura di alcuni tra tali rischi, le relative coperture assicurative potrebbero infatti risultare insufficienti a far fronte a tutte le perdite subite, agli obblighi di risarcimento e agli incrementi di spesa.

ALTRE INFORMAZIONI

RAPPORTI CON PARTI CORRELATE

Le operazioni compiute dalla Società con le parti correlate riguardano essenzialmente la prestazione di servizi e la compravendita di beni con la controllante Italgas S.p.A., con Italgas Reti S.p.A., con Toscana Energia Green (di esclusiva proprietà di Toscana Energia) e con le società Gesam Reti S.p.A. e Valdarno S.r.l. società in liquidazione oltre che la provvista e l'impiego di mezzi finanziari con la controllante Italgas S.p.A.

Tutte le operazioni fanno parte dell'ordinaria gestione, sono generalmente regolate a condizioni di mercato, cioè alle condizioni che si sarebbero applicate fra due parti indipendenti, e sono state compiute nell'interesse dell'impresa. Con specifico riferimento ai costi riaddebitati dalla controllante Italgas S.p.A. a Italgas Reti a fronte della prestazione di servizi svolti a livello accentrato dalla stessa controllante, il modello di pricing si basa sul riaddebito dei costi sostenuti per l'erogazione dei servizi secondo una logica di full cost.

Gli ammontari dei rapporti di natura commerciale e diversa e di natura finanziaria posti in essere con le parti correlate e la descrizione della tipologia delle operazioni più rilevanti sono evidenziati nelle Note al Bilancio di esercizio.

RAPPORTI CON IL SOGGETTO DOMINANTE E CON LE IMPRESE SOGGETTE ALLA SUA ATTIVITÀ DI DIREZIONE E COORDINAMENTO

Toscana Energia è soggetta all'attività di direzione e coordinamento di Italgas S.p.A. I rapporti con Italgas S.p.A. e con le imprese soggette alla sua attività di direzione e coordinamento costituiscono rapporti con parti correlate e sono commentati alla nota n. 33 "Rapporti con parti correlate" delle Note al Bilancio di esercizio.

AZIONI PROPRIE E DI SOCIETÀ CONTROLLANTI

La Società non possiede al 31 dicembre 2019 azioni proprie né della controllante Italgas S.p.A., né ha mai effettuato acquisti o vendite di tali azioni, direttamente o indirettamente per mezzo di società controllate, collegate, fiduciarie o per interposta persona.

SEDI SECONDARIE

In relazione al disposto dell'art. 2428 del Codice Civile, si attesta che Toscana Energia non ha sedi secondarie.

ATTIVITÀ DI RICERCA E SVILUPPO

Per quanto riguarda le attività di ricerca e sviluppo, si rimanda a quanto illustrato nel paragrafo "Innovazione tecnologica e attività di ricerca" riportato nella Relazione sulla gestione.

INFORMAZIONI SULL'ATTIVITA' E I RISULTATI DELLE IMPRESE CONTROLLATE E PARTECIPATE

(migliaia di euro)

Ragione sociale	Sede Operativa	Capitale sociale al 31.12.2019	Risultato esercizio 2019	Quota di possesso	Quota di patrimonio netto al 31.12.2019 di spettanza (B)	Valore netto di iscrizione 31.12.2019 (A)	Differenza rispetto alla valutazione al Patrimonio netto (A-B)
Partecipazioni in imprese controllate							
Toscana Energia Green S.p.A.	Pistoia, V. Vecchia Oliveto 12	6.331		100,0%	5.297	5.340	43
Partecipazioni in imprese collegate							
Valdarno S.r.l. in liquidazione (*)	Pisa, Ospedaletto, V. Bellatalla, 1	5.720	360	30,05%	5.221	1.705	(3.516)
Gesam Reti S.p.A. (*)	Lucca, Via Nottolini, 34	20.627	2.537	42,96%	15.197	19.758	4.561

(*) Per le suddetti società i dati esposti sono quelli riferiti al Bilancio 2018

FATTI DI RILIEVO AVVENUTI DOPO LA CHIUSURA DELL'ESERCIZIO

Di seguito si riepilogano sinteticamente le operazioni rilevanti intervenute dopo il 31 dicembre 2019.

Riguardo al quadro normativo si segnala che, con la Determinazione n. 1/2020 – DMRT del 31 gennaio 2020, l'Autorità ha definito gli obblighi quantitativi nazionali di incremento dell'efficienza energetica degli usi finali di gas naturale, da conseguire nell'anno 2020 da parte dei distributori con più di 50.000 clienti finali connessi alla propria rete di distribuzione alla data del 31 dicembre 2018. Per Toscana Energia l'obbligo quantitativo per l'anno 2020, arrotondato all'unità con criterio commerciale ed espresso in numero di Certificati Bianchi, è pari a: 155.367.

Mediante pubblicazione del DCO 47/2020/R/EFR del 20 febbraio 2020, l'Autorità in termini generali propone di confermare sostanzialmente il quadro definito sino ad oggi, in attuazione del D.M. 10 maggio 2018 evidenziando alcun miglioramento del quadro normativo in favore dei Soggetti Obbligati; infatti al suo interno il DCO dispone essenzialmente:

a) Il mantenimento del Cap al contributo tariffario dei TEE pari a 250 €/TEE, giustificando tale prezzo in quanto implicitamente collegato al prezzo di vendita allo scoperto dei titoli virtuali che deve essere più alto di almeno 10 €, come implicitamente espresso nel DM 10 maggio 2019. Rimane pertanto invariato anche il prezzo di vendita di 260 €
b) La valorizzazione - nel calcolo del contributo tariffario – degli scambi bilaterali registrati nel mese solare di riferimento mediante l'introduzione del prezzo rilevante mensile dei bilaterali con valore di scambio fino a 260 €/TEE (in luogo di 250 €/TEE precedenti) ed in un intervallo compreso tra il valore del prodotto del prezzo rilevante mensile dei bilaterali del mese solare precedente e una variazione pari a 320%. Tale effetto potrebbe potenzialmente impattare negativamente sul calcolo del contributo tariffario
c) L'introduzione di un fattore sigma nel calcolo del contributo tariffario, pari a 0,95, volto ad incentivare i soggetti obbligati alla riduzione del prezzo dei TEE e condivisione del risparmio conseguente con i consumatori. Infatti, se il prezzo di scambio dovesse diminuire al di sotto del cap introdotto, il contributo tariffario potrebbe aumentare fino ad un massimo dell'1% rispetto al prezzo medio. Tale effetto è però controbilanciato dal calcolo dei bilaterali di cui al punto b)
d) La conferma del valore del contributo tariffario riconosciuto per l'anno d'obbligo 2018, pari a 248,89 €/TEE e che la nuova disciplina verrà applicata solamente a decorrere dall'anno d'obbligo 2019
e) Il mantenimento delle disposizioni previste dalla Delibera 487/2018/R/efr, in tema di definizione del contributo tariffario riconosciuto in acconto, non modificando il valore già stabilito pari a 175 €/TEE ed in merito alle modalità di erogazione dei contributi in acconto e definitivo

Con comunicazione del 20 febbraio 2020 Toscana Energia ha reiterato l'istanza per il riconoscimento dei costi operativi relativi ai sistemi di telelettura/telegestione e ai concentratori per gli anni 2011-2016, vedasi a tal proposito capitolo sulla regolazione tariffaria.
Nel corso del mese di febbraio è emersa sul territorio italiano la c.d. "Emergenza Coronavirus" in relazione ai numerosi casi di contagio su tutto il territorio nazionale e ai necessari provvedimenti di urgenza assunti dalle Autorità Sanitarie e Governative per arginarne la diffusione.
Con riferimento agli impatti, anche potenziali, sui ricavi, costi, investimenti e flussi di cassa attesi derivanti dalle limitazioni imposte dall'Emergenza Coronavirus, la Società, ad oggi, non rileva evidenze tali da prevedere significativi effetti negativi sui risultati 2020.
Ad oggi la Società non è in grado di stimare eventuali effetti negativi materiali sulle prospettive economico, finanziarie e patrimoniali degli anni successivi qualora la situazione dovesse prolungarsi significativamente.
La Società ad oggi non ravvisa fattori di incertezza tali da non poter considerare la stessa capace di continuare ad operare come un'entità in funzionamento. Tali circostanze non comportano alcuna rettifica dei saldi di bilancio al 31 dicembre 2019.

PERSONE E ORGANIZZAZIONE

OCCUPAZIONE

La totalità delle persone in Toscana Energia è assunta con contratto di lavoro a tempo indeterminato di cui i contratti di apprendistato rappresentano il 5,69%.

Al 31 dicembre 2019, Toscana Energia ha 439 risorse a ruolo e 441 risorse in forza. La distribuzione per qualifica è indicata nella tabella seguente:

Qualifica professionale	Ruolo			Servizio		
	2017	2018	2019	2017	2018	2019
Dirigenti	5	5	3	5	5	5
Quadri	18	18	19	18	18	18
Impiegati	223	243	238	233	243	238
Operai	160	156	154	162	156	154
Apprendisti	26	20	25	26	20	25
	432	**442**	**439**	**444**	**442**	**441**

Il personale in servizio al 31 dicembre 2019 è pari a 441 unità (442 al 31 dicembre 2018), con un decremento rispetto allo scorso esercizio di 1 unità. Tale dato è il risultato di 24 entrate e 25 uscite, di seguito in dettaglio:

- l'assunzione di 22 risorse dal mercato esterno;
- l'effetto netto dei trasferimenti tra le Società del Gruppo (2 in ingresso);
- l'uscita di 25 risorse (3 risoluzioni del rapporto di lavoro, 1 licenziamento, 19 dimissioni e 2 decessi).

ORGANIZZAZIONE

Il raggiungimento degli obiettivi previsti dal piano strategico non può prescindere dalla capacità di rispondere attivamente, alle sfide di un contesto in continuo cambiamento e di migliorare costantemente le *performance*. La società ha pertanto realizzato progetti organizzativi che avranno impatto sui processi e sulle metodologie di lavoro. Tra questi la riorganizzazione dell'area Pianificazione, Amministrazione, Finanza e Controllo e il Programma di Miglioramento Continuo "Miglioriamo".

LA RIORGANIZZAZIONE DELL'AREA PIANIFICAZIONE, AMMINISTRAZIONE, FINANZA E CONTROLLO

Il processo di riorganizzazione è stato completato nel corso del 2019 con l'obiettivo di allineare processi e struttura organizzativa alle *best practices* di Gruppo.

IL PROGRAMMA MIGLIORIAMO

Il Programma di Miglioramento Continuo "Miglioriamo" finalizzato ad accrescere l'efficienza e l'efficacia delle attività e dei processi aziendali e realizzare iniziative che possano portare a ritorni tangibili in termini di benefici economici. L'approccio è caratterizzato da un metodo di *Problem Solving* strutturato, basato sulla misurabilità dei risultati e sull'utilizzo di metodologie e strumenti *Lean Six Sigma* e da una modalità operativa partecipata e interfunzionale.

CHANGE MANAGEMENT E COMUNICAZIONE INTERNA

Toscana Energia promuove lo sviluppo di una cultura aziendale comune utilizzando strumenti di comunicazione interna che stimolino il coinvolgimento, lo spirito di appartenenza e l'impegno delle persone su sfide e obiettivi aziendali. Promuove la conoscenza di strategie, obiettivi e risultati, attività, progetti rilevanti di business e di tutte le notizie utili alle persone di Toscana Energia.

Come nel 2018, Toscana Energia continua a porre attenzione sulla sicurezza, attraverso la diffusione di iniziative di comunicazione e change che si aggiungono agli interventi formativi pianificati. Nel corso dell'anno sono stati organizzati tre importanti eventi che hanno coinvolto la quasi totalità del personale.

Gli strumenti utilizzati per comunicare sono vari: intranet aziendale, newsletter, video tutorial, incontri tra responsabili e collaboratori, promozione di iniziative quali Concorsi aperti ai dipendenti a tema sicurezza.

Tra le iniziative di comunicazione trasversale rivolte a tutto il personale particolare importanza ha avuto il Piano di comunicazione Welfare con l'obiettivo di comunicare le numerose iniziative sia in ambito Flexible Benefits che People Care.

L'utilizzo di newsletter, caselle e-mail dedicate e Intranet aziendale sono strumenti di comunicazione continuativa e divulgazione di informazioni.

RELAZIONI INDUSTRIALI

Nel corso de 2019 il rapporto tra Toscana Energia e le Organizzazioni Sindacali ha registrato un complesso confronto grazie al coinvolgimento ed alla partecipazione delle strutture a livello sia regionale che aziendale.

A conclusione di articolate trattative, nel mese di luglio è stato sottoscritto un accordo significativo che ha avuto l'obiettivo di rafforzare il modello di relazioni sindacali, dando continuità al confronto, anche grazie alla istituzione di commissioni tecniche di approfondimento sui processi aziendali operativi e trasversali.

Sono stati affrontati temi centrali, legati alle modalità di gestione dei processi di cambiamento dovuti sia a fattori esterni che alle scelte di innovazione tecnologica e di continuo miglioramento dei processi che impattano direttamente l'operatività quotidiana dei lavoratori.

Pertanto, sono stati stipulati accordi sull'introduzione della geolocalizzazione dei tablet al fine di efficientare i processi ed elevare gli standard di qualità e produttività

del servizio; è stato avviato il confronto relativo al nuovo modello di reperibilità su base regionale; è stato concluso l'esame congiunto sul modello innovativo di ricerca delle dispersioni in orario notturno.

Ulteriori accordi sottoscritti nel corso dell'anno hanno riguardato:

- La consuntivazione degli obiettivi del "Premio di Partecipazione" per l'anno 2018.
- L'individuazione degli obiettivi di redditività e produttività per il "Premio di Partecipazione" relativi all'anno 2019.
- Il percorso autorizzativo per l'installazione di ulteriori impianti di videosorveglianza presso la sede di Firenze.
- La definizione delle chiusure collettive per l'anno 2019.
- Il percorso autorizzativo per l'installazione di strumenti di geolocalizzazione della flotta aziendale tramite black box.
- L'istituzione sperimentale di un fondo delle ferie solidali, ai sensi del D.lgs. 14 settembre n. 151.
- La condivisione con la RSU del piano formativo da attuarsi nel 2020, finanziato da Fondimpresa.

Nel corso del 2019 si sono svolti 28 incontri con la RSU, assistita dalle Segreterie Regionali di FILCTEM Cgil, FEMCA Cisl e UILTEC Uil.

Il dato evidenzia un ampio coinvolgimento delle rappresentanze a livello territoriale in considerazione dei processi informativi e di contrattazione.

Alla fine del 2019, la percentuale di dipendenti iscritti ad un'organizzazione sindacale è pari al 59%.

Il contenzioso giudiziale con dipendenti ed ex dipendenti di Toscana Energia risulta tendenzialmente stabile nel tempo. I giudizi promossi nei confronti della società hanno ad oggetto principalmente le seguenti casistiche: differenze di inquadramento e relativa retribuzione, richieste economiche di vario genere, impugnative di provvedimenti disciplinari comminati.

SISTEMI DI INCENTIVAZIONE E REMUNERAZIONE

In tema di sistemi di incentivazione e remunerazione, la Società, accanto alla politica di merito, legata a ruoli e responsabilità, ha consolidato in questi anni un sistema di incentivazione variabile per le figure manageriali, collegato alla valutazione della performance mediante l'attribuzione di specifiche schede di obiettivi individuali derivanti da quelli aziendali.
Nel 2019, la valutazione della performance ha coinvolto la popolazione dei dirigenti. La politica di incentivazione annuale è strettamente legata al conseguimento dei risultati e al livello di contributo fornito.

Formazione

Il nell'ambito del Piano di Formazione 2019 ha avuto particolare rilevanza la Sicurezza sui Luoghi di Lavoro.

Sono state realizzate complessivamente 13.227,5 ore di formazione con una media di circa 30,5 ore di formazione per dipendente in forza.

In materia di sicurezza, particolare rilevanza ha avuto la formazione antincendio rischio alto organizzata dai vari comandi dei VVF sul territorio e rivolta a circa l'80% del personale che svolge l'attività di distribuzione.

Sono proseguiti gli aggiornamenti di informazione/formazione in merito agli Accordi Stato-Regioni e l'addestramento sull'utilizzo delle maschere intero facciali e gli autorespiratori, nonché la formazione legata all'utilizzo delle attrezzature.

Sempre in materia di sicurezza, nel corso del 2019 si sono svolti corsi teorici di guida per coloro che hanno avuto sinistri/violazioni del Codice della Strada.

Per i dipendenti assunti con contratto di Apprendistato Professionalizzante è stato redatto un Piano Formativo Individuale che prevede momenti in aula alternati ad attività di affiancamento. L'attività formativa dedicata a questa popolazione aziendale è cospicua: nel corso del 2019, per i soli apprendisti, sono state realizzate circa n. 1.1320 ore in aula.

Durante il 2019 è stata introdotta la nuova metodologia di lavoro Lean Six Sigma e avviato il programma "Miglioriamo" per il miglioramento continuo del patrimonio culturale aziendale. A tal fine sono formati n. 2 team di progetto – Green Belt e Yellow Belt.

Infine, è stata dedicata formazione, in coordinamento con Italgas, alle risorse che hanno attivamente partecipato ai team multifunzionali dei progetti più innovativi di digitalizzazione finalizzati alla trasformazione dei processi aziendali afferenti la nuova Digital Factory di Italgas, con particolare riferimento ai ruoli e alla metodologia Agile.

Iniziative a favore dei dipendenti

Per tutelare e favorire il benessere dei propri e delle proprie dipendenti, Toscana Energia mette a disposizione servizi e iniziative mirati a conciliare le necessità della vita quotidiana con l'attività lavorativa.

Anche nel corso del 2019 i dipendenti e le dipendenti hanno potuto beneficiare di un piano di "Flexible Benefit" derivante da conversione del Premio di Produzione in servizi di Welfare (previdenza, cura della famiglia, supporto allo studio, mobilità, tempo libero, etc.). Ad ogni dipendente che vi aderisce in modo volontario, la società ha offerto un "Bonus" pari al 16% della quota di premio convertita in Credito Welfare.

Inoltre l'azienda ha messo a disposizione dei e delle dipendenti un piano "People care" con la finalità di supportare i propri e le proprie dipendenti nella gestione familiare (tramite erogazione di borse di studio, prestiti per le spese scolastiche, agevolazioni nell'acquisto di libri, contributi per le spese per gli asili nido, campus estivi per i figli e le figlie), nelle spese per tutelare la salute il benessere (tramite un piano di prevenzione oncologica e la convenzione con palestre) e nel sostegno economico (tramite microcredito e l'accesso a convenzioni nazionali per risparmio e scontistica).

LA COMUNICAZIONE

La comunicazione riguardante il core business aziendale è stata una delle principali attività del 2019, con particolare attenzione alla sostituzione dei contatori tradizionali con quelli elettronici.

Di seguito sono descritte le attività realizzate e gli strumenti di comunicazione utilizzati.

EVENTI

- Il 29 novembre si è tenuta a Firenze, in Palazzo Vecchio, la presentazione del calendario d'arte 2020 di Toscana Energia dedicato alle opere dell'artista toscano Marco Fontani. Il progetto di valorizzazione dell'arte legata al sostegno di un'associazione onlus quest'anno è stato rivolto a *La Compagnia di Babbo Natale onlus*, una realtà che conta più di 150 persone impegnate in iniziative benefiche di raccolta fondi in favore di bambini che vivono in uno stato di bisogno. Toscana Energia ha donato un importante numero di copie all'associazione per raccogliere fondi destinati alla loro attività.
- Il 27 marzo si è tenuto un convegno sulla sicurezza dal titolo "La cultura della sicurezza". Per l'occasione è stato curato il coordinamento dell'immagine appositamente ideata e relativo materiale.
- Nel mese di maggio si è svolta la premiazione del concorso dedicato alle scuole *L'Energia in un click!*. E' risultato vincitore uno studente del Liceo Virgilio di Empoli che si è aggiudicato una macchina fotografica e la scuola una Lavagna Interattiva Multimediale.

COMUNICAZIONE CORE BUSINESS

Nel corso dell'anno per fornire informazioni utili all'utente finale sulla sostituzione dei contatori è proseguita una comunicazione semplice e diretta veicolata attraverso:

- Spot televisivo
- Campagna radiofonica
- Facebook e twitter
- Stampa

E' stata inoltre studiata la campagna "Evitiamo le rotture", prevista per il 2020, destinata a tutte le società che effettuano attività di scavo nei sottoservizi. Il progetto ha lo scopo di ridurre il problema ricorrente dei danneggiamenti alla rete del gas, per questo sono stati creati punti di contatto con la nostra cartografia aziendale per accedere direttamente al servizio gratuito di mappatura delle tubazioni del gas nel tratto interessato dai lavori. La campagna è stata veicolata attraverso le Amministrazioni Comunali ed in particolare gli uffici tecnici che rilasciano permessi di scavo.

Toscana Energia ha proseguito la collaborazione con *Firenze Semplice*, l'iniziativa promossa dal Comune di Firenze che si pone come obiettivo l'integrazione di processi e informazioni, per rendere la città più semplice e i servizi più accessibili, veloci ed intuitivi per i cittadini.

Nell'ottica di un coinvolgimento sempre maggiore del personale riguardo alle tematiche della sicurezza sul lavoro, nel mese di dicembre è stato promosso il concorso "Dai un nome alla sicurezza". L'iniziativa ha avuto lo scopo di individuare il nome di due nuove mascotte dedicate alla sicurezza alla guida e all'utilizzo dei DPI.

RELAZIONI CON LA STAMPA

L'attività di ufficio stampa ha visto la redazione complessiva durante l'anno di 40 comunicati destinati a fornire varie informazioni: comunicazioni di pubblica utilità (attività di sostituzione contatori, lavori di metanizzazione o di rinnovo della rete e dispersioni) e notizie prettamente legate alla società (risultati di bilancio, eventi). Altri comunicati, infine, sono stati redatti in occasione di conferenze svoltesi per la presentazione di manifestazioni di cui Toscana Energia era sponsor.

Inoltre, a dicembre si è svolta la conferenza stampa presso Palazzo Vecchio per la presentazione del calendario d'arte 2019.

PUBBLICAZIONI

E' stato realizzato anche quest'anno il tradizionale calendario istituzionale legato alla promozione dell'arte contemporanea toscana con l'artista toscano Marco Fontani.

SCUOLA/UNIVERSITÀ

- E' stata realizzata la nona edizione del progetto didattico Il gas naturale storia di un viaggio che ha coinvolto 1200 studenti degli Istituti Superiori di Firenze, Castelnuovo Garfagnana, Viareggio, Sesto Fiorentino, Borgo San Lorenzo, San Marcello Piteglio ed Empoli. Un'edizione completamente rinnovata e interattiva con una web app appositamente realizzata, un concorso finale a premi e l'utilizzo dei canali social. Il progetto, attraverso un percorso interdisciplinare, permette ai ragazzi di entrare nel mondo del gas naturale dall'estrazione al suo utilizzo finale lasciando spazio anche alla loro creatività attraverso il concorso fotografico L'energia in un click!.

- Nell'ambito del corso di alta formazione politico-istituzionale, *Eunomia Master*, Toscana Energia, ha contribuito con l'assegnazione di due borse di studio per giovani amministratori pubblici under 40 provenienti dai Comuni di Reggello e Pisa.

- Per il secondo anno la società ha contribuito alla realizzazione del corso ***Politica ed amministrazione negli enti locali*** promosso dalla Scuola Sant'Anna che si propone di inquadrare da un punto di vista normativo, giurisprudenziale e pratico l'attività all'interno degli enti locali. Realizzato in collaborazione con Legautonomie e Associazioni di enti locali è destinato alla formazione della classe dirigente che oggi amministra il livello comunale.

- Per l'ottavo anno l'ufficio ha collaborato con Toscana Energia Green alla gestione dell'attività didattica all'interno del parco fotovoltaico ***Sol Maggiore***, a Pisa. Il ***laboratorio Solpark*** è rimasto aperto per due settimane ed è stato visitato da oltre 1.500 alunni delle scuole elementari e medie toscane.

SPONSORIZZAZIONI

È proseguita l'attività a sostegno della cultura e della tradizione del territorio con varie sponsorizzazioni tra cui:

- ***Estate Fiorentina***, manifestazione che rappresenta una pluralità di espressioni artistiche dalla musica alla danza, dalle arti visive al cinema con proiezioni, performance e installazioni;
- ***Prato Estate***, rassegna di concerti, spettacoli e performance di vario genere, per un totale di oltre 150 appuntamenti;
- ***Internet festival,*** numerosi eventi e dibattiti che ruotano intorno al tema della rete e dell'innovazione digitale, che si svolge a Pisa nel mese di ottobre.
- ***Palio delle Contrade,*** la XV edizione della tradizionale manifestazione che si svolge a Gambassi Terme nel mese di agosto.

Per quanto riguarda gli eventi legati alla musica, tra i più importanti:

- ***Pistoia Blues Festival***
- ***Concerto del tenore Andrea Bocelli, a Lajatico***

WELFARE

Le onlus sostenute dalla nostra attività di corporate giving sono:

- ***Agata Smeralda*** per l'adozione a distanza di 15 bambini brasiliani;
- ***Associazione La Fonte*** che si occupa dell'assistenza e l'inserimento al lavoro di persone disabili e socio svantaggiate;
- ***"La Compagnia di Babbo Natale"*** che raccoglie fondi con Iniziative a sostegno di bambini in situazione di disagio per salute o povertà;
- ***"Voa Voa"*** realtà che si occupa della prevenzione di patologie neurodegenerative in età pediatrica.

INTERNAL AUDIT

INTERNAL AUDIT E GESTIONE DELLA RESPONSABILITÀ AMMINISTRATIVAPROTEZIONE DEI DATI PERSONALI

L'ATTIVITÀ DI INTERNAL AUDITING

L'attività di Internal auditing è svolta in conformità al mandato di Internal Audit approvato dal Consiglio di Amministrazione e include la responsabilità dell'aggiornamento del sistema di risk assessment ai fini della pianificazione degli interventi di controllo, dell'elaborazione del piano di audit sulla base delle risultanze del risk assessment e della realizzazione degli interventi di audit.

Sulla base della valutazione dei rischi e in accordo con gli Standard Internazionali per la Pratica Professionale dell'Internal Auditing è stato redatto il Piano di audit 2019. In particolare, sono state assoggettate a audit le attività legate alla gestione del fabbisogno finanziario, alla gestione degli obblighi fiscali e contabili, alla gestione dell'interpretazione/evoluzione normativa e tempestivo adeguamento alle prescrizioni di legge, all'ottimale ed efficiente gestione del processo di misura, all'ottimale gestione, aggiornamento e controllo sistemi IT, alla compliance in materia di privacy e alla ottimale gestione della sicurezza sui cantieri, del pronto intervento e dei piani di emergenza.

A fronte delle risultanze delle attività di audit sono individuate e pianificate, ove opportuno, azioni di miglioramento, il cui avanzamento è sistematicamente monitorato (follow up).

Le risultanze delle attività di audit includono una sezione appositamente focalizzata al collegamento tra gli ambiti di audit e le attività sensibili individuate dal Modello di organizzazione, gestione e controllo ex D.Lgs. 231/2001 e sono portate a conoscenza dell'Organismo di Vigilanza.

LA GESTIONE DELLA RESPONSABILITÀ AMMINISTRATIVA

Il Decreto legislativo 8 giugno 2001 n. 231 ha introdotto la disciplina della responsabilità amministrativa degli enti. In relazione a ciò, Toscana Energia ha adottato il Modello di organizzazione, gestione e controllo sin dal febbraio 2009. Il Modello 231 consta di un complesso organico di principi, regole e disposizioni funzionali alla realizzazione e alla gestione di un sistema di controllo e monitoraggio delle attività sensibili per prevenire la commissione dei reati previsti dal D.Lgs. n. 231 del 2001 e consta di una Parte Generale e una Parte speciale, quest'ultima a sua volta articolata in fascicoli dedicati alle singole fattispecie di reato.

Il Modello comprende in sé il Codice Etico, che contiene valori e principi cui deve improntarsi l'agire della Società e di tutti i suoi dipendenti, al fine di assicurare correttezza e trasparenza nello svolgimento delle attività aziendali da parte di Toscana Energia, a tutela della propria posizione ed immagine, del lavoro dei propri dipendenti, delle aspettative dei propri soci e di tutti gli stakeholder della Società.

Il Modello è stato più volte aggiornato in considerazione delle modifiche normative intervenute e dei cambiamenti organizzativi aziendali intervenuti.

Nel corso dell'anno 2019 è stata espletata una nuova attività di aggiornamento del Modello per recepire, in particolare, le più recenti novità legislative con riferimento alla disciplina della responsabilità amministrativa, nonché per integrare il Modello stesso con un'apposita sezione dedicata alle «Misure di prevenzione della corruzione», come suggerito dall'ANAC, anche con riferimento agli illeciti in danno alla Società e con specifica sezione dedicata alla trasparenza.

L'attività di formazione è stata indirizzata, nel corso dell'anno 2019, nei confronti del personale assunto alle dipendenze della Società nel corso dell'esercizio.

Durante l'esercizio non risulta siano stati commessi reati previsti dal D.Lgs. 231/2001.

L'ORGANISMO DI VIGILANZA

L'Organismo di Vigilanza di Toscana Energia, istituito nel 2009, è un organo collegiale, composto da due membri, dotato di autonomi poteri d'iniziativa e controllo. I componenti dell'Organismo di Vigilanza, nominato dal Consiglio di Amministrazione in data 29 maggio 2018, rimangono in carica per la durata coincidente con quella dello stesso Consiglio di Amministrazione.

Nel corso dell'esercizio l'Organismo di Vigilanza ha evidenziato le modifiche legislative che sono state oggetto di aggiornamento del Modello 231; ha inoltre monitorato le azioni legate alla attuazione del Modello 231 aggiornato, nonché le risultanze dell'attività di Internal Audit per quanto di propria competenza e l'avanzamento delle azioni di miglioramento definite dal management.

Con riferimento agli specifici reati in materia ambientale e di salute e sicurezza, l'Organismo di Vigilanza ha proceduto all'acquisizione e all'analisi dei report relativi alle non conformità, agli infortuni e ai Near Miss, prodotti secondo la periodicità prevista dal Modello.

Ha altresì vigilato sull'aggiornamento del risk assessment 2019, per gli aspetti aventi rilevanza ai fini del Modello 231, ed ha svolto attività di analisi e coordinamento delle proprie attività rispetto al Piano di Audit 2019 predisposto sulla base del risk assessment aggiornato.

Si è sviluppato inoltre anche nel 2019 il collegamento funzionale con l'Organismo di Vigilanza della controllata Toscana Energia Green S.p.A..

TRASPARENZA

La nozione di "trasparenza" ha assunto un rilievo centrale nell'attuale quadro normativo, a seguito dell'emanazione della legge delega 190/2012 in materia di anticorruzione. Le prescrizioni dettate dallo specifico decreto legislativo adottato dal Governo italiano sulla trasparenza (D.lgs. 33/2013 e s.m.i.), costituiscono un elemento distintivo di primaria importanza, teso al miglioramento dei rapporti con i cittadini e per la prevenzione della corruzione.

La norma citata prevede, in particolare, una serie di obblighi di pubblicazione di dati, informazioni e documenti sul sito istituzionale in apposita sezione, nonché la possibilità per chiunque di accedere a tali dati, documenti e informazioni ovvero ad informazioni ulteriori rispetto a quelli oggetto di pubblicazione, senza la necessità di dimostrare un interesse legittimo - cosiddetto "*accesso civico generalizzato*" -, nel rispetto dei limiti relativi alla tutela di interessi giuridicamente rilevanti.

Toscana Energia è tenuta ad adempiere agli obblighi di trasparenza previsti per le soceità partecipate da enti pubblici; l'accesso civico generalizzato, per la Società così qualificata, resta limitato all'attività di pubblico interesse svolta.

La Società si è dotata di una procedura specifica che disciplina gli adempimenti in materia di trasparenza.

Sul sito internet della Società è presente una specifica sezione denominata "Società trasparente"; in essa sono state pubblicate tutte le informazioni obbligatorie, che vengono aggiornate di volta in volta nel rispetto di quanto previsto dalla normativa in materia e dalle procedure aziendali di riferimento. Nella stessa sezione sono altresì indicate le modalità per il ricorso all'accesso civico.

L'attività di controllo e monitoraggio delle misure di prevenzione della corruzione in danno alla società e degli obblighi di pubblicazione, nonché il compito di attestare l'assolvimento degli obblighi stessi a carico della Società, sono affidati all'Organismo di Vigilanza.

QUALITÀ, AMBIENTE, SALUTE E SICUREZZA, ENERGIA

Toscana Energia svolge l'attività regolata di distribuzione del gas naturale e quella di ispezione dei dispositivi di conversione del volume del gas. La Società considera le risorse umane e naturali fattori strategici nell'esercizio delle proprie attività e intende contribuire allo sviluppo sostenibile del territorio in cui opera.

Toscana Energia, in coerenza con il Codice Etico, fonda le proprie scelte operative sui principi di correttezza, professionalità e conformità, per assicurare l'erogazione del servizio secondo i migliori standard qualitativi con il fine di soddisfare le aspettative di tutte le parti interessate; identifica la salute e la sicurezza delle persone, l'incolumità pubblica, la tutela ambientale, l'efficienza energetica e la qualità dei servizi resi come obiettivi di primaria importanza e si impegna per il loro perseguimento e miglioramento continuo.

Il sistema di gestione integrato per la qualità, l'ambiente, la salute e la sicurezza sul lavoro e l'energia è lo strumento per raggiungere questi obiettivi strategici e costituisce uno dei principali stimoli per il coinvolgimento del personale e per il miglioramento dei processi.

L'impegno di Toscana Energia per garantire la sicurezza e la salute delle persone (dipendenti, clienti finali e tutte le altre parti interessate), prevenire gli infortuni, assicurare la salvaguardia dell'ambiente e l'incolumità pubblica, perseguire il miglioramento continuo della propria prestazione energetica, nonché per operare in termini di qualità globale è tradotto nella "Politica per la qualità, l'ambiente la salute e la sicurezza ed energetica", approvata il 4 settembre 2019.

IL SISTEMA DI GESTIONE INTEGRATO PER LA QUALITÀ, L'AMBIENTE, LA SALUTE E LA SICUREZZA E L'ENERGIA.

La Società è in possesso delle certificazioni del proprio sistema di gestione integrato per la qualità, l'ambiente, la salute e sicurezza sul lavoro in base alle norme ISO 9001, ISO 14001 e ISO 45001, relativamente al seguente campo applicativo: "Progettazione, costruzione, conduzione, manutenzione ed assistenza di reti ed impianti per la distribuzione di gas naturale e GPL", nonché della certificazione ISO 50001 relativamente al seguente campo applicativo: "Gestione dell'energia per la distribuzione gas naturale e GPL, progettazione e realizzazione impianti e reti". Nel settembre 2019 la società ha superato positivamente la verifica integrata per il rinnovo delle suddette certificazioni, effettuata dall'organismo DNV GL.

Nell'anno 2019 la Società ha effettuato la revisione e l'integrazione dei documenti di sistema, condotta con attenzione agli aggiornamenti normativi e tenuta sotto controllo mediante una specifica pianificazione.

Nella logica di sistema di gestione conforme ai requisiti delle norme ISO 14001, ISO 45001 e ISO 50001 è stato definito e attuato anche nel 2019 il Programma integrato di miglioramento (PIM), documento che esplicita le iniziative di miglioramento ambientale, energetico, della salute e sicurezza; il programma viene redatto sulla base della politica del sistema di gestione integrato, ed in funzione della scala delle priorità sugli aspetti dell'ambiente, dell'energia e della salute e sicurezza.

Nel 2019 è continuato lo sviluppo di un Piano di formazione specifico relativo alle tematiche di qualità, protezione dell'ambiente, tutela della salute e sicurezza sul lavoro e gestione dell'energia, finalizzato anche alla sensibilizzazione e ad una sempre maggior consapevolizzazione del personale.

SALUTE E SICUREZZA

Toscana Energia dedica la massima cura alla tutela della salute e sicurezza dei lavoratori, ponendo particolare attenzione alla formazione del personale sulle prescrizioni di sicurezza da adottare a salvaguardia della propria e dell'altrui incolumità, in relazione ai pericoli che derivano dallo svolgimento delle attività operative.

L'andamento del fenomeno infortunistico in Toscana Energia nel corso dell'anno risulta favorevole, in quanto nel corso dell'esercizio non si è verificato alcun infortunio, né di personale dipendente della Società, né di personale dipendente delle imprese appaltatrici. La società si è dotata di uno specifico Piano di sensibilizzazione e informazione sulla sicurezza per l'anno 2019, nell'ambito del quale sono svolte nel corso dell'esercizio una serie di iniziative di sensibilizzazione, comunicazione interna e formazione per incrementare l'attenzione sulla tematica. E' stato altresì organizzato un convegno dedicato alla sicurezza stradale, in collaborazione con l'INAIL. Sono proseguiti gli incontri con tutto il personale per una sensibilizzazione generale e altri incontri con gli addetti al controllo dei cantieri al fine di analizzare problematiche specifiche e di mettere a comune quanto occorso in termini di infortuni e quasi infortuni ("near miss").

Sono stati portati avanti interventi di comunicazione attraverso il portale intranet

aziendale e l'invio di messaggi di posta elettronica a tutto il personale. Tra le iniziative volte a sviluppare una crescente sensibilizzazione sulle problematiche della sicurezza e, in particolare, nella prevenzione degli infortuni riconducibili alle attività del personale operativo, si evidenzia il proseguimento del "Trofeo Sicurezza", che riguarda tutto il personale aziendale, ripartito per gruppi omogenei. Esso ha l'obiettivo di migliorare la consapevolezza di operare con alti criteri di sicurezza. All'assegnazione del "Trofeo Sicurezza" contribuiscono, oltre alla riduzione del numero degli incidenti sul lavoro, le Proposte Migliorative e i Near miss, la cui formalizzazione ed analisi è volta a migliorare il sistema di gestione per quanto concerne le problematiche di salute e sicurezza dei lavoratori.

Al Trofeo Sicurezza è affiancato inoltre il "Premio Zero Infortuni", che viene assegnato al personale, ripartito in sei gruppi omogenei, dopo che sono trascorsi 365 giorni senza infortuni. Nel 2019, non essendosi verificato alcun infortunio, tutti i gruppi si sono aggiudicati il "Premio Zero Infortuni".

La Società persegue l'obiettivo prioritario di garantire migliori condizioni di sicurezza non solo ai propri dipendenti, ma anche a chi opera sotto il suo controllo: in quest'ottica anche nell'anno 2019 è proseguito il "Trofeo sicurezza imprese". Sono inoltre proseguite le azioni di formazione, informazione e sensibilizzazione avviate per mantenere elevata l'attenzione delle imprese appaltatrici a proposito degli eventi infortunistici.

Anche nei confronti delle imprese sono continuate le azioni di sensibilizzazione e di controllo, allo scopo di assicurare un adeguato livello di sicurezza presso i cantieri. Gli incontri avviati negli anni precedenti con imprese e coordinatori alla sicurezza sono proseguiti e sono stati occasione di confronto sugli accadimenti di cantiere; si è inoltre continuata nel 2019 la rilevazione sistematica dei dati infortunistici degli operatori terzi, che ha evidenziato anch'essa un andamento favorevole rispetto all'anno precedente (0 infortuni).

Durante l'anno è stato aggiornato il Documento di valutazione rischi, emesso a settembre 2019.

AMBIENTE

La tutela dell'ambiente è un aspetto di primaria importanza in tutte le fasi delle attività di Toscana Energia.

Toscana Energia ha sviluppato e mantiene aggiornata un'*analisi ambientale* al fine di determinare e valutare gli aspetti ambientali delle attività e dei servizi svolti e di determinare quelli significativi, sia in condizione di funzionamento normale, anomalo e di emergenza. Gli aspetti ambientali più significativi delle attività di Toscana Energia sono le emissioni in atmosfera (gas serra e gas combusti), la gestione rifiuti, le emissioni sonore da impianti di riduzione e l'uso di risorse (energia elettrica, gas naturale e carburanti).

Per limitare le emissioni in atmosfera nelle sue attività operative, Toscana Energia opera mettendo in atto specifiche azioni di contenimento quali:

- la riduzione delle emissioni di gas naturale (attraverso la sostituzione delle tuba-

zioni in ghisa ed acciaio non protetto);

- il contenimento dei consumi energetici (attraverso l'efficientamento energetico degli impianti di riduzione e l'acquisto di automezzi alimentati a gas naturale);

Con riferimento agli obiettivi di riduzione di emissioni acustiche, Toscana Energia ha proseguito nel 2019 la collaborazione con l'Università di Firenze per l'implementazione e l'integrazione di modelli di emissione acustica degli impianti di riduzione della pressione del gas naturale nel proprio sistema informativo territoriale. Questo consentirà di valutare l'impatto acustico di ciascun impianto rispetto alla zonizzazione acustica del territorio ed alla vicinanza a recettori sensibili.

GESTIONE DELL'ENERGIA

La Società è da tempo impegnata in azioni che la vedono protagonista nel promuovere la salvaguardia dell'ambiente ed il contenimento dei consumi di energia; in coerenza con l'impegno assunto a livello della Politica per la qualità, l'ambiente, la salute e la sicurezza sul lavoro e energetica, Toscana Energia ha sviluppato e mantiene aggiornata un'*analisi energetica*, attraverso un'attività di coordinamento dell'Energy Manager e con il supporto del Gruppo di gestione dell'energia.

Toscana Energia ha identificato gli usi energetici significativi, che sono legati al preriscaldo del gas naturale negli impianti di riduzione, alla climatizzazione degli ambienti e ai consumi di carburante dei mezzi operativi, e per ciascuno di essi ha identificato i fattori o variabili che ne influenzano la prestazione energetica e definito gli indici di prestazione degli usi energetici significativi (EnPI).

Sulla base delle opportunità di miglioramento individuate nell'analisi energetica sono definiti e approvati gli obiettivi e i traguardi di miglioramento, che sono inseriti nel "Programma Integrato di Miglioramento", unitamente a quelli relativi all'ambiente e alla salute e sicurezza. Tra gli interventi più significativi che sono stati portati avanti nel 2019 figurano la sostituzione degli automezzi con mezzi bifuel benzina-gas naturale e gli interventi per l'efficientamento energetico degli impianti di riduzione.

PROTEZIONE DATI PERSONALI

La società, che aveva da tempo iniziato le attività per adeguarsi al Regolamento EU 2016/679 relativo alla protezione delle persone fisiche con riguardo al trattamento dei dati personali, nonché alla libera circolazione di tali dati, nel mese di maggio 2018 ha specificamente adottato un Modello organizzativo definito in conformità alle previsioni normative del Codice Privacy e del Regolamento Europeo. Componente rilevante del modello organizzativo è l'insieme di procedure aziendali volte a garantire il pieno rispetto dei principi sanciti in ambito privacy (Data Protection, Privacy policy, Linee Guida Data Protection Impact Assessment, Gestione Data Breach), tempestivamente adottate e pubblicate sull'intranet aziendale.

Le procedure sopra citate sono state oggetto di aggiornamento nel secondo semestre 2019.

La società ha provveduto altresì alla designazione del DPO e alla relativa comunica-

zione all'Autorità garante.

IL SISTEMA DI CONTROLLO INTERNO SULL'INFORMATIVA FINANZIARIA

Il Sistema di Controllo sull'Informativa Societaria (SCIS) è il processo finalizzato a garantire l'attendibilità[10], l'accuratezza[11], l'affidabilità[12] e la tempestività dell'informativa societaria in tema di financial reporting, nonché la capacità dei processi aziendali al riguardo rilevanti di produrre tale informativa in accordo con i principi contabili.

Italgas si è dotata di un corpo normativo che definisce le norme, le metodologie, i ruoli e le responsabilità per la progettazione, l'istituzione, il mantenimento nel tempo e la valutazione dell'efficacia del Sistema di Controllo sull'Informativa Societaria, che è applicato ad Italgas S.p.A. ed alle società da essa controllate, tenendo conto della loro significatività in termini di contribuzione delle stesse ai valori di bilancio consolidato di Italgas e di rischiosità delle attività svolte.

Il modello di controllo sull'informativa societaria adottato da Italgas è stato definito coerentemente con le previsioni dell'art. 154-bis del Decreto legislativo 24 febbraio 1998 n. 58 (Testo Unico della Finanza - T.U.F.), introdotto dalla Legge 28 dicembre 2005 n. 262, successivamente modificato dal Decreto Legislativo 6 novembre 2007 n. 195 ("Legge 262/2005") ed è basato, sotto il profilo metodologico, sul "COSO Framework" ("Internal Control – Integrated Framework" emesso dal Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission), modello di riferimento a livello internazionale per l'istituzione, l'aggiornamento, l'analisi e la valutazione del sistema di controllo, del quale è stato pubblicato l'aggiornamento nel maggio 2013.

Il Sistema di Controllo sull'Informativa Societaria di Italgas è regolato da normative interne che hanno l'obiettivo di definire: i) i principi, le logiche di funzionamento e le metodologie del sistema; ii) i ruoli e le responsabilità relative all'istituzione, all'aggiornamento ed alla valutazione della sua costante efficacia; iii) le attività da porre in essere per assicurarne il funzionamento.

Le normative sullo SCIS sono organizzate prevedendo uno Standard di Compliance "Sistema di Controllo sull'Informativa Societaria di Italgas" e un Manuale operativo SCIS.

Lo Standard di Compliance illustra l'articolazione del sistema nel suo complesso, partendo dai presupposti, le finalità ed il modello di riferimento, fino a descrivere le caratteristiche delle singole componenti, le modalità di monitoraggio, valutazione e reporting, nonché le principali responsabilità.

Il Manuale operativo SCIS disciplina nel dettaglio, per ciascuno degli aspetti trattati, le figure coinvolte, le specifiche attività e modalità operative da porre in essere e riguardano: "Scoping", "Risk Assessment Process Level Controls", "Company Entity

10 - Attendibilità dell'informativa: informativa che ha le caratteristiche di correttezza e conformità ai principi contabili generalmente accettati e possiede i requisiti richiesti dalle leggi e dai regolamenti applicabili.

11 - Accuratezza dell'informativa: informativa priva di errori.

12 - Affidabilità dell'informativa: informativa che ha le caratteristiche di chiarezza e completezza tali da indurre decisioni di investimento consapevoli da parte degli investitori.

Level Controls", "Process Level Controls", "Segregation of Duties", "Information Technology General Controls", "Lista delle applicazioni rilevanti", "Raccolta e gestione dei flussi informativi e dei risultati delle attività di controllo e valutazione delle carenze" e "Campionamento nei monitoraggi di linea".

La progettazione, l'istituzione e il mantenimento del Sistema di Controllo sull'Informativa Societaria sono garantiti mediante le attività di *scoping*, l'individuazione e la valutazione dei rischi e dei controlli (a livello aziendale e di processo, attraverso le attività di *risk assessment* e di monitoraggio) ed i relativi flussi informativi (*reporting*).

La definizione dello *scoping* è finalizzata ad individuare sia le società di Italgas in ambito al Sistema di Controllo sull'Informativa Societaria, definendo, per ciascuna di esse, le componenti da applicare, sia le voci e le informazioni di bilancio a tal fine significative ed i processi ad esse associati.

Le attività di *risk assessment* per i processi rilevanti sono mirate ad identificare le specifiche attività in grado di generare rischi di errore, non intenzionale, o di frode, che potrebbero avere effetti rilevanti sul bilancio, a fronte delle quali sono definiti e formalizzati i controlli.

I controlli sono oggetto di regolare valutazione (monitoraggio), per verificarne nel tempo l'adeguatezza del disegno e l'effettiva operatività. A tal fine, sono previste attività di monitoraggio di linea, affidate al *management* responsabile dei processi/attività rilevanti, e attività di monitoraggio indipendente, affidate all'*Internal Audit*.

Toscana Energia S.p.A. è soggetta al controllo di Italgas S.p.A. dal 1° ottobre 2019. Ha quindi iniziato a recepire le procedure di controllo definite dallo (SCIS) del gruppo Italgas che saranno implementate interamente nel corso del prossimo esercizio.

Gli esiti delle attività di monitoraggio e delle verifiche svolte sui controlli, nonché le altre eventuali informazioni o situazioni rilevanti per il Sistema di Controllo sull'Informativa Societaria sono oggetto di un flusso informativo periodico sullo stato del sistema di controllo, che coinvolge tutti i livelli della struttura organizzativa, quali i responsabili operativi di business e i responsabili di funzione, fino alla massima posizione amministrativa ed all'Amministratore Delegato della Società.

Sulla base delle valutazioni di tutti i controlli istituiti e di ogni altra informazione, la massima posizione amministrativa e l'Amministratore Delegato della Società redigono appositi rapporti semestrali ed annuali sull'adeguatezza e l'effettiva applicazione del Sistema di Controllo sull'Informativa Societaria della Società che sottopongono al Consiglio di Amministrazione, previa informativa al Collegio Sindacale ed alla controllante, in occasione dell'approvazione del progetto di bilancio e della relazione finanziaria semestrale della controllante.

Le risultanze delle valutazioni di tutti i controlli costituiscono altresì oggetto di un rapporto riepilogativo semestrale ed annuale della massima posizione amministrativa della Società condiviso con l'Amministratore Delegato, trasmesso al responsabile amministrativo della società controllante diretta (ovvero al Dirigente Preposto alla redazione dei documenti contabili societari, nel caso in cui la controllante diretta sia Italgas S.p.A.).

EVOLUZIONE PREVEDIBILE DELLA GESTIONE

SISTEMA NORMATIVO

La Società, nell'ambito dell'allineamento del Sistema Organizzativo e Normativo Societario al modello organizzativo e normativo di Gruppo, ha recepito l'Italgas Enterprise System (IES). Tale documento:

- costituisce il **riferimento** per il **Sistema Normativo** societario;
- costituisce la **guida** e il riferimento per **l'organizzazione e il funzionamento** di Gruppo, fungendo anche da strumento di comunicazione e diffusione **dell'assetto organizzativo e normativo;**
- illustra il macro funzionamento del Gruppo e descrivendone sinteticamente i **processi**.

Il Sistema Normativo societario è definito nel rispetto di un Quadro di riferimento che comprende **Riferimenti esterni** (insieme di norme e regole esterne al Gruppo), **Statuto**, **Codice Etico**, **Modello 231** e **Sistema di Controllo sull'Informativa Societaria (SCIS)**.

I principali elementi del Sistema Normativo sono:

- **Italgas Enterprise System**: vertice del Sistema Normativo;
- **Politiche**;
- **Piani qualità**;
- **Standard di Compliance;**
- **Standard di Processo;**
- **Istruzioni Operative.**

Inoltre, fanno parte integrante del Sistema Normativo:

- **Sistemi di gestione integrati:** documenti appartenenti ai sistemi di Gestione Certificati in materia di Salute, Sicurezza, Ambiente e Qualità;
- **Circolari Normative:** prescrizioni o precisazioni di comportamenti specifici, anche in via temporanea;
- **Manuali operativi e Documenti tecnici:** prescrizioni e dettaglio di modalità tecnico-operative;

Documenti di Registrazione: risultati/evidenze dell'esecuzione di specifiche attività (ad es. moduli, verbali o relazioni).

GLOSSARIO

Toscana Energia continuerà a perseguire i propri obiettivi strategici con focus sulla digitalizzazione delle reti e dei processi aziendali, sulla realizzazione degli investimenti, sulla qualità del servizio erogato, sulla razionalizzazione dei costi operativi e sull'ottimizzazione della struttura finanziaria, mantenendo una costante attenzione alle opportunità di sviluppo.

Con specifico riferimento agli **investimenti tecnici** in immobilizzazioni materiali e immateriali, nel corso del 2020 prevede di continuare il proprio significativo piano di investimenti finalizzato principalmente all'implementazione dei progetti di digitalizzazione della rete e oltre alle consuete attività di mantenimento e sviluppo delle reti in gestione.

Coerentemente con le priorità strategiche del Piano 2019-2025, parteciperà alle **gare d'ambito** di interesse per l'affidamento del servizio di distribuzione del gas naturale, perseguendo gli obiettivi di sviluppo del business e di consolidamento del settore, tuttora molto frammentato.

Toscana Energia intende continuare ad aumentare la propria **efficienza operativa**, proseguendo nell'implementazione del programma di riduzione costi e di miglioramento dei processi e dei servizi, ponendo particolare attenzione al contemporaneo obiettivo di uno sviluppo sostenibile che da molti anni caratterizza la sua attività ed è certificato dalla redazione del suo bilancio di sostenibilità.

Nel prossimo esercizio questi obiettivi andranno a completare quelli della controllante Italgas S.p.A. nella sua dichiarazione non finanziaria.

TERMINI ECONOMICO - FINANZIARI

AMMORTAMENTO

L'ammortamento è il processo mediante il quale il costo delle immobilizzazioni viene ripartito in funzione del periodo in cui l'impresa ne trae beneficio, che normalmente corrisponde con l'intera durata di utilizzazione.

ATTIVITÀ NON CORRENTI

Voce dell'attivo della Situazione patrimoniale e finanziaria, che accoglie, al netto dei relativi ammortamenti e svalutazioni, gli elementi destinati a perdurare nel tempo. Sono suddivise nelle seguenti categorie principali: "Attività immateriali", "Immobili impianti e macchinari", "Partecipazioni" e "Altre attività non correnti".

CAPITALE DI ESERCIZIO NETTO

Rappresenta il capitale che resta impiegato in attività a breve ed è un indicatore utilizzato allo scopo di verificare l'equilibrio finanziario dell'impresa nel breve termine. Tale grandezza è costituita da tutte le attività e passività a breve termine che siano di natura non finanziaria.

CAPITALE INVESTITO NETTO

Investimenti netti di natura operativa, rappresentati dalla somma del capitale circolante netto, delle immobilizzazioni, dei fondi per benefici a dipendenti e delle attività e passività destinate alla vendita.

CASH FLOW

Disponibilità finanziaria che si genera in un'impresa in un determinato periodo di tempo. Più precisamente, costituisce la differenza tra le entrate correnti (principalmente ricavi d'esercizio monetari) e le uscite monetarie correnti (costi di competenza del periodo di riferimento, che hanno generato un'uscita di cassa).

COSO FRAMEWORK

Modello di riferimento a livello internazionale ("Internal Control – Integrated Framework" pubblicato dal Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission) per l'istituzione, l'aggiornamento, l'analisi e la valutazione del sistema di controllo interno.

COSTI FISSI CONTROLLABILI

Sono così definiti i costi fissi operativi delle attività regolate costituiti dalla somma del "Totale costo del personale ricorrente" e dei "Costi esterni ricorrenti della gestione ordinaria".

COSTI OPERATIVI

Costi sostenuti per svolgere l'attività caratteristica dell'impresa. Fra i principali costi operativi vi sono gli acquisti, i servizi, la manutenzione, l'energia, i materiali di consu-

mo, e il costo del lavoro.

DERIVATI

Uno strumento finanziario viene definito derivato quando il suo profilo di costo/rendimento deriva dai parametri di costo/rendimento di altri strumenti principali, chiamati "sottostanti", che possono essere materie prime, valute, tassi di interesse, titoli, indici azionari.

DIVIDENDO

Remunerazione deliberata dall'Assemblea degli Azionisti su proposta del Consiglio di Amministrazione, corrisposta agli Azionisti.

DIVIDEND PAYOUT

Rappresenta il rapporto tra i dividendi e l'utile netto del periodo ed equivale alla percentuale di utili distribuita agli Azionisti sotto forma di dividendi.

INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO

Indicatore del grado di indebitamento di una società. È calcolato come differenza tra l'ammontare dei debiti (al netto dei crediti della stessa natura) derivanti da rapporti di natura finanziaria e quello delle disponibilità liquide ed equivalenti.

INVESTIMENTI

Costi riferiti a beni a utilizzo pluriennale che non esauriscono la loro utilità nel corso di un periodo amministrativo.

MARGINE OPERATIVO LORDO (EBITDA)

L'EBITDA è una grandezza utilizzata da Toscana Energia nelle presentazioni interne (business plan) ed esterne (agli analisti e agli investitori). Tale grandezza è utilizzata come unità di misura per la valutazione delle performance operative di Toscana Energia, nel suo complesso e nei singoli settori di attività, in aggiunta al Risultato Operativo (EBIT). Il Margine Operativo Lordo è determinato dalla differenza tra i ricavi ed i costi operativi.

ONERI FINANZIARI NETTI

Costo netto sostenuto per l'utilizzo di capitale di terzi. Comprende inoltre gli altri oneri netti correlati alla gestione finanziaria.

PATRIMONIO NETTO

Insieme delle risorse apportate dagli azionisti aumentato degli utili non distribuiti e diminuito delle perdite.

RICAVI DELLA GESTIONE CARATTERISTICA

Proventi relativi alla cessione di beni e/o alla prestazione di servizi inerenti alla gestione caratteristica, cui sono riferibili tutti quei valori economici che sono collegati

al campo di attività tipica dell'impresa e che sono ricorrenti nello svolgimento delle operazioni aziendali.

R.O.E. (RETURN ON EQUITY)

Rapporto tra utile netto e il patrimonio netto di fine periodo, in grado di esprimere la redditività del capitale proprio.

R.O.I. (RETURN ON INVESTMENT) CARATTERISTICO

Rapporto tra utile operativo e capitale investito netto di fine periodo al netto delle partecipazioni, in grado di esprimere la redditività operativa, esprimendo la capacità dell'impresa di remunerare il capitale investito con il risultato della sua attività caratteristica.

UTILE OPERATIVO (EBIT)

Differenza fra i ricavi delle vendite e altri ricavi ed i costi d'esercizio in un determinato periodo. È quindi il risultato della gestione operativa ed è al lordo dei costi e dei ricavi della gestione finanziaria e delle imposte.

UTILE NETTO

Risultato che si ottiene sottraendo dal risultato operativo, il risultato della gestione finanziaria e le imposte sul reddito.

TERMINI COMMERCIALI

ANNO TERMICO

Periodo temporale di riferimento in cui viene suddiviso il periodo di regolazione, la cui durata va dal 1 ottobre al 30 settembre dell'anno successivo. A partire dal terzo periodo di regolazione l'anno termico coincide con l'anno solare.

AMBITO TARIFFARIO

L'ambito tariffario è l'ambito di determinazione delle tariffe per l'attività di distribuzione, formato dall'insieme delle località servite attraverso il medesimo impianto di distribuzione. Nei casi in cui più enti locali affidino in forma associata il servizio di distribuzione o gli stessi dichiarino di costituire un unico ambito tariffario, l'ambito tariffario coincide con l'insieme delle località servite attraverso più impianti di distribuzione da uno o anche più esercenti.

BONUS GAS

Strumento per garantire alle famiglie in condizione di disagio economico un risparmio sulla spesa per il gas. Il bonus vale esclusivamente per il gas metano distribuito a rete, per i consumi nell'abitazione di residenza.

AUTORITÀ DI REGOLAZIONE PER ENERGIA RETI E AMBIENTE (ARERA)

Già Autorità per l'Energia Elettrica il Gas e il Sistema Idrico (AEEGSI), è un organismo indipendente, istituito con legge 14 novembre 1995, n.481 con il compito di tutelare gli interessi dei consumatori e di promuovere la concorrenza, l'efficienza e la diffusione di servizi con adeguati livelli di qualità, attraverso l'attività di regolazione e di controllo. L'azione dell'Autorità, inizialmente limitata ai settori dell'energia elettrica e del gas naturale, è stata in seguito estesa, attraverso alcuni interventi normativi, e, in particolare, con il decreto-legge n. 201/11, convertito nella legge n. 214/11, le sono state attribuite competenze anche in materia di servizi idrici.

CASSA PER I SERVIZI ENERGETICI E AMBIENTALI - CSEA

Ente pubblico economico, in precedenza denominato CCSE – Cassa conguaglio per il settore elettrico, che opera nei settori dell'elettricità, del gas e dell'acqua. La sua missione principale è la riscossione di alcune componenti tariffarie dagli operatori; tali componenti vengono raccolte nei conti di gestione dedicati e successivamente erogati a favore delle imprese secondo regole emanate dall'Autorità. La CSEA è sottoposta alla vigilanza dell'Autorità e del Ministero dell'Economia e delle Finanze e provvede alla gestione finanziaria dei fondi incassati e alle conseguenti erogazioni di contributi a favore degli operatori del settore con impieghi in materia di fonti rinnovabili e assimilate, efficienza energetica, qualità del servizio, interrompibilità, perequazione, ricerca di sistema, progetti a favore dei consumatori, ecc. La CSEA, inoltre, svolge, nei confronti dei soggetti amministrati, attività ispettive volte ad accertamenti di natura amministrativa, tecnica, contabile e gestionale, consistenti nell'audizione e nel confronto dei soggetti coinvolti, nella ricognizione di luoghi e impianti, nella ricerca, verifica e comparazione di documenti.

CLIENTE FINALE

È il consumatore che acquista gas per uso proprio.

CODICE DI RETE

Documento che stabilisce le norme che regolano i diritti e gli obblighi dei soggetti coinvolti nel processo di erogazione del servizio di distribuzione del gas.

CONCESSIONE

Atto per mezzo del quale l'Ente locale affida a una società la gestione di un servizio che ricade nell'ambito delle prerogative dell'Ente stesso e per il quale la società in questione assume il rischio di gestione.

MISURAZIONE

Insieme di operazioni che ha lo scopo di determinare il valore vero di una grandezza.

PEREQUAZIONE

Rappresenta la differenza tra i ricavi di competenza del periodo (VRT annuo) e quelli fatturati alla società di vendita sulla base dei volumi vettoriati. La posizione netta nei

confronti della CSEA viene definita alla scadenza dell'anno termico ed è finanziariamente regolata nel corso dell'anno sulla base di acconti.

PERIODO DI REGOLAZIONE

È il periodo temporale, normalmente quadriennale, per il quale sono definiti i criteri per la determinazione delle tariffe per il servizio di distribuzione.

PUNTO DI RICONSEGNA (PDR)

È il punto di confine tra l'impianto di distribuzione del gas e l'impianto di proprietà o gestito dal cliente finale in cui l'impresa di distribuzione riconsegna il gas trasportato per la fornitura al Cliente finale e nel quale avviene la misurazione.

SERVIZIO DI DISTRIBUZIONE GAS

Servizio di trasporto di gas naturale attraverso reti di metanodotti locali da uno o più punti di consegna ai punti di riconsegna, in genere a bassa pressione e in contesti urbani, per la consegna ai consumatori finali.

SOCIETÀ DI VENDITA O RELCO (RETAIL COMPANY)

Società che, in virtù di un contratto di accesso alle reti gestite da un Distributore, esercita l'attività di vendita del gas.

SWITCHING

Subentro di un nuovo utilizzatore della rete nel servizio di distribuzione verso un determinato punto di riconsegna.

TIME-LAG REGOLATORIO

E' il ritardo con cui la tariffa remunera gli investimenti effettuati ed entrati in esercizio.

VRT (VINCOLO DEI RICAVI TOTALE)

È il valore totale dei ricavi ammessi per le società di distribuzione dall'autorità regolatrice a copertura dei costi per l'erogazione del servizio di distribuzione, di misura e di commercializzazione.

TERMINI TECNICI

BAR

Unità di misura della pressione. La pressione atmosferica standard misura 1,01325 bar.

CITY-GATE

È il punto di consegna virtuale dato dall'interconnessione di più punti di consegna (REMI) del gas dalla rete di trasporto alla rete di distribuzione.

DISPERSIONE

Fuoriuscita di gas dall'impianto di distribuzione.

GAS IMMESSO IN RETE

È il gas trasferito dalla rete di trasporto alla rete di distribuzione e quindi immesso in quest'ultima attraverso i "punti di consegna". La misurazione del gas immesso in rete tiene conto, oltre che dei quantitativi provenienti dalla rete di trasporto, anche delle quantità eventualmente aggiunte tramite carro bombolaio.

GAS VETTORIATO

È il quantitativo di gas riconsegnato agli utenti della rete di distribuzione presso i punti di riconsegna.

GASCROMATOGRAFO

Strumento in grado di eseguire l'analisi del gas naturale o di sostanze in esso contenute, quali gli odorizzanti; è dotato di colonne gascromatografiche idonee alla separazione dei componenti del gas, di uno o più rivelatori e di un sistema di introduzione del campione gassoso e/o liquido. Il gascromatografo abbinato a sistemi di elaborazione dati (come personal computer e integratori elettronici) produce la documentazione che ne evidenzia la rintracciabilità e il risultato della misura. Può essere utilizzato sia per le analisi in campo (solitamente di tipo portatile) che per le analisi remote (solitamente di tipo fisso).

GRUPPI DI RIDUZIONE FINALE PER USI CIVILI (G.R.F.)

Impianti predisposti per ricevere e ridurre di pressione il gas da una pressione in entrata superiore a 0,04 bar, a un valore di pressione in uscita inferiore a 0,04 bar, e sono impiegati per alimentare i clienti finali attraverso una rete di distribuzione in bassa pressione.

GRUPPI DI RIDUZIONE FINALE PER USI INDUSTRIALI (G.R.I.)

Impianti predisposti per ricevere e ridurre di pressione il gas, da una pressione in entrata superiore a 0,5 bar, a una pressione in uscita regolata per alimentare direttamente gli impianti di utilizzo industriale o similari (terziario, impianti di riscaldamento centralizzato, ecc.).

GRUPPI DI RIDUZIONE D'UTENZA (G.R.U.)

Impianti predisposti per ricevere e ridurre di pressione il gas da una pressione in entrata superiore a 0,5 bar, a un valore di pressione in uscita regolata a valori inferiori a 0,04 bar per alimentare direttamente i clienti domestici o similari. I G.R.U. costituiscono parte integrante degli Impianti di Derivazione d'Utenza (I.D.U.).

GRUPPO DI MISURA

Parte dell'impianto di alimentazione del cliente finale che serve per l'intercettazione, per la misura del gas e per il collegamento all'impianto interno del cliente finale. È comprensivo di un eventuale correttore dei volumi.

IMPIANTI DI PRELIEVO, RIDUZIONE E MISURA (I.P.R.M.)

Impianti predisposti per ricevere, ridurre di pressione, misurare e odorizzare nella misura prescritta, il gas fornito dalle reti di trasporto agli enti erogatori del gas per uso civile quale che sia la pressione di consegna, a valle dei quali esiste di regola almeno un altro impianto di riduzione che immette in reti di distribuzione a più bassa pressione, o che alimenta direttamente le utenze.

IMPIANTI DI RIDUZIONE INTERMEDIA (I.R.I.)

Impianti predisposti per ricevere, ridurre di pressione ed eventualmente misurare il gas, da una pressione in entrata (Pe) superiore a 0,5 bar a un valore di pressione in uscita superiore a 0,04 bar.

IMPIANTI DI DERIVAZIONE D'UTENZA (I.D.U.) O ALLACCIAMENTO

Complesso di tubazioni con dispositivi ed elementi accessori che costituiscono le installazioni necessarie a fornire il gas al cliente finale; l'impianto di derivazione utenza o allacciamento ha inizio dall'organo di presa (compreso) e si estende fino al gruppo misura (escluso) e comprende l'eventuale gruppo di riduzione; in assenza del gruppo di misura, l'impianto di derivazione utenza o allacciamento si estende fino all'organo di intercettazione terminale (incluso) della derivazione stessa.

ODORIZZANTE

Prodotto che serve per odorizzare un gas inodore o per aumentare l'intensità di odore di un gas già odoroso.

PRONTO INTERVENTO

Insieme delle azioni volte ad assicurare e/o ripristinare tempestivamente la sicurezza e, laddove tecnicamente possibile, la continuità del servizio di distribuzione gas in occasione del verificarsi di anomalie sull'impianto di distribuzione o la sicurezza in caso di dispersioni di gas a valle del punto di riconsegna.

PUNTO DI CONSEGNA (REMI)

Per il gas naturale, è il punto coincidente con il punto di riconsegna della rete di trasporto dove viene reso disponibile al distributore il gas naturale. Per i gas diversi dal gas naturale, è il punto di alimentazione dell'impianto di distribuzione.

PUNTO DI INTERCONNESSIONE

È il punto di interconnessione tra due impianti di distribuzione gestiti da imprese distributrici diverse.

RAB (REGULATORY ASSET BASE)

Valore del capitale investito netto come riconosciuto dall'Autorità al fine della determinazione delle tariffe applicabili.

SISTEMA DI PROTEZIONE CATODICA

Complesso delle installazioni, comprendente gli elementi attivi e passivi, che permette di valutare costantemente le condizioni delle tubazioni in acciaio utilizzate dal sistema di distribuzione gas che per loro natura sono soggette a corrosione.

SISTEMA DI TELECONTROLLO

È il sistema finalizzato alla supervisione a distanza dei principali parametri (portata del gas immesso, pressione, temperatura del gas in uscita, ecc.) di funzionamento di un punto di consegna che assolve anche alla funzione di registrazione in modo automatico e continuo degli eventi di superamento per ciascun parametro.

VIR (VALORE INDUSTRIALE RESIDUO)

È l'importo che il gestore entrante deve corrispondere al gestore uscente per acquisire gli impianti.

Firenze, 4 marzo 2020

Per il Consiglio di amministrazione
Il Presidente Federico Lovadina

Bilancio di esercizio

SITUAZIONE PATRIMONIALE E FINANZIARIA (*)

(in €)	Note	31.12.2018		31.12.2019	
		Totale	*di cui verso parti correlate*	Totale	*di cui verso parti correlate*
ATTIVITA'					
Attività correnti					
Disponibilità liquide ed equivalenti	(7)	16.339.473		**104.632.100**	
Altre attività finanziarie negoziabili o disponibili per la vendita	(8)	0		**0**	
Crediti commerciali e altri crediti	(9)	46.453.440	3.440.000	**60.230.140**	11.641.000
Rimanenze	(10)	2.764.903		**6.308.763**	
Attività per imposte sul reddito correnti	(11)	1.657.205		**666.502**	
Attività per altre imposte correnti	(11)	6.409.833		**2.583.340**	
Altre attività correnti	(12)	106.542	119.000	**148.176**	124.000
		73.731.396		**174.569.021**	
Attività non correnti					
Immobili, impianti e macchinari	(13)	29.168.568		**32.612.899**	
Rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo					
di cui relativi a Diritti d'uso (**)		1.129.168		***2.798.023***	
Investimenti immobiliari	(13)	164.918		**164.918**	
Attività immateriali	(14)	887.946.536		**891.281.582**	
Partecipazioni:	(15)				
- imprese controllate		5.340.000		**5.340.000**	
- imprese collegate		21.462.698		**21.462.698**	
- joint venture		0			
- altre partecipazioni		0		**0**	
Altre attività finanziarie	(16)	4.850.769		**4.850.352**	
Attività per imposte anticipate					
Altre attività non correnti	(12)	41.391.873	703.266	**40.518.268**	
		990.325.363		**996.230.717**	
Attività non correnti possedute per la vendita e gruppi di attività in dismissione posseduti per la vendita	(17)				
TOTALE ATTIVITA'		**1.064.056.759**		**1.170.799.738**	
PASSIVITA' E PATRIMONIO NETTO					
Passività correnti					
Passività finanziarie a breve termine	(18)	306.417		**126.567.863**	30.154.000
Quote a breve di passività finanziarie a lungo termine	(18)	255.761.625		**124.251.372**	
di cui relativi a Diritti d'uso (**)		814.741		***1.313.640***	
Debiti commerciali e altri debiti	(19)	43.681.712	6.139.000	**50.519.100**	1.618.000
Passività per imposte sul reddito correnti	(11)	0		**0**	
Passività per altre imposte correnti	(11)	847.978		**794.760**	
Altre passività correnti	(20)	0	15.000	**0**	15.000
		300.597.732		**302.133.096**	
Passività non correnti					
Passività finanziarie a lungo termine	(18)	145.680.824		**284.452.876**	279.785.000
di cui relativi a Diritti d'uso (**)		4.327.955		***4.668.094***	
Fondi per rischi e oneri	(21)	9.568.856		**7.548.419**	
Fondi per benefici ai dipendenti	(22)	9.101.995		**8.774.490**	
Passività per imposte differite	(23)	61.235.369		**57.902.642**	
Altre passività non correnti	(20)	112.679.622		**108.336.911**	
		338.266.666		**467.015.337**	
Gruppi di passività in dismissione posseduti per la vendita	(17)				
TOTALE PASSIVITA'		**638.864.397**		**769.148.433**	
PATRIMONIO NETTO	(24)				
Capitale sociale		146.214.387		**146.214.387**	
Riserva legale		29.242.877		**29.242.877**	
Riserva sovrapprezzo azioni		128.592.924		**128.592.924**	
Altre riserve		84.625.721		**61.883.943**	
Riserva indisponibile effetti restatement IFRS					
Utili relativi a esercizi precedenti		0		**(4.481.543)**	
Utile dell'esercizio		36.516.452		**40.198.717**	
TOTALE PATRIMONIO NETTO		**425.192.362**		**401.651.305**	
TOTALE PASSIVITA' E PATRIMONIO NETTO		**1.064.056.759**		**1.170.799.738**	

CONTO ECONOMICO

(in euro)		2018		2019	
	Note	Totale	di cui verso parti correlate	Totale	di cui verso parti correlate
RICAVI	(26)				
Ricavi della gestione caratteristica		187.705.881	*79.307.000*	**186.348.678**	*95.855.000*
Altri ricavi e proventi		9.653.475	*2.113.000*	**9.846.477**	*3.085.000*
		197.359.357		**196.195.156**	
COSTI OPERATIVI	(27)				
Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi		(68.515.403)	(33.739.000)	**(64.737.958)**	(22.828.000)
Costo lavoro		(25.150.812)		**(25.635.706)**	
		(93.666.216)		**(90.373.664)**	
AMMORTAMENTI E SVALUTAZIONI		**(51.994.304)**		**(49.183.968)**	
UTILE OPERATIVO		**51.698.837**		**56.637.523**	
PROVENTI (ONERI) FINANZIARI	(28)	52.738	*50.769*	**51.955**	*50.352*
Proventi finanziari		(2.611.780)		**(2.750.367)**	
Oneri finanziari		**(2.559.041)**		**(2.698.412)**	
PROVENTI (ONERI) SU PARTECIPAZIONI	(29)				
- Proventi su partecipazioni		949.715	*949.715*	**1.240.614**	*1.240.614*
- Oneri su partecipazioni					
		949.715		**1.240.614**	
UTILE PRIMA DELLE IMPOSTE	(30)	**50.089.511**		**55.179.725**	
Imposte sul reddito		(13.573.059)		**(14.981.009)**	
UTILE NETTO		**36.516.452**		**40.198.716,51**	

PROSPETTO DELL'UTILE COMPLESSIVO

(migliaia di euro)	2018	2019
Utile netto dell'esercizio	**36.516.452**	**40.198.717**
Altre componenti dell'utile complessivo		
Componenti non riclassificabili a Conto economico:		
Utili (perdite) attuariali da remeasurement piani a benefici definiti per i dipendenti	(237.409)	**(311.233)**
Effetto fiscale	56.978	**74.695,9**
Componenti riclassificabili a Conto economico:		
Variazione fair value derivati di copertura *cash flow hedge*	180.162	**169.588**
Effetto fiscale	(43.238)	**(40.701)**
Totale altre componenti dell'utile complessivo al netto dell'effetto fiscale	**(43.507)**	**(107.650)**
Totale utile complessivo dell'esercizio	**36.472.945**	**40.091.066**

PROSPETTO DELLE VARIAZIONI NELLE VOCI DI PATRIMONIO NETTO

(migliaia di €)	Capitale sociale	Riserva legale	Riserva soprapprezzo azioni	Applicazione IFRS	Riserva cash flow hedge	Riserva per piani a benefici definiti per i dipendenti al netto dell'effetto fiscale	Altre riserve	Utili (perdite) a nuovo	Utile dell'esercizio	Totale patrimonio netto
Saldo al 1° gennaio 2018 (a)	**146.214**	**29.243**	**128.593**	**49.987**	**(266)**	**0**	**56.519**	**0**	**40.175**	**450.465**
Componenti riclassificabili a conto economico:										
Variazione fair value derivati di copertura *cash flow hedge*					137					
Oneri da valutazione al fair value di strumenti derivati di copertura										
Componenti non riclassificabili a Conto economico:										
Utili (perdite) attuariali da remeasurement piani a benefici definiti per i dipendenti						(180)				**(180)**
Utile complessivo dell'esercizio 2018 (b)	**0**	**0**	**0**	**0**	**137**	**(180)**	**0**	**0**	**36.516**	**36.473**
Operazioni con gli azionisti										
Attribuzione dividendo esercizio 2017									(28.117)	**(28.117)**
Distribuzione utili a nuovo							(33.629)			**(33.629)**
Totale operazioni con gli azionisti (c)	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**(33.629)**	**0**	**(28.117)**	**(61.746)**
Altre variazioni di Patrimonio Netto (d)	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**12.058**	**0**	**(12.058)**	**0**
Destinazione risultato							12.058		(12.058)	**0**
Riclassifica riserva IAS 19 ex-Napoletanagas						0	0			
Saldo al 31 dicembre 2018 (e=a+b+c+d)	**146.214**	**29.243**	**128.593**	**49.987**	**(129)**	**(180)**	**34.948**	**0**	**36.516**	**425.192**
Componenti riclassificabili a conto economico:										
Variazione fair value derivati di copertura cash flow hedge					129					**129**
Oneri da valutazione al fair value di strumenti derivati di copertura										
Componenti non riclassificabili a Conto economico:										
Utili (perdite) attuariali da remeasurement piani a benefici definiti per i dipendenti						(237)				**(237)**
Utile complessivo dell'esercizio 2019 (f)	**0**	**0**	**0**	**0**	**129**	**(237)**	**0**	**0**	**40.199**	**40.091**
Operazioni con gli azionisti										
Attribuzione dividendo esercizio 2018									(28.687)	**(28.687)**
Distribuzione utili a nuovo							(34.945)			**(34.945)**
Totale operazioni con gli azionisti (g)	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**(34.945)**	**0**	**(28.687)**	**(63.632)**
Altre variazioni di Patrimonio Netto (h)	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**12.311**	**(4.482)**	**(7.829)**	**0**
Destinazione risultato							12.311		(12.311)	**0**
Riclassifica risultato IAS/IFRS						**0**	**0**	(4.482)	4.482	**0**
Saldo al 31 dicembre 2019 (i=e+f+g+h)	**146.214**	**29.243**	**128.593**	**49.987**	**0**	**(417)**	**12.314**	**(4.482)**	**40.199**	**401.651**

RENDICONTO FINANZIARIO

(migliaia di €)	2018	2019
Utile netto	36.516	**40.199**
Rettifiche per ricondurre l'utile netto al flusso di cassa da attività operativa:		
Ammortamenti	51.994	**49.184**
di cui ammortamento Diritto d'uso ex IFRS 16	729	**1.019**
Minusvalenze, plusvalenze nette su cessioni radiazioni e eliminazioni attività	1.897	**1.552**
Dividendi	-950	**-1.241**
Interessi attivi	-53	**-52**
Interessi passivi	2.612	**2.750**
Imposte sul reddito	13.573	**14.981**
Variazioni del capitale di esercizio:		
- rimanenze	-446	**-3.544**
- crediti commerciali	17.246	**-9.292**
- debiti commerciali	2.730	**3.228**
- fondi per rischi e oneri	2.001	**-2.020**
- altre attività e passività	635	**-7.432**
Flusso di cassa del capitale di esercizio	22.166	**-19.060**
Variazione fondi per benefici ai dipendenti	69	**-328**
Dividendi incassati	950	**1.241**
Interessi incassati	51	**0**
Interessi pagati	-2.496	**-2.928**
Imposte sul reddito pagate al netto dei crediti d'imposta rimborsati	-16.737	**-15.728**
Flusso di cassa netto da attività operativa	**109.592**	**70.570**
Investimenti:		
- immobili, impianti e macchinari	(3.913)	**-5.998**
di cui investimenti Diritto d'uso	-1.054	**-2.100**
- attività immateriali	-51.473	**-52.012**
- partecipazioni e imprese consolidate	0	**0**
- rami d'azienda	0	**0**
- variazione debiti e crediti relativi all'attività di investimento	35	**6.303**
Flusso di cassa degli investimenti	-55.351	**-51.707**
Disinvestimenti		
- immobili, impianti e macchinari	516	**101**
- attività immateriali	1	**0**
- attività operative cedute	0	**0**
Flusso di cassa dei disinvestimenti	517	**101**
Flusso di cassa netto da attività di investimento	-54.834	**-51.606**
Assunzione di debiti finanziari a lungo termine	0	**280.000**
Rimborsi di debiti finanziari a lungo termine	-63.115	**-104.535**
Incremento (decremento) di debiti finanziari a breve termine	77.618	**-41.941**
di cui esborsi relativi ai Diritti d'uso	-720	**-1.005**
Dividendi distribuiti	-57.649	**-64.087**
Altre variazioni	-43	**-108**
Flusso di cassa netto da attività di finanziamento	**-43.189**	**69.329**
Flusso di cassa netto dell'esercizio	**11.569**	**88.293**
Disponibilità liquide ed equivalenti all'inizio dell'esercizio	**4.770**	**16.339**
Disponibilità liquide ed equivalenti alla fine dell'esercizio	**16.339**	**104.632**

(*) I saldi al 31 dicembre 2012 sono stati rideterminati a seguito dell'applicazione retrospettica delle nuove disposizioni dello IAS 19. Gli effetti sono illustrati al capitolo "Modifica dei criteri contabili".

Firenze, 4 marzo 2020

Per il Consiglio di amministrazione
Il Presidente Federico Lovadina

NOTE AL BILANCIO DI ESERCIZIO

INFORMAZIONI SOCIETARIE

Toscana Energia (nel seguito la Società) è una società per azioni controllata da Italgas S.p.A. che ne detiene il 50,658% del capitale sociale e domiciliata in Firenze in Piazza Enrico Mattei n.3.

La Società opera nell'attività regolata della distribuzione del gas naturale. Tale attività è svolta avvalendosi di un sistema integrato di infrastrutture, tutte localizzate in Italia.

CDP S.p.A. dispone del controllo di fatto di Italgas S.p.A. ai sensi del principio contabile internazionale IFRS 10 "Bilancio consolidato".

Al 31 dicembre 2019 CDP S.p.A. detiene, per il tramite di CDP Reti S.p.A.[13], il 26,05% del capitale sociale di Italgas S.p.A.

La Società è soggetta a direzione e coordinamento da parte di Italgas S.p.A.

2 - CRITERI DI VALUTAZIONE

I criteri di valutazione più significativi adottati per la redazione del bilancio d'esercizio sono indicati nei punti successivi.

IMMOBILI, IMPIANTI E MACCHINARI

Gli immobili, impianti e macchinari sono rilevati secondo il criterio del costo e sono iscritti al prezzo di acquisto, di conferimento o al costo di produzione comprensivo dei costi accessori di diretta imputazione necessari a rendere le attività pronte all'uso. Quando è necessario un rilevante periodo di tempo affinché il bene sia pronto all'uso, il prezzo di acquisto, di conferimento o il costo di produzione include gli oneri finanziari che teoricamente si sarebbero risparmiati, nel periodo necessario a rendere il bene pronto all'uso, qualora l'investimento non fosse stato effettuato.

In presenza di obbligazioni attuali per lo smantellamento, la rimozione delle attività e la bonifica dei siti, il valore di iscrizione include i costi stimati (attualizzati) da sostenere al momento dell'abbandono delle strutture, rilevati in contropartita a uno specifico fondo. Il trattamento contabile delle revisioni di stima di questi costi, del trascorrere del tempo e del tasso di attualizzazione è indicato al punto "Fondi per rischi e oneri".

Non è ammesso effettuare rivalutazioni delle attività materiali, neanche in applicazione di leggi specifiche.

I costi per migliorie, ammodernamento e trasformazione aventi natura incrementativa del valore degli immobili, impianti e macchinari sono rilevati all'attivo patrimoniale quando è probabile che incrementino i benefici economici futuri attesi.

I costi di sostituzione di componenti identificabili di beni complessi sono imputati all'attivo patrimoniale e ammortizzati lungo la loro vita utile; il valore di iscrizione residuo della componente oggetto di sostituzione è imputato a conto economico.

13 - Società posseduta al 59,10% da CDP S.p.A.

Le spese di manutenzione e riparazione ordinarie sono imputate a conto economico nell'esercizio in cui sono sostenute.

DIRITTI D'USO

Il costo dell'attività consistente nel diritto di utilizzo comprende:

- l'importo della valutazione iniziale della passività del leasing;
- i pagamenti dovuti per il leasing effettuati alla data o prima della data di decorrenza al netto degli incentivi al leasing ricevuti;
- i costi iniziali diretti sostenuti; e
- i costi per lo smantellamento e il ripristino del sito.

Le passività del leasing comprendono i seguenti pagamenti per il diritto di utilizzo dell'attività sottostante lungo la durata del leasing non versati alla data di decorrenza:

- i pagamenti fissi al netto di eventuali incentivi al leasing da ricevere;
- i pagamenti variabili dovuti per il leasing che dipendono da un indice o un tasso,
- gli importi da pagare a titolo di garanzie del valore residuo;
- il prezzo di esercizio dell'opzione di acquisto laddove vi è la ragionevole certezza di esercitare l'opzione; e i pagamenti di penalità di risoluzione del leasing laddove sono preveduti la di risoluzione del leasing.

Il tasso di attualizzazione utilizzato è il tasso di interesse implicito del leasing per la restante durata del leasing, se tale tasso non è facilmente determinabile viene utilizzato il tasso di finanziamento marginale di Toscana Energia alla data della rideterminazione.

Nel determinare la durata del leasing e nel valutare la durata del periodo di leasing non annullabile, Toscana Energia ha considerato le condizioni contrattuali e ha determinato il periodo di tempo durante il quale il contratto è esigibile.

Ad ogni data di valutazione Toscana Energia valuta se vi è la ragionevole certezza di esercitare l'opzione di proroga del leasing o l'opzione di acquisto dell'attività sottostante, o di non esercitare l'opzione di risoluzione del leasing. In particolare, vengono considerati tutti i fatti e le circostanze pertinenti che creano un incentivo economico a esercitare o a non esercitare l'opzione, compresi i cambiamenti previsti nei fatti e nelle circostanze dalla data di decorrenza fino alla data di esercizio dell'opzione.

Come consentito dal principio sono stati esclusi i leasing a breve termine e i leasing di attività di modesto valore.

AMMORTAMENTO DI IMMOBILI, IMPIANTI E MACCHINARI

Gli immobili, impianti e macchinari, dal momento in cui il cespite risulta disponibile e pronto per l'uso, sono ammortizzati sistematicamente a quote costanti lungo la loro vita utile, intesa come il periodo di tempo nel quale ci si attende che un'attività sia utilizzabile per l'entità.

Il valore oggetto di ammortamento è rappresentato dal valore di iscrizione, ridotto del presumibile valore netto di realizzo al termine della sua vita utile, se significativo

e ragionevolmente determinabile.

Di seguito sono riportate le aliquote di ammortamento annue utilizzate per l'esercizio in esame, presentate per categorie omogenee con evidenza del relativo intervallo di applicazione:

Aliquota economica tecnica (%) annua	
Terreni e fabbricati	
Fabbricati industriali	2%-2,5%
Fabbricati civili	0
Impianti e macchinari	
Altri	10%
Attrezzature industriali e commerciali	
Mobili e macchine d'ufficio	12% - 20%
Veicoli da trasporto	20% - 25%

Quando un elemento ricompreso nella categoria immobili, impianti e macchinari è costituito da più componenti significative aventi vite utili differenti, l'ammortamento è effettuato per ciascuna componente ("component approach").

Non sono oggetto di ammortamento i terreni, anche se acquistati congiuntamente ad un fabbricato, nonché le attività materiali destinate alla vendita (si veda il punto "Attività non correnti destinate alla vendita e discontinued operations"). Le aliquote di ammortamento sono riviste su base annua e sono modificate se l'attuale vita utile stimata differisce da quella stimata in precedenza.

Eventuali modifiche al piano di ammortamento, derivanti da revisione della vita utile dell'attività, del valore residuo ovvero delle modalità di ottenimento dei benefici economici dell'attività, sono rilevate prospetticamente.

I beni gratuitamente devolvibili sono ammortizzati nel periodo di durata della concessione o della vita utile del bene se minore.

ATTIVITÀ IMMATERIALI

Le attività immateriali riguardano le attività prive di consistenza fisica, identificabili, controllate dall'impresa e in grado di produrre benefici economici futuri, nonché l'avviamento quando acquisito a titolo oneroso. L'identificabilità è definita con riferimento alla possibilità di distinguere l'attività immateriale acquisita dall'avviamento; questo requisito è soddisfatto, di norma, quando: (i) l'attività immateriale è riconducibile ad un diritto legale o contrattuale, oppure (ii) l'attività è separabile, ossia può essere ceduta, trasferita, data in affitto o scambiata autonomamente oppure come parte integrante di altre attività. Il controllo dell'impresa consiste nel potere di usufruire dei benefici economici futuri derivanti dall'attività e nella possibilità di limitarne l'accesso ad altri.

Le attività immateriali sono iscritte al costo determinato secondo i criteri indicati per gli immobili, impianti e macchinari. Non è ammesso effettuare rivalutazioni, neanche in applicazione di leggi specifiche.

L'avviamento è soggetto periodicamente ad impairment test.

I costi relativi all'attività di sviluppo tecnologico sono imputati all'attivo patrimoniale quando: (i) il costo attribuibile all'attività immateriale è attendibilmente determinabile; (ii) vi è l'intenzione, la disponibilità di risorse finanziarie e la capacità tecnica a rendere l'attività disponibile all'uso o alla vendita; (iii) è dimostrabile che l'attività è in grado di produrre benefici economici futuri.

In alternativa, i costi volti all'acquisizione di nuove conoscenze o scoperte, allo studio di prodotti o processi alternativi, di nuove tecniche o modelli, alla progettazione e costruzione di prototipi o, comunque, sostenuti per altre attività di ricerca scientifica o di sviluppo tecnologico che non soddisfano le condizioni per la loro rilevazione all'attivo patrimoniale sono considerati costi correnti e imputati a conto economico nell'esercizio di sostenimento.

Le attività immateriali sono eliminate contabilmente al momento della loro dismissione o quando nessun beneficio economico futuro è atteso dal loro utilizzo; il relativo utile o perdita è rilevato a conto economico nell'esercizio.

ACCORDI PER SERVIZI IN CONCESSIONE

Le attività immateriali includono le attività relative agli accordi per servizi in concessione tra settore pubblico e privato ("Service concession arrangements") relativi allo sviluppo, finanziamento, gestione e manutenzione di infrastrutture in regime di concessione in cui il concedente: (i) controlla o regolamenta i servizi forniti dall'operatore tramite l'infrastruttura e il relativo prezzo da applicare; (ii) controlla, attraverso la proprietà, la titolarità di benefici o in altro modo, qualsiasi interessenza residua significativa nell'infrastruttura al termine della concessione. Le disposizioni relative agli accordi per servizi in concessione risultano applicabili per Toscana Energia nell'ambito del servizio pubblico di distribuzione di gas naturale, ovvero agli accordi nell'ambito dei quali l'operatore si impegna a fornire il servizio pubblico di distribuzione del gas naturale alla tariffa stabilita dell'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (ARERA) già Autorità per l'Energia Elettrica il Gas e il Sistema Idrico (AEEGSI), detenendo il diritto di utilizzo dell'infrastruttura, controllata dal concedente, al fine di erogare il servizio pubblico.

AMMORTAMENTO DI ATTIVITÀ IMMATERIALI

Le attività immateriali aventi vita utile definita sono ammortizzate sistematicamente lungo la loro vita utile, intesa come il periodo di tempo nel quale ci si attende che un'attività sia utilizzabile per l'entità.

Il valore oggetto di ammortamento è rappresentato dal valore di iscrizione, ridotto del presumibile valore netto di realizzo al termine della sua vita utile, se significativo e ragionevolmente determinabile.

Di seguito sono riportate le aliquote di ammortamento annue utilizzate per l'esercizio in esame, presentate per categorie omogenee con evidenza del relativo intervallo di applicazione:

Aliquota economica tecnica (%) annua	
Diritti di brevetto e di utilizzazione delle opere dell'ingegno	20% - 33,3%
Oneri stipula concessione	12 anni
Terreni e fabbricati (in concessione)	
- Fabbricati industriali	2% - 2,5%
- Impianti generici	8%
Impianti e macchinari (in concessione)	
- Rete di distribuzione gas	2%
- Impianti principali e secondari	5%
- Impianti di derivazione gas	2,5%
Attrezzature industriali e commerciali (in concessione)	
- Contatori	6,6667%
- Apparecchi di misura e controllo	20%
- Altre	
Altre immobilizzazioni immateriali	
- Spese incrementative su beni di terzi	in funzione dei contratti
- Altre immob.ni immateriali	33,33%,20%, 50%

L'avviamento e le altre attività immateriali aventi vita utile indefinita non sono oggetto di ammortamento.

CONTRIBUTI

I contributi in conto capitale concessi da enti pubblici sono rilevati quando esiste la ragionevole certezza che saranno realizzate le condizioni previste dagli organi governativi concedenti per il loro ottenimento e sono rilevati a riduzione del prezzo di acquisto o del costo di produzione delle attività cui si riferiscono. In analogia, i contributi in conto capitale ricevuti da soggetti privati sono contabilizzati in conformità alle medesime previsioni normative.

I contributi in conto esercizio sono rilevati a conto economico per competenza, coerentemente con il sostenimento dei costi cui sono correlati.

RIDUZIONI DI VALORE DELLE ATTIVITÀ IMMOBILIZZATE NON FINANZIARIE

Riduzione di valore di immobili, impianti e macchinari e attività immateriali a vita utile definita

Quando si verificano eventi che fanno presumere una riduzione del valore degli immobili, impianti e macchinari o delle attività immateriali a vita utile definita, la loro recuperabilità è verificata confrontando il valore di iscrizione con il relativo valore recuperabile, rappresentato dal maggiore tra il fair value, al netto degli oneri di dismissione (v. successivo punto "Valutazioni al fair value"), e il valore d'uso.

Il valore d'uso è determinato attualizzando i flussi di cassa attesi derivanti dall'uso del

bene e, se significativi e ragionevolmente determinabili, dalla sua cessione al termine della sua vita utile, al netto degli oneri di dismissione. I flussi di cassa attesi sono determinati sulla base di assunzioni ragionevoli e documentabili rappresentative della migliore stima delle future condizioni economiche che si verificheranno nella residua vita utile del bene, dando maggiore rilevanza alle indicazioni provenienti dall'esterno. L'attualizzazione è effettuata a un tasso che riflette le valutazioni correnti di mercato del valore temporale del denaro e dei rischi specifici dell'attività non riflesse nella stima dei flussi di cassa. La valutazione è effettuata per singola attività o per il più piccolo insieme identificabile di attività che, tramite il proprio utilizzo continuativo genera flussi di cassa in entrata largamente indipendenti da quelli di altre attività o gruppi di attività (cosiddetta cash generating unit - CGU).

Per quanto riguarda il valore degli immobili, impianti e macchinari che rientrano nell'ambito delle attività regolate è determinato considerando: (i) l'ammontare quantificato dall'Autorità sulla base delle regole che definiscono le tariffe per la prestazione dei servizi cui sono destinati; (ii) l'eventuale valore che la Società si aspetta di recuperare dalla cessione o al termine della concessione che regolamenta il servizio alla cui prestazione sono destinati. Analogamente a quanto accade per la quantificazione delle tariffe, anche la quantificazione del valore recuperabile degli immobili, impianti e macchinari rientranti nell'ambito delle attività regolate avviene sulla base delle previsioni normative vigenti.

Quando vengono meno i motivi delle svalutazioni effettuate, le attività sono rivalutate e la rettifica è imputata a conto economico come rivalutazione (ripristino di valore). Il ripristino di valore è effettuato al minore tra il valore recuperabile e il valore di iscrizione al lordo delle svalutazioni precedentemente effettuate e ridotto delle quote di ammortamento che sarebbero state rilevate qualora non si fosse proceduto alla svalutazione.

Riduzione di valore di Avviamento, delle attività immateriali a vita utile indefinita e delle attività immateriali non ancora disponibili all'uso

La recuperabilità del valore di iscrizione dell'avviamento, delle attività immateriali a vita utile indefinita e delle attività immateriali non ancora disponibili all'uso è verificata con cadenza almeno annuale e comunque quando si verificano eventi che fanno presupporre una riduzione del valore. Con riferimento al goodwill, la verifica è effettuata a livello del più piccolo aggregato sulla base del quale la Direzione aziendale valuta, direttamente o indirettamente, il ritorno dell'investimento, incluso lo stesso goodwill. Quando il valore di iscrizione della CGU comprensivo dell'avviamento ad essa attribuito è superiore al valore recuperabile, la differenza costituisce oggetto di svalutazione che viene attribuita in via prioritaria al goodwill fino a concorrenza del suo ammontare; l'eventuale eccedenza della svalutazione rispetto al goodwill è imputata pro - quota al valore di libro degli assets che costituiscono la CGU. Le svalutazioni del goodwill non sono oggetto di ripristino di valore.

ATTIVITÀ FINANZIARIE

PARTECIPAZIONI

Le partecipazioni in imprese controllate, in imprese controllate congiuntamente con altri soci e in imprese collegate, differenti da quelle possedute per la vendita, sono valutate al costo di acquisto rettificato per le riduzioni di valore.

In presenza di obiettive evidenze di riduzione di valore, la recuperabilità del valore di

iscrizione è verificata confrontando il valore contabile con il relativo valore recuperabile, rappresentato dal maggiore tra il fair value, al netto degli oneri di dismissione, e il valore d'uso, determinato adottando i criteri indicati al punto "Riduzione di valore delle attività immobilizzate non finanziarie". In assenza di un accordo di vendita vincolante, il fair value è stimato sulla base dei valori espressi da un mercato attivo, da transazioni recenti ovvero sulla base delle migliori informazioni disponibili per riflettere l'ammontare che l'impresa potrebbe ottenere dalla vendita della partecipazione. Il valore d'uso è determinato, generalmente, nei limiti della corrispondente frazione del Patrimonio netto dell'impresa partecipata desunto dal bilancio d'esercizio, attualizzando i flussi di cassa attesi dell'asset e, se significativi e ragionevolmente determinabili, dalla sua cessione al netto degli oneri di dismissione.

I flussi di cassa sono determinati sulla base di assunzioni ragionevoli e documentabili rappresentative della migliore stima delle future condizioni economiche prevedibili, dando maggiore rilevanza alle indicazioni provenienti dall'esterno. L'attualizzazione è effettuata a un tasso che riflette le valutazioni correnti di mercato del valore temporale del denaro e dei rischi specifici delle attività, non riflessi nelle stime dei flussi di cassa. Il rischio derivante da eventuali perdite eccedenti il Patrimonio netto è rilevato in un apposito fondo nella misura in cui la partecipante è impegnata ad adempiere ad obbligazioni legali o implicite nei confronti dell'impresa partecipata o comunque a coprire le sue perdite.

Nel caso la predetta verifica evidenzi un valore di iscrizione superiore al valore recuperabile si procede ad una svalutazione della relativa partecipazione, portando il valore di iscrizione al valore recuperabile. Qualora vengano meno i motivi delle svalutazioni effettuate, il valore di iscrizione delle partecipazioni valutate al costo viene ripristinato nei limiti delle svalutazioni precedentemente effettuate con l'imputazione dell'effetto a Conto economico alla voce "Altri proventi/oneri su partecipazioni".

Le altre partecipazioni sono valutate al fair value con imputazione degli effetti alla riserva di Patrimonio netto afferente le altre componenti dell'utile complessivo; le variazioni del fair value rilevate nel Patrimonio netto sono imputate a Conto economico all'atto della svalutazione o del realizzo. Quando il fair value non può essere attendibilmente determinato, le partecipazioni sono valutate al costo rettificato per perdite di valore; le perdite di valore non sono oggetto di ripristino.

Le partecipazioni possedute per la vendita sono valutate al minore tra valore di iscrizione e il loro fair value, ridotto degli oneri di vendita.

RIMANENZE

Le rimanenze sono iscritte al minore tra il costo di acquisto e il valore netto di realizzo, rappresentato dall'ammontare che la Società prevede di ottenere dalla loro vendita nel normale svolgimento dell'attività. Il costo delle rimanenze è determinato applicando il metodo del costo medio ponderato. Eventuali svalutazioni sono operate al fine di riallineare il valore iscritto in bilancio al valore d'uso del materiale.

DISPONIBILITÀ LIQUIDE ED EQUIVALENTI

Le disponibilità liquide ed equivalenti includono i valori di cassa, i depositi incassabili a vista nonché le altre attività finanziarie a breve termine con una scadenza non superiore ai tre mesi dall'acquisto, prontamente convertibili in cassa e soggette a un irrilevante rischio di variazione del loro valore.

Le stesse sono iscritte al valore nominale, corrispondente al fair value.

STRUMENTI FINANZIARI

ATTIVITÀ FINANZIARIE – STRUMENTI DI DEBITO

In funzione delle caratteristiche dello strumento e del modello di business adottato per la relativa gestione, le attività finanziarie, che rappresentano strumenti di debito, sono classificate nelle seguenti tre categorie: (i) attività finanziarie valutate al costo ammortizzato; (ii) attività finanziarie valutate al fair value con imputazione degli effetti tra le altre componenti dell'utile complessivo (di seguito anche OCI); (iii) attività finanziarie valutate al fair value con imputazione degli effetti a conto economico.

La rilevazione iniziale avviene al fair value; per i crediti commerciali privi di una significativa componente finanziaria, il valore di rilevazione iniziale è rappresentato dal prezzo della transazione.

Successivamente alla rilevazione iniziale, le attività finanziarie che generano flussi di cassa contrattuali rappresentativi esclusivamente di pagamenti di capitale e interessi sono valutate al costo ammortizzato se possedute con la finalità di incassarne i flussi di cassa contrattuali (cosiddetto business model hold to collect). Secondo il metodo del costo ammortizzato il valore di iscrizione iniziale è successivamente rettificato per tener conto dei rimborsi in quota capitale, delle eventuali svalutazioni e dell'ammortamento della differenza tra il valore di rimborso e il valore di iscrizione iniziale.

L'ammortamento è effettuato sulla base del tasso di interesse interno effettivo che rappresenta il tasso che rende uguali, al momento della rilevazione iniziale, il valore attuale dei flussi di cassa attesi e il valore di iscrizione iniziale.

I crediti e le altre attività finanziarie valutati al costo ammortizzato sono presentati nello stato patrimoniale al netto del relativo fondo svalutazione.

Le attività finanziarie rappresentative di strumenti di debito il cui modello di business prevede sia la possibilità di incassare i flussi di cassa contrattuali sia la possibilità di realizzare plusvalenze da cessione (cosiddetto business model hold to collect and sell), sono valutate al fair value con imputazione degli effetti a OCI (di seguito anche FVTOCI).

In tal caso sono rilevati a patrimonio netto, tra le altre componenti dell'utile complessivo, le variazioni di fair value dello strumento. L'ammontare cumulato delle variazioni di fair value, imputato nella riserva di patrimonio netto che accoglie le altre componenti dell'utile complessivo, è oggetto di reversal a conto economico all'atto dell'eliminazione contabile dello strumento. Vengono rilevati a conto economico gli interessi attivi calcolati utilizzando il tasso di interesse effettivo, le differenze di cambio e le svalutazioni.

Un'attività finanziaria rappresentativa di uno strumento di debito che non è valutata al costo ammortizzato o al FVTOCI è valutata al fair value con imputazione degli effetti a conto economico (di seguito FVTPL); rientrano in tale categoria le attività finanziarie possedute con finalità di trading.

Quando l'acquisto o la vendita di attività finanziarie avviene secondo un contratto che prevede il regolamento dell'operazione e la consegna dell'attività entro un determinato numero di giorni, stabiliti dagli organi di controllo del mercato o da convenzioni del mercato (es. acquisto di titoli su mercati regolamentati), l'operazione è rilevata alla data del regolamento.

Le attività finanziarie cedute sono eliminate dall'attivo patrimoniale quando i diritti contrattuali connessi all'ottenimento dei flussi di cassa associati allo strumento finanziario scadono, ovvero sono trasferiti a terzi.

SVALUTAZIONI DI ATTIVITÀ FINANZIARIE

La valutazione della recuperabilità delle attività finanziarie rappresentative di strumenti di debito non valutate al fair value con effetti a conto economico è effettuata sulla base del cosiddetto "Expected credit loss model".

In particolare, le perdite attese sono determinate, generalmente, sulla base del prodotto tra: (i) l'esposizione vantata verso la controparte al netto delle relative mitiganti (cosiddetta "Exposure At Default"); (ii) la probabilità che la controparte non ottemperi alla propria obbligazione di pagamento (cosiddetta "Probability of Default"); (iii) la stima, in termini percentuale, della quantità di credito che non si riuscirà a recuperare in caso di default (cosiddetta "Loss Given Default") definita, sulla base delle esperienze pregresse e delle possibili azioni di recupero esperibili (ad es. azioni stragiudiziali, contenziosi legali, ecc.).

Al riguardo, per la determinazione della probability of default delle controparti sono stati adottati i rating interni già utilizzati ai fini dell'affidamento; per le controparti rappresentate da Entità Statali ed in particolare per le National Oil Company, la probability of default, rappresentata essenzialmente dalla probabilità di un ritardato pagamento, è determinata utilizzando, quale dato di input, i country risk premium adottati ai fini della determinazione dei WACC per l'impairment degli asset non finanziari.

Per la clientela retail, non caratterizzata da rating interni, la valutazione delle perdite attese è basata su una provision matrix, costruita raggruppando, ove opportuno, i crediti in cluster appropriati ai quali applicare percentuali di svalutazione definite sulla base dell'esperienza di perdite pregresse, rettificate, ove necessario, per tener conto di informazioni previsionali in merito al rischio di credito della controparte o di cluster di controparti.

PARTECIPAZIONI MINORITARIE

Le attività finanziarie rappresentative di partecipazioni minoritarie, in quanto non possedute per finalità di trading, sono valutate al fair value con imputazione degli effetti nella riserva di patrimonio netto che accoglie le altre componenti dell'utile complessivo, senza previsione del loro reversal a conto economico in caso di realizzo.

I dividendi provenienti da tali partecipazioni sono rilevati a conto economico alla voce "Proventi (oneri) su partecipazioni". La valutazione al costo di una partecipazione minoritaria è consentita nei limitati casi in cui il costo rappresenti un'adeguata stima del fair value.

PASSIVITÀ FINANZIARIE

Le passività finanziarie, diverse dagli strumenti derivati, inclusive dei debiti finanziari, dei debiti commerciali, degli altri debiti e delle altre passività sono iscritte inizialmente al fair value ridotto di eventuali costi connessi alla transazione; successivamente sono rilevate al costo ammortizzato utilizzando ai fini dell'attualizzazione il tasso di interesse effettivo, così come illustrato al punto precedente "Attività finanziarie".

Le passività finanziarie sono eliminate quando sono estinte, ovvero quando l'obbligazione specificata nel contratto è adempiuta, cancellata o scaduta.

COMPENSAZIONE DI ATTIVITÀ E PASSIVITÀ FINANZIARIE

Le attività e passività finanziarie sono compensate nello stato patrimoniale quando si ha il diritto legale alla compensazione, correntemente esercitabile, e si ha l'intenzione di regolare il rapporto su base netta (ovvero di realizzare l'attività e contemporanea-

mente estinguere la passività).

STRUMENTI FINANZIARI DERIVATI E HEDGE ACCOUNTING

Gli strumenti finanziari derivati, inclusi quelli impliciti (Embedded derivative) sono attività e passività rilevate al fair value secondo i criteri indicati al successivo punto "Valutazioni al fair value".

Nell'ambito della strategia e degli obiettivi definiti per la gestione del rischio, la qualificazione delle operazioni come di copertura richiede: (i) la verifica dell'esistenza di una relazione economica tra l'oggetto coperto e lo strumento di copertura tale da operare la compensazione delle relative variazioni di valore e che tale capacità di compensazione non sia inficiata dal livello del rischio di credito di controparte; (ii) la definizione di un hedge ratio coerente con gli obiettivi di gestione del rischio, nell'ambito della strategia di risk management definita, operando, ove necessario, le appropriate azioni di ribilanciamento (rebalancing). Le modifiche degli obiettivi di risk management, il venir meno delle condizioni indicate in precedenza per la qualificazione delle operazioni come di copertura ovvero l'attivazione di operazioni di ribilanciamento determinano la discontinuazione prospettica, totale o parziale, della copertura.

Quando i derivati di copertura coprono il rischio di variazione del fair value degli strumenti oggetto di copertura (fair value hedge; es. copertura della variabilità del fair value di attività/passività a tasso fisso), i derivati sono rilevati al fair value con imputazione degli effetti a conto economico; coerentemente, gli strumenti oggetto di copertura sono adeguati per riflettere a conto economico le variazioni del fair value associate al rischio coperto, indipendentemente dalla previsione di un diverso criterio di valutazione applicabile generalmente alla tipologia di strumento.

Quando i derivati coprono il rischio di variazione dei flussi di cassa degli strumenti oggetto di copertura (cash flow hedge; es. copertura della variabilità dei flussi di cassa di attività/passività per effetto delle oscillazioni dei tassi di interesse o dei tassi di cambio), le variazioni del fair value dei derivati considerate efficaci sono inizialmente rilevate nella riserva di patrimonio netto afferente le altre componenti dell'utile complessivo e successivamente imputate a conto economico coerentemente agli effetti economici prodotti dall'operazione coperta. Nel caso di copertura di transazioni future che comportano l'iscrizione di un'attività o di una passività non finanziaria, le variazioni cumulate del fair value dei derivati di copertura, rilevate nel patrimonio netto, sono imputate a rettifica del valore di iscrizione dell'attività/passività non finanziaria oggetto della copertura (cosiddetto basis adjustment).

La quota non efficace della copertura è iscritta nella voce di conto economico "(Oneri)/Proventi finanziari".

Le variazioni del fair value dei derivati che non soddisfano le condizioni per essere qualificati come di copertura, ivi incluse le eventuali componenti inefficaci degli strumenti derivati di copertura, sono rilevate a conto economico. In particolare, le variazioni del fair value dei derivati non di copertura su tassi di interesse e su valute sono rilevate nella voce di conto economico "(Oneri)/Proventi finanziari".

I derivati impliciti, incorporati all'interno di attività finanziarie, non sono oggetto di separazione contabile; in tali fattispecie, l'intero strumento ibrido è classificato in base ai criteri generali di classificazione delle attività finanziarie. I derivati impliciti incorporati all'interno di passività finanziarie e/o attività non finanziarie sono separati dal contratto principale e rilevati separatamente se lo strumento implicito: (i) soddisfa la definizione di derivato; (ii) nel suo complesso non è valutato al fair value con imputazione degli effetti a conto economico (FVTPL); (iii) se le caratteristiche e i rischi del derivato non sono strettamente collegati a quelli del contratto principale.

La verifica dell'esistenza di derivati impliciti da scorporare e valutare separatamente è effettuata al momento in cui l'impresa entra a far parte del contratto e, successivamente, in presenza di modifiche nelle condizioni del contratto che determinino significative variazioni dei flussi di cassa generati dallo stesso.

VALUTAZIONE AL FAIR VALUE

Il fair value è il corrispettivo che può essere ricevuto per la cessione di un'attività o che può essere pagato per il trasferimento di una passività in una regolare transazione tra operatori di mercato alla data di valutazione (i.e. exit price).

Il fair value di un'attività o passività è determinato adottando le valutazioni che gli operatori di mercato utilizzerebbero nella determinazione del prezzo dell'attività o della passività. La valutazione del fair value suppone, inoltre, che l'attività o la passività sia scambiata nel mercato principale o, in assenza dello stesso, nel più vantaggioso a cui l'impresa ha accesso.

La determinazione del fair value di un'attività non finanziaria è effettuata considerando la capacità degli operatori di mercato di generare benefici economici impiegando tale attività nel suo massimo e migliore utilizzo (cosiddetto "Highest and best use"), o vendendola ad un altro partecipante al mercato in grado di utilizzarla massimizzandone il valore. La determinazione del massimo e migliore utilizzo dell'asset è effettuata dal punto di vista degli operatori di mercato anche nell'ipotesi in cui l'impresa intenda effettuarne un utilizzo differente; si presume che l'utilizzo corrente da parte della società di un'attività non finanziaria sia il massimo e migliore utilizzo della stessa, a meno che il mercato o altri fattori non suggeriscano che un differente utilizzo da parte degli operatori di mercato sia in grado di massimizzarne il valore.

La valutazione del fair value di una passività, sia finanziaria sia non finanziaria, o di uno strumento di capitale, tiene conto del prezzo quotato per il trasferimento di una passività o uno strumento di capitale identici o similari; se tale prezzo quotato non è disponibile, si considera la valutazione della corrispondente attività posseduta da un operatore di mercato alla data della valutazione. Il fair value degli strumenti finanziari è determinato considerando il rischio di credito della controparte di un'attività finanziaria (cosiddetto "Credit Valuation Adjustment" - CVA) e il rischio di inadempimento, da parte dell'entità stessa, con riferimento ad una passività finanziaria (cosiddetto "Debit Valuation Adjustment" - DVA).

Nella determinazione del fair value, è definita una gerarchia di criteri basata sull'origine, la tipologia e la qualità delle informazioni utilizzate nel calcolo. Tale classificazione ha l'obiettivo di stabilire una gerarchia in termini di affidabilità del fair value, dando la precedenza all'utilizzo di parametri osservabili sul mercato che riflettono le assunzioni che i partecipanti al mercato utilizzerebbero nella valutazione dell'attività/passività. La gerarchia del fair value prevede i seguenti livelli:

- livello 1: input rappresentati da prezzi quotati (non modificati) in mercati attivi per attività o passività identiche alle quali si può accedere alla data di valutazione;
- livello 2: input, diversi dai prezzi quotati inclusi nel Livello 1, che sono osservabili, direttamente o indirettamente, per le attività o passività da valutare;
- livello 3: input non osservabili per l'attività o la passività.

In assenza di quotazioni di mercato disponibili, il fair value è determinato utilizzando tecniche di valutazione, adeguate alle singole fattispecie, che massimizzino l'uso di input osservabili rilevanti, riducendo al minimo l'utilizzo di input non osservabili.

ATTIVITÀ NON CORRENTI DESTINATE ALLA VENDITA E DISCONTINUED OPERATIONS

Le attività non correnti e le attività correnti e non correnti dei gruppi in dismissione sono classificate come destinate alla vendita se il relativo valore di iscrizione sarà recuperato principalmente attraverso la vendita piuttosto che attraverso l'uso continuativo. Questa condizione si considera rispettata quando la vendita è altamente probabile e l'attività o il gruppo in dismissione è disponibile per una vendita immediata nelle sue attuali condizioni. In presenza di un programma di vendita di una controllata che comporta la perdita del controllo, tutte le attività e passività di tale partecipata sono classificate come destinate alla vendita, a prescindere dal fatto che, dopo la cessione, si mantenga o meno una quota di partecipazione non di controllo. La verifica del rispetto delle condizioni previste per la classificazione di un item come destinato alla vendita comporta che la Direzione Aziendale effettui valutazioni soggettive formulando ipotesi ragionevoli e realistiche sulla base delle informazioni disponibili.

Le attività non correnti destinate alla vendita, le attività correnti e non correnti afferenti a gruppi in dismissione e le passività direttamente associabili sono rilevate nella situazione patrimoniale - finanziaria separatamente dalle altre attività e passività dell'impresa.

Immediatamente prima della classificazione come destinate alla vendita, le attività e le passività rientranti in un gruppo in dismissione sono valutate secondo i principi contabili ad esse applicabili. Successivamente, le attività non correnti destinate alla vendita non sono oggetto di ammortamento e sono valutate al minore tra il valore di iscrizione e il relativo fair value, ridotto degli oneri di vendita (si veda il precedente punto "Valutazioni al fair value").

La classificazione come destinate alla vendita di partecipazioni valutate secondo il metodo del patrimonio netto implica la sospensione dell'applicazione di tale criterio di valutazione; pertanto, in questa fattispecie il valore di iscrizione è pari al valore derivante dall'applicazione del metodo del patrimonio netto alla data della riclassifica.

L'eventuale differenza negativa tra il valore di iscrizione delle attività non correnti e il fair value ridotto degli oneri di vendita è imputata a conto economico come svalutazione; le eventuali successive riprese di valore sono rilevate sino a concorrenza delle svalutazioni rilevate in precedenza, ivi incluse quelle riconosciute anteriormente alla qualificazione dell'attività come destinata alla vendita.

Le attività non correnti e le attività correnti e non correnti (e le eventuali passività a queste associate) dei gruppi in dismissione, classificate come destinate alla vendita, costituiscono una discontinued operation se, alternativamente: (i) rappresentano un ramo autonomo di attività significativo o un'area geografica di attività significativa; (ii) fanno parte di un programma di dismissione di un significativo ramo autonomo di attività o un'area geografica di attività significativa; o (iii) si riferiscono ad una controllata acquisita esclusivamente al fine della sua vendita. I risultati delle discontinued operations, nonché l'eventuale plusvalenza/minusvalenza realizzata a seguito della dismissione, sono indicati distintamente nel conto economico in un'apposita voce, al netto dei relativi effetti fiscali, anche per gli esercizi posti a confronto.

Quando si verificano eventi che non consentono più di classificare le attività non correnti o i gruppi in dismissioni come destinati alla vendita, gli stessi sono riclassificati nelle rispettive voci di stato patrimoniale e rilevati al minore tra: (i) il valore di iscrizione alla data di classificazione come destinati alla vendita; e (ii) il valore recuperabile alla data della riclassifica.

FONDI PER RISCHI E ONERI

I fondi per rischi e oneri riguardano costi e oneri di natura determinata e di esistenza certa o probabile che alla data di chiusura dell'esercizio sono indeterminati nell'ammontare o nella data di sopravvenienza.

Gli accantonamenti ai fondi sono rilevati quando: (i) è probabile l'esistenza di un'obbligazione attuale, legale o implicita, derivante da un evento passato; (ii) è probabile che l'adempimento dell'obbligazione sia oneroso; (iii) l'ammontare dell'obbligazione può essere stimato attendibilmente. Gli accantonamenti sono iscritti al valore rappresentativo della migliore stima dell'ammontare che l'impresa razionalmente pagherebbe per estinguere l'obbligazione ovvero per trasferirla a terzi alla data di chiusura dell'esercizio; gli accantonamenti relativi a contratti onerosi sono iscritti al minore tra il costo necessario per l'adempimento dell'obbligazione, al netto dei benefici economici attesi derivanti dal contratto, e il costo per la risoluzione del contratto.

Quando l'effetto finanziario del tempo è significativo e le date di pagamento delle obbligazioni sono attendibilmente stimabili, l'accantonamento è determinato attualizzando, ad un tasso che riflette le valutazioni presenti sul mercato del valore attuale del denaro, i flussi di cassa attesi determinati tenendo conto dei rischi associati all'obbligazione; l'incremento del fondo connesso al trascorrere del tempo è imputato a conto economico alla voce "Proventi/(Oneri) finanziari".

Quando la passività è relativa ad elementi di immobili, impianti e macchinari (es. smantellamento e ripristino siti), il fondo è rilevato in contropartita all'attività a cui si riferisce e l'imputazione a conto economico avviene attraverso il processo di ammortamento. I costi che l'impresa prevede di sostenere per attuare programmi di ristrutturazione sono iscritti nell'esercizio in cui viene definito formalmente il programma e si è generata nei soggetti interessati la valida aspettativa che la ristrutturazione avrà luogo.

I fondi sono periodicamente aggiornati per riflettere le variazioni delle stime dei costi, dei tempi di realizzazione e del tasso di attualizzazione; le revisioni di stima dei fondi sono imputate nella medesima voce di conto economico che ha precedentemente accolto l'accantonamento ovvero, quando la passività è relativa ad attività materiali (es. smantellamento e ripristini), in contropartita all'attività a cui si riferiscono nei limiti dei valori di iscrizione; l'eventuale eccedenza è rilevata a conto economico.

Nelle note di commento sono illustrate le passività potenziali rappresentate da: (i) obbligazioni possibili (ma non probabili), derivanti da eventi passati, la cui esistenza sarà confermata solo al verificarsi o meno di uno o più eventi futuri incerti non totalmente sotto il controllo dell'impresa; (ii) obbligazioni attuali derivanti da eventi passati il cui ammontare non può essere stimato attendibilmente o il cui adempimento è probabile che non sia oneroso.

FONDI PER BENEFICI AI DIPENDENTI

Benefici successivi al rapporto di lavoro

I benefici successivi al rapporto di lavoro sono definiti sulla base di programmi, ancorché non formalizzati, che in funzione delle loro caratteristiche sono distinti in piani "a benefici definiti" e piani "a contributi definiti".

- *Piani a benefici definiti*

La passività relativa ai piani a benefici definiti, è determinata stimando il valore attuale dei benefici futuri che i dipendenti hanno maturato nell'esercizio corrente e

nei precedenti e deducendo il fair value delle eventuali attività a servizio del piano. Il valore attuale delle obbligazioni è determinato sulla base di ipotesi attuariali ed è rilevato per competenza, coerentemente al periodo lavorativo necessario all'ottenimento dei benefici.

Gli utili e le perdite attuariali relativi a programmi a benefici definiti, derivanti da variazioni delle ipotesi attuariali utilizzate o da rettifiche basate sull'esperienza passata, sono rilevati nel prospetto dell'utile complessivo nell'esercizio in cui si verificano e non sono oggetto di successiva imputazione a conto economico. Quando si verifica una modifica, una riduzione o un'estinzione di un piano, i relativi effetti sono rilevati a conto economico.

Gli oneri finanziari netti rappresentano la variazione che la passività netta subisce nel corso dell'esercizio per effetto del trascorrere del tempo. L'interesse netto "net interest" è determinato applicando alle passività, al netto delle eventuali attività al servizio del piano, il tasso di sconto utilizzato per l'attualizzazione utilizzato per le passività. Gli oneri finanziari netti di piani a benefici definiti sono rilevati alla voce "Proventi (oneri) finanziari".

- *Piani a contributi definiti*

Nei piani a contributi definiti, l'obbligazione dell'impresa, limitata al versamento dei contributi allo Stato ovvero a un patrimonio o a un'entità giuridicamente distinta (cosiddetta "Fondo"), è determinata sulla base dei contributi dovuti.

I costi relativi ai piani a contribuzione definita sono rilevati a conto economico al momento del loro sostenimento.

Altri piani a lungo termine

Le obbligazioni relative ad altri benefici a lungo termine sono determinate adottando ipotesi attuariali; gli effetti derivanti dalle modifiche delle ipotesi attuariali ovvero da rettifiche basate sull'esperienza passata sono rilevati interamente a conto economico.

DISTRIBUZIONE DI DIVIDENDI

La distribuzione di dividendi agli Azionisti della Società determina l'iscrizione di un debito nel bilancio del periodo nel quale la distribuzione è stata approvata dagli Azionisti della società ovvero, nel caso di distribuzione di acconti sui dividendi, dal Consiglio di Amministrazione.

RICAVI

La rilevazione dei ricavi da contratti con la clientela è basata sui seguenti cinque step: (i) identificazione del contratto con il cliente; (ii) identificazione delle performance obligation, rappresentate dalle promesse contrattuali a trasferire beni e/o servizi a un cliente; (iii) determinazione del prezzo della transazione; (iv) allocazione del prezzo della transazione alle performance obligation identificate sulla base del prezzo di vendita stand alone di ciascun bene o servizio; (v) rilevazione del ricavo quando la relativa performance obligation risulta soddisfatta, ossia all'atto del trasferimento al cliente del bene o servizio promesso; il trasferimento si considera completato quando il cliente ottiene il controllo del bene o del servizio, che può avvenire nel continuo (over time) o in uno specifico momento temporale (at a point in time).

Relativamente alle attività svolte dal Gruppo Italgas il momento di riconoscimento dei ricavi coincide con la prestazione del servizio. Si precisa che la parte più rilevan-

te dei ricavi della gestione caratteristica è relativa ad attività regolate, i cui proventi risultano disciplinati dal quadro normativo definito dall'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (ARERA). Pertanto, le condizioni economiche dei servizi prestati sono definite tramite schemi regolatori e non su base negoziale. In riferimento alla distribuzione del gas naturale il differenziale tra i ricavi riconosciuti dal regolatore (cosiddetto "Revenue cap") e i ricavi effettivamente maturati viene iscritto, se positivo, nella voce di Situazione patrimoniale - finanziaria "Crediti commerciali e altri crediti" e nella voce "Debiti commerciali e altri debiti", se negativo, in quanto lo stesso sarà oggetto di regolamento monetario con la Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali (CSEA)[14].

Gli stanziamenti di ricavi relativi a servizi parzialmente resi sono rilevati per il corrispettivo maturato, sempreché sia possibile determinarne attendibilmente lo stadio di completamento e non sussistano significative incertezze sull'ammontare e sull'esistenza del ricavo e dei relativi costi; diversamente sono rilevati nei limiti dei costi sostenuti recuperabili.

Gli elementi di immobili, impianti e macchinari, differenti da quelli utilizzati nell'ambito dei servizi in concessione, trasferiti dai clienti (o realizzati con le disponibilità trasferite dai clienti) e funzionali al loro collegamento ad una rete per la somministrazione di una fornitura sono rilevati al relativo fair value in contropartita ai ricavi di conto economico. Quando l'accordo prevede la prestazione di una pluralità di servizi (es. allacciamento e fornitura di beni) è verificato a fronte di quale servizio fornito è stata trasferita l'attività dal cliente e, coerentemente, la rilevazione del ricavo è operata all'atto dell'allacciamento ovvero lungo la minore tra la durata della fornitura e la vita utile dell'asset.

I ricavi sono iscritti al netto di resi, sconti, abbuoni e premi, nonché delle imposte direttamente connesse.

I ricavi sono esposti al netto delle voci relative a componenti tariffarie addizionali rispetto alla tariffa, destinate alla copertura degli oneri di carattere generale del sistema gas. Gli importi riscossi da Italgas, sono versati, per pari ammontare, alla Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali. Tale esposizione viene dettagliata nella componente lorda e netta all'interno delle Note al bilancio consolidato (si veda la nota "Ricavi").

Le permute tra beni o servizi di natura e valore simile, in quanto non rappresentative di operazioni di vendita, non determinano la rilevazione di ricavi e costi.

DIVIDENDI PERCEPITI

I dividendi sono rilevati alla data di assunzione della delibera da parte dell'Assemblea, salvo quando non sia ragionevolmente certa la cessione delle azioni prima dello stacco della cedola.

COSTI

I costi sono riconosciuti nell'esercizio quando relativi a beni e servizi venduti o consumati nell'esercizio medesimo ovvero quando non si possa identificare l'utilità futura degli stessi.

14 - La Legge 28 dicembre 2015, n. 208 (Legge di stabilità per il 2016) ha disposto, all'art. 1, comma 670, la trasformazione della Cassa Conguaglio per il Settore Elettrico - CCSE in ente pubblico economico, con la denominazione di Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali - CSEA, a partire dal 1 gennaio 2016. La trasformazione della CCSE in ente pubblico economico e il cambio di denominazione non altera in alcun modo, nè determina discontinuità nei rapporti funzionali di CSEA (ex-CCSE) con i soggetti regolati e con i fornitori.

I costi sostenuti in occasione di aumenti del capitale sociale sono iscritti a riduzione del patrimonio netto, al netto del relativo effetto fiscale.

TITOLI DI EFFICIENZA ENERGETICA

I Titoli di Efficienza Energetica acquistati durante l'esercizio vengono rilevati a conto economico al costo sostenuto. Il relativo contributo che sarà corrisposto dalla CSEA al momento dell'annullamento dei titoli è contabilizzato a riduzione del costo sostenuto ed è determinato sulla base del prezzo di rimborso previsto a fine anno. Un apposito fondo rischi viene stanziato per coprire gli oneri futuri previsti per il completamento dell'obiettivo di competenza dell'esercizio determinato come differenza tra il costo da sostenere e il relativo contributo da annullamento.

IMPOSTE SUL REDDITO

Le imposte sul reddito correnti sono calcolate sulla base della stima del reddito imponibile. I debiti e i crediti tributari per imposte sul reddito correnti sono rilevati al valore che si prevede di pagare/recuperare alle/dalle Autorità fiscali applicando le aliquote e le normative fiscali vigenti o sostanzialmente approvate alla data di chiusura dell'esercizio.

Per quanto riguarda l'imposta sul reddito delle società (IRES), si evidenzia che, per l'esercizio in analisi, Toscana Energia non ha esercitato l'opzione per il regime del Consolidato fiscale nazionale, a cui aderiscono le altre imprese del gruppo Italgas.

L'imposta regionale sulle attività produttive (IRAP) è rilevata alla voce "Passività per imposte sul reddito correnti"/"Attività per imposte sul reddito correnti".

Le imposte sul reddito differite e anticipate sono calcolate sulle differenze temporanee tra i valori delle attività e passività iscritte a bilancio e i corrispondenti valori riconosciuti ai fini fiscali sulla base delle aliquote e della normativa approvate o sostanzialmente tali per gli esercizi futuri. L'iscrizione di attività per imposte anticipate è effettuata quando il loro recupero è considerato probabile; in particolare la recuperabilità delle imposte anticipate è considerata probabile quando si prevede la disponibilità di un reddito imponibile, nell'esercizio in cui si annullerà la differenza temporanea, tale da consentire di attivare la deduzione fiscale. Analogamente, nei limiti della loro recuperabilità sono rilevati i crediti di imposta non utilizzati e le imposte anticipate sulle perdite fiscali.

Le attività per imposte anticipate e le passività per imposte differite sono classificate tra le attività e le passività non correnti e sono compensate a livello di singola impresa se riferite a imposte compensabili. Il saldo della compensazione, se attivo, è iscritto alla voce "Attività per imposte anticipate"; se passivo, alla voce "Passività per imposte differite". Quando i risultati delle operazioni sono rilevati direttamente a patrimonio netto, le imposte correnti, anticipate e differite sono anch'esse imputate al patrimonio netto.

Le attività per imposte sul reddito caratterizzate da elementi di incertezza sono rilevate quando il loro ottenimento è ritenuto probabile.

SETTORI OPERATIVI

Il Gruppo opera principalmente nella Distribuzione e Misura del Gas e opera in via residuale nella Distribuzione, Misura e Vendita di gas diversi dal naturale (GPL); data l'irrilevanza di detta attività residuale è stato identificato un unico settore operativo ai sensi dell'IFRS 8 rappresentato dalla Distribuzione e Misura del Gas.

3 - SCHEMI DI BILANCIO

Gli schemi di bilancio adottati nella redazione del bilancio sono coerenti con le disposizioni riportate dallo IAS 1 – "Presentazione del Bilancio" (nel seguito IAS 1). In particolare:

- le voci dello schema della Situazione Patrimoniale e Finanziaria sono classificate distinguendo attività e passività secondo il criterio "corrente/non corrente";
- il prospetto di Conto Economico è stato predisposto classificando i costi per natura, in quanto tale forma di presentazione è ritenuta più idonea per rappresentare la realtà operativa della Società, ed è in linea con la prassi consolidata delle aziende operanti nei mercati internazionali;
- il prospetto dell'utile complessivo indica il risultato economico integrato dei proventi e oneri che per espressa previsione degli IFRS sono rilevati direttamente a patrimonio netto;
- il prospetto delle variazioni nelle voci di patrimonio netto presenta i proventi (oneri) complessivi dell'esercizio, le operazioni con gli azionisti e le altre variazioni del patrimonio netto;
- lo schema di rendiconto finanziario è definito secondo il metodo "indiretto", rettificando l'utile di esercizio delle componenti di natura non monetaria.

Si ritiene che tali schemi rappresentino adeguatamente la situazione economica, patrimoniale e finanziaria della Società.

Si precisa inoltre che, ai sensi della Delibera Consob n. 15519 del 28/7/2006, all'interno del Conto economico sono distintamente identificati, qualora presenti, i proventi e oneri derivanti da operazioni non ricorrenti.

Sempre in relazione alla medesima Delibera Consob, nei prospetti di bilancio sono evidenziati separatamente i saldi delle posizioni creditorie/debitorie e delle transazioni con parti correlate, ulteriormente descritti nella nota al bilancio "Rapporti con parti correlate".

In ottemperanza allo IAS 1, le informazioni comparative di bilancio si riferiscono, salvo diversa indicazione, all'esercizio precedente.

4 - UTILIZZO DI STIME CONTABILI

L'applicazione dei principi contabili generalmente accettati per la redazione del bilancio comporta che la Direzione aziendale effettui stime contabili basate su giudizi complessi e/o soggettivi, stime basate su esperienze passate e ipotesi considerate ragionevoli e realistiche sulla base delle informazioni conosciute al momento della stima.

L'utilizzo di queste stime contabili influenza il valore di iscrizione delle attività e delle passività e l'informativa su attività e passività potenziali alla data del bilancio, nonché l'ammontare dei ricavi e dei costi nel periodo di riferimento. I risultati effettivi possono differire da quelli stimati a causa dell'incertezza che caratterizza le ipotesi e le condizioni sulle quali le stime sono basate.

Di seguito sono indicate le stime contabili critiche del processo di redazione del bilancio e delle relazioni contabili infrannuali perché comportano un elevato ricorso a giudizi soggettivi, assunzioni e stime relative a tematiche per loro natura incerte. Le modifiche delle condizioni alla base dei giudizi, assunzioni e stime adottati, possono determinare un impatto rilevante sui risultati successivi.

RIDUZIONI DI VALORE DELLE ATTIVITÀ

Le attività sono svalutate quando eventi o modifiche delle circostanze facciano ritenere che il valore di iscrizione in bilancio non sia recuperabile. Gli eventi che possono determinare una svalutazione di attività sono variazioni nei piani industriali, variazioni nei prezzi di mercato, ridotto utilizzo degli impianti. La decisione se procedere a una svalutazione e la quantificazione della stessa dipendono dalle valutazioni della Direzione Aziendale su fattori complessi e altamente incerti, tra i quali l'andamento futuro dei prezzi, l'impatto dell'inflazione e dei miglioramenti tecnologici sui costi di produzione, i profili produttivi e le condizioni della domanda e dell'offerta. La svalutazione è determinata confrontando il valore di iscrizione con il relativo valore recuperabile, rappresentato dal maggiore tra il fair value, al netto degli oneri di dismissione, e il valore d'uso determinato attualizzando i flussi di cassa attesi derivanti dall'utilizzo dell'attività. I flussi di cassa attesi sono quantificati alla luce delle informazioni disponibili al momento della stima sulla base di giudizi soggettivi sull'andamento di variabili future - quali i prezzi, i costi, i tassi di crescita della domanda, i profili produttivi - e sono attualizzati utilizzando un tasso che tiene conto del rischio inerente all'attività interessata. Le logiche alla base dell'impairment test posto in essere dalla Direzione aziendale in relazione alle aree di bilancio Immobili, impianti e macchinari e Attività immateriali sono illustrate all'interno del punto "Riduzioni di valore delle Attività immobilizzate non finanziarie".

AGGREGAZIONI AZIENDALI

La rilevazione delle operazioni di business combinations implica l'attribuzione alle attività e passività dell'impresa acquisita della differenza tra il costo di acquisto e il valore netto contabile. Per la maggior parte delle attività e delle passività, l'attribuzione della differenza è effettuata rilevando le attività e le passività al loro fair value. La parte non attribuita se positiva è iscritta al goodwill, se negativa è imputata a Conto economico. Nel processo di attribuzione, Toscana Energia si avvale delle informazioni disponibili e, per le business combination più significative, di valutazioni esterne.

PASSIVITÀ AMBIENTALI

Toscana Energia è soggetto, in relazione alle attività svolte, a numerose leggi e regolamenti per la tutela dell'ambiente a livello comunitario, nazionale, regionale e locale, ivi incluse le leggi che attuano convenzioni e protocolli internazionali relativi alle attività svolte. Con riferimento a tali normative, quando è probabile l'esistenza di una passività onerosa e l'ammontare può essere stimato attendibilmente, i relativi costi sono accantonati.

La Società attualmente non ritiene che vi saranno effetti negativi particolarmente rilevanti sul bilancio in relazione a quanto stabilito dalla normativa ambientale, anche tenuto conto degli interventi già effettuati, tuttavia non può essere escluso con certezza che Toscana Energia possa incorrere in ulteriori costi o responsabilità anche di proporzioni rilevanti in quanto, allo stato attuale delle conoscenze, è impossibile prevedere gli effetti dei futuri sviluppi tenuto conto tra l'altro dei seguenti aspetti: (i) la possibilità che emergano contaminazioni; (ii) i risultati delle caratterizzazioni in corso e da eseguire e gli altri possibili effetti derivanti dall'applicazione delle leggi vigenti; (iii) gli eventuali effetti di nuove leggi e regolamenti per la tutela dell'ambiente; (iv) gli effetti di eventuali innovazioni tecnologiche per il risanamento ambientale; (v) la possibilità di controversie e la difficoltà di determinare le eventuali conseguenze, anche in relazione alla responsabilità di altri soggetti e ai possibili indennizzi.

FONDI PER BENEFICI AI DIPENDENTI

I programmi a benefici definiti sono valutati sulla base di eventi incerti e di ipotesi attuariali che comprendono, tra le altre, i tassi di sconto, i ritorni attesi sulle attività a servizio dei piani (ove esistenti), il livello delle retribuzioni future, i tassi di mortalità, l'età di ritiro e gli andamenti futuri delle spese sanitarie coperte.

Le principali assunzioni utilizzate per la quantificazione dei piani a benefici definiti sono determinate come segue: (i) i tassi di sconto e di inflazione che rappresentano i tassi in base ai quali l'obbligazione nei confronti dei dipendenti potrebbe essere effettivamente adempiuta, si basano sui tassi che maturano su titoli obbligazionari di elevata qualità e sulle aspettative inflazionistiche; (ii) il livello delle retribuzioni future è determinato sulla base di elementi quali le aspettative inflazionistiche, la produttività, gli avanzamenti di carriera e di anzianità; (iii) il costo futuro delle prestazioni sanitarie è determinato sulla base di elementi quali l'andamento presente e passato dei costi delle prestazioni sanitarie, comprese assunzioni sulla crescita inflativa dei costi, e le modifiche nelle condizioni di salute degli aventi diritto; (iv) le assunzioni demografiche riflettono la miglior stima dell'andamento di variabili quali ad esempio la mortalità, il turnover e l'invalidità e altro relative alla popolazione degli aventi diritto.

Le differenze nel valore della passività (attività) netta dei piani per benefici ai dipendenti derivanti dalle modifiche delle ipotesi attuariali utilizzate e dalla differenza tra le ipotesi attuariali precedentemente adottate e quelle che si sono effettivamente realizzate si verificano normalmente e sono definite utili o perdite attuariali. Gli utili e le perdite attuariali relativi a piani a benefici definiti sono rilevati nel prospetto dell'utile complessivo.

Le ipotesi attuariali sono adottate anche per la determinazione delle obbligazioni relative agli altri benefici a lungo termine; a tal fine, gli effetti derivanti dalle modifiche delle ipotesi attuariali ovvero delle caratteristiche del beneficio sono rilevati interamente a Conto economico.

FONDI PER RISCHI E ONERI

Oltre a rilevare le passività ambientali, gli obblighi di rimozione delle attività materiali e di ripristino dei siti, e le passività relative ai benefici per i dipendenti, Toscana Energia effettua accantonamenti connessi prevalentemente ai contenziosi legali e fiscali, agli oneri legati al raggiungimento degli obiettivi di efficienza energetica indicati dall'Autorità (TEE) e ai costi stimati per l'attività di sostituzione/ripristino delle funzionalità di smart meter con anomalie di funzionamento.

La stima degli accantonamenti in queste materie è frutto di un processo complesso che comporta giudizi soggettivi da parte della Direzione aziendale.

5 - PRINCIPI CONTABILI DI RECENTE EMANAZIONE

PRINCIPI CONTABILI, EMENDAMENTI E INTERPRETAZIONI NON ANCORA OMOLOGATI DALL'UNIONE EUROPEA ALLA DATA DI RIFERIMENTO DEL BILANCIO AL 31.12.2019

Alla data di redazione del presente documento, risultano emanati dallo IASB, ma non ancora omologati dall'Unione europea alcuni principi contabili, interpretazioni ed emendamenti, tra i quali segnaliamo quelli di seguito descritti.

Il 18 maggio 2017 lo IASB ha emanato il principio IFRS 17 "Insurance Contracts", che riguarda tutti i contratti assicurativi e ne definisce i principi di "recognition, measurement, presentation and disclosure", in sostituzione del precedente IFRS 4. Con il nuovo principio si introduce un modello contabile, il "Building Block Approach" (BBA), basato sull'attualizzazione dei flussi di cassa attesi, sull'esplicitazione di un "risk adjustment" e di un "contractual service margin" (CSM) che rappresenta il profitto atteso di un contratto assicurativo. Il margine contrattuale è rilevato a conto economico lungo il periodo di copertura assicurativa. In aggiunta sono stati introdotti per alcune casistiche due approcci alternativi rispetto al BBA, quali il "Variable Fee Approach" (VFA) e il Premium Allocation Approach (PAA). Il principio prevede inoltre una nuova modalità di presentazione a conto economico degli "insurance revenues", "insurance service expenses" e "insurance finance income or expenses". Le disposizioni contenute nell'IFRS 17 sono efficaci a partire dagli esercizi che hanno inizio il, o dopo il, 1 gennaio 2021, salvo eventuali successivi differimenti stabiliti in sede di recepimento del principio da parte della Commissione europea.

Il 22 ottobre 2018 lo IASB ha emesso il documento Definition of a Business (Amendments to IFRS 3), volta a chiarire quali sono i presupposti in base ai quali stabilire se un'entità ha acquisito un insieme di attività oppure un business. Le modifiche sono efficaci per le acquisizioni di business o di un insieme di attività avvenuti alla data di inizio del primo periodo di riferimento annuale (dal 1 gennaio 2020) o successivamente, salvo eventuali differimenti stabiliti in sede di omologazione da parte della Commissione Europea.

Il 26 settembre 2019il lo IASB ha pubblicato il documento Interest Rate Benchmark Reform (Amendments to IFRS 9, IAS 39 and IFRS 7) in relazione ai potenziali effetti che la riforma dei tassi interbancari IBOR (es. LIBOR, EURIBOR e TIBOR) potrebbero avere sull'informativa finanziaria. Tali tassi sono presi a riferimento nelle relazioni di copertura ex IFRS 9 e IAS 39 ma i recenti sviluppi di mercato hanno messo in discussione la utilizzabilità nel lungo termine. In caso di passaggio ad altri benchmark, le variazioni dei tassi di interesse (Modifiche all'IFRS 9, IAS 39 e IFRS 7) non dovranno alterare significativamente i flussi finanziari coperti e i flussi finanziari dello strumento di copertura; non saranno utilizzabili per evitare altre conseguenze derivanti dalla riforma del benchmark dei tassi di interesse (se una relazione di copertura non soddisfa più i requisiti per la contabilizzazione di copertura per motivi diversi da quelli specificati dalle modifiche, è richiesta l'interruzione della contabilità di copertura); richiederanno informazioni specifiche sulla misura in cui i rapporti di copertura delle entità sono influenzati dalle modifiche. Le modifiche sono in vigore per gli esercizi che iniziano al 1° gennaio 2020 o successivamente; ne è consentita un'applicazione anticipata.

INFORMAZIONI SUL PROSPETTO DELLA SITUAZIONE PATRIMONIALE E FINANZIARIA

6 - OPERAZIONI DI AGGREGAZIONE AZIENDALE

Non vi sono state nel corrente esercizio operazioni di aggregazione aziendale.

7 - DISPONIBILITÀ LIQUIDE ED EQUIVALENTI

Le disponibilità liquide ed equivalenti, di importo pari a 104.632 mila euro, aumentano di 88.293 mila euro rispetto al 31 dicembre 2018 (16.339 mila euro).

Il valore di iscrizione delle disponibilità liquide ed equivalenti approssima il loro fair value. Le stesse non sono soggette a vincoli nel loro utilizzo.

Per un'analisi complessiva della situazione finanziaria e dei principali impieghi di cassa dell'esercizio si rimanda al prospetto del Rendiconto Finanziario.

8 - ALTRE ATTIVITÀ FINANZIARIE NEGOZIABILI/DISPONIBILI PER LA VENDITA

Non vi sono altre attività finanziarie disponibili per la vendita.

9 - CREDITI COMMERCIALI, CREDITI DI NATURA FINANZIARIA E ALTRI CREDITI

I crediti commerciali, i crediti di natura finanziaria e gli altri crediti, complessivamente pari a 60.230 mila euro (46.453 mila euro al 31 dicembre 2018), si analizzano come segue:

(migliaia di €)	Con scadenza entro l'esercizio	Con scadenza tra uno e cinque anni	Con scadenza oltre cinque anni	Totale
SALDI AL 31.12.2018				
Crediti commerciali	28.782	-		**28.782**
Crediti di natura finanziaria				
- strumentali all'attività operativa				**0**
Altri crediti	17.672			**17.672**
	46.453	-		**46.453**
SALDI AL 31.12.2019				
Crediti commerciali	37.661	413		**38.074**
Crediti di natura finanziaria				
- strumentali all'attività operativa				**0**
Altri crediti	22.156	-		**22.156**
	59.817	**413**		**60.230**

I crediti con esigibilità oltre i 12 mesi ammontano a 413 mila euro e sono relativi a crediti per disinvestimenti relativi a cessioni di beni patrimoniali.

I crediti sono esposti al netto del fondo svalutazione di importo pari a 2.125 mila euro, in diminuzione di 145 mila euro rispetto allo scorso esercizio. La movimentazione del fondo svalutazione crediti avvenuta nell'esercizio è di seguito riportata:

(migliaia di €)	Saldo all'1.1.2019	Accantonamenti	Utilizzi	Saldo al 31.12.2019
Crediti commerciali	2.125	0	145	1.980
Crediti finanziari				0
Altri crediti				0
	2.125	0	145	1.980

Di seguito la tabella riepilogativa riportante l'anzianità dei crediti commerciali e altri crediti:

(migliaia di euro)	31.12.2018			31.12.2019		
	Crediti commerciali	Crediti di natura finanziaria e altri crediti	Totale	Crediti commerciali	Crediti di natura finanziaria e altri crediti	Totale
Crediti non scaduti e non svalutati	28.782	17.672	46.454	37.174	22.156	59.330
Crediti scaduti e non svalutati:						
- da 0 a 3 mesi	0		0	153		153
- da 3 a 6 mesi	0		0	334		334
- da 6 a 12 mesi	0		0	0		0
- oltre 12 mesi	0		0	413		413
Totale crediti scaduti e non svalutati	0		0	900		900
	28.782	17.672	46.454	38.074	22.156	60.230

I crediti complessivamente scaduti e non svalutati ammontano a 900 mila euro e riguardano principalmente crediti diversi verso la controllata e la controllante.

I **crediti commerciali**, pari a 38.073 mila euro, relativi essenzialmente al servizio di vettoriamento gas e prestazioni a esso accessorie, riguardano principalmente crediti verso Eni Gas & Luce S.p.A. (8.012 mila euro), crediti verso clienti terzi (30.061 mila euro).

Gli **altri crediti e i crediti di natura finanziaria**, pari a 22.156 mila euro (17.672 mila euro al 31 dicembre 2018), si analizzano come segue:

(migliaia di €)	31.12.2018	31.12.2019
Crediti relativi all'attività di disinvestimento		
Crediti verso CSEA	16.269	**20.632**
Crediti verso Enti e Amministrazioni pubbliche	1.240	**1.240**
Crediti per consolidato fiscale - istanze		
Crediti per acconti su servizi		
Dipendenti	119	**229**
Altri minori	44	**56**
Altri crediti	**17.672**	**22.156**
Crediti finanziari verso Società controllate		
Crediti finanziari verso Società controllanti		
Crediti di natura finanziaria		
	17.672	**22.156**

I crediti verso la CSEA, pari a 20.632 mila euro (16.269 mila euro al 31 dicembre 2018), sono relativi principalmente alle componenti aggiuntive delle tariffe della distribuzione gas (UG2[15] e Bonus Gas[16]) e agli acconti di perequazione del 5° e 6° bimestre per 4.361 mila euro e ai crediti connessi all'annullamento dei Titoli di Efficienza Energetica acquistati nell'anno per 2.115 mila euro.

I crediti verso Enti e Amministrazioni pubbliche, pari a 1.240 mila euro (1.240 mila euro al 31 dicembre 2018) riguardano in particolare la regolazione di rapporti di concessione.

Si rileva che il valore di iscrizione in bilancio dei crediti commerciali, crediti di natura finanziaria e altri crediti approssima la relativa valutazione al fair value, considerando il limitato intervallo temporale tra il sorgere del credito e la sua scadenza.

Non vi sono crediti in moneta diversa dall'euro.

I crediti verso parti correlate sono indicati al punto n. 33 "Rapporti con parti correlate".

Informazioni specifiche in ordine al rischio credito sono fornite nel punto n. 25 "Garanzie, impegni e rischi – Gestione dei rischi finanziari – Rischio credito".

10 - RIMANENZE

Le rimanenze, di importo pari a 6.309 mila euro, aumentano di 3.544 mila euro rispetto al 31 dicembre 2018 in relazione al piano di sostituzione dei misuratori gas. Sulle rimanenze non ci sono garanzie e non sono state effettuate svalutazioni.

15 - Componente addizionale della tariffa di distribuzione al fine di contenere il costo del servizio gas per i clienti finali caratterizzati da bassi consumi.

16 - Componente relativa alle richieste di agevolazione nella spesa per la fornitura del gas naturale sostenuta dai clienti domestici economicamente svantaggiati.

11 - ATTIVITÀ/PASSIVITÀ PER IMPOSTE SUL REDDITO E ATTIVITÀ/PASSIVITÀ PER ALTRE IMPOSTE

Le attività/passività per imposte sul reddito e le attività/passività per altre imposte si analizzano come segue:

(migliaia di euro)	31.12.2018	31.12.2019
Attività per imposte sul reddito correnti:		
- IRES	1.418	544
- IRAP	239	123
	1.657	**667**
Attività per altre imposte correnti:		
- IVA	6.410	2.568
- Altre imposte	0	15
	6.410	**2.583**
Passività per imposte sul reddito correnti:		
- IRES	0	0
- IRAP	0	0
	0	**0**
Passività per altre imposte correnti:		
- IVA	0	0
- Ritenute IRPEF su lavoro dipendente	848	795
- Altre imposte	0	0
	848	**795**

Le attività per imposte sul reddito correnti diminuiscono di 990 mila euro rispetto all'esercizio precedente principalmente per i minori acconti dell'esercizio. Le attività per altre imposte correnti diminuiscono di 3.827 mila euro principalmente per la riduzione del credito IVA a rimborso.

Le passività per altre imposte correnti diminuiscono di 53 mila euro per la riduzione delle ritenute Irpef su lavoro dipendente.

Le imposte di competenza dell'esercizio sono illustrate in dettaglio all'interno del punto n. 30 "Imposte sul reddito", a cui si rimanda.

12 - ALTRE ATTIVITÀ CORRENTI E NON CORRENTI

Le altre attività correnti, di importo pari a 148 mila euro (107 mila euro al 31 dicembre 2018), e le altre attività non correnti, di importo pari a 40.518 mila euro (41.392 mila euro al 31 dicembre 2018), sono così composte:

(migliaia di €)	31.12.2018			31.12.2019		
	Correnti	Non correnti	Totale	Correnti	Non correnti	Totale
Altre attività regolate	-	-	-	-	-	-
Altre attività:						
- depositi cauzionali		358	358		**375**	**375**
- risconti attivi	107		107	**148**		**148**
- altri crediti		41.033	41.033		**40.143**	**40.143**
	107	**41.392**	**41.498**	**148**	**40.518**	**40.666**

Le altre attività riguardano principalmente i crediti per imposte anticipate paria euro 38.594 (euro 39.484 al 31 dicembre 2018) oltre a risconti attivi relativi a licenze d'uso software e depositi cauzionali a lungo termine; per il commento e dettaglio delle imposte anticipate si rimanda al paragrafo 23.

13 - IMMOBILI, IMPIANTI E MACCHINARI

Gli immobili, impianti e macchinari, di importo pari a 32.778 mila euro (29.333 mila euro al 31 dicembre 2018), presentano la seguente composizione e movimentazione:

(migliaia di euro)	Investimenti Immobiliari	Terreni	Fabbricati	Impianti e macchinari	Attrezzature industriali e commerciali	Altri beni	Immobilizz. in corso e acconti	Totale
COSTO STORICO al 01.01.2018	**165**	**914**	**27.535**	**1.209**	**7.388**	**15.337**	**3.833**	**56.381**
- di cui IFRS 16 al 01.01.2018			*4.607*		*1.105*	*142*		*5.854*
Investimenti		10	818		379	156	1.834	3.197
Contributi in conto capitale								0
- di cui IFRS 16								*0*
Dismissioni			(1)		(37)			(38)
Riclassifiche					749			749
COSTO STORICO al 31.12.2018	**165**	**924**	**28.352**	**1.209**	**8.479**	**15.493**	**5.667**	**60.289**
FONDO AMMORTAMENTO al 01.01.2018	**0**		**(7.978)**	**(1.160)**	**(6.385)**	**(13.155)**	**0**	**(28.678)**
Ammortamenti			(1.018)	(27)	(306)	(918)		(2.269)
- di cui IFRS 16			*(611)*		*(102)*	*(15)*		*(728)*
Dismissioni					28			28
Riclassifiche					(37)			(37)
FONDO AMMORTAMENTO al 31.12.2018	**0**		**(8.996)**	**(1.187)**	**(6.700)**	**(14.073)**	**0**	**(30.956)**
FONDO SVALUTAZIONE al 01.01.2018	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**
Svalutazioni e ripristini di valore								
Dismissioni								
Riclassifiche								
FONDO SVALUTAZIONE al 31.12.2018	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**
SALDO NETTO al 01.01.2018	**165**	**914**	**19.557**	**49**	**1.003**	**2.182**	**3.833**	**27.703**
SALDO NETTO al 31.12.2018	**165**	**924**	**19.356**	**22**	**1.779**	**1.420**	**5.667**	**29.333**

(migliaia di euro)	Investimenti Immobiliari	Terreni	Fabbricati	Impianti e macchinari	Attrezzature industriali e commerciali	Altri beni	Immobilizz. in corso e acconti	Totale
COSTO STORICO al 01.01.2019	**165**	**924**	**28.352**	**1.209**	**8.479**	**15.493**	**5.667**	**60.289**
- di cui IFRS 16 al 01.01.2019			*4.607*		*1.105*	*142*		**5.854**
Investimenti			1.243		892	1.586	2.277	**5.998**
- di cui IFRS 16			0	0	797	1.303		**2.100**
Dismissioni			(8)		(6)	(976)		**(990)**
								0
Riclassifiche								**0**
di cui Rivalutazione								**0**
COSTO STORICO al 31.12.2019	**165**	**924**	**29.587**	**1.209**	**9.365**	**16.103**	**7.944**	**65.296**
FONDO AMMORTAMENTO al 01.01.2019	**0**	**0**	**(8.996)**	**(1.187)**	**(6.700)**	**(14.073)**	**0**	**(30.956)**
Ammortamenti			(1.083)	(14)	(576)	(693)		**(2.366)**
- di cui IFRS 16			*(589)*		*(394)*	*(36)*		**(1.019)**
Dismissioni					6	966		**972**
								0
Riclassifiche			(68)		11		(111)	**(168)**
di cui Rivalutazione								**0**
FONDO AMMORTAMENTO al 31.12.2019	**0**	**0**	**(10.147)**	**(1.201)**	**(7.259)**	**(13.800)**	**(111)**	**(32.518)**
FONDO SVALUTAZIONE al 01.01.2019	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**
Svalutazioni e ripristini di valore								**0**
Dismissioni								**0**
Riclassifiche								**0**
FONDO SVALUTAZIONE al 31.12.2019	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**
SALDO NETTO al 01.01.2019	**165**	**924**	**19.356**	**22**	**1.779**	**1.420**	**5.667**	**29.333**
SALDO NETTO al 31.12.2019	**165**	**924**	**19.440**	**8**	**2.106**	**2.303**	**7.833**	**32.778**

Investimenti immobiliari (165 mila euro) comprendono unicamente fabbricati civili.

I **terreni e fabbricati** (20.364 mila euro) comprendono principalmente fabbricati a uso uffici, officine, magazzini e depositi utilizzati dalle unità organizzative della Società.

Gli **impianti e macchinari** (8 mila euro) sono relativi principalmente al complesso infrastrutture dedicate alla distribuzione calore.

Le **attrezzature industriali e commerciali** (2.106 mila di euro) includono attrezzature per 1.508 mila in seguito all'adozione del principio IFRS 16 e si riferiscono prevalentemente ad infrastrutture ICT e autovetture.

Gli **altri beni** (2.303 mila di euro) includono autoveicoli (214 mila euro), infrastrutture ICT (542 mila euro), mobili e arredi (154 mila euro) e beni in locazione conseguenti l'adozione del principio IFRS 16 per 1.393 mila euro. Tali beni si riferiscono prevalen-

temente alla capitalizzazione dei canoni di attraversamento e da un mezzo speciale dedicato alla rilevazione delle fughe di metano (Picarro).

Di seguito viene riportata una descrizione in sintesi delle principali variazioni intercorse nell'esercizio.

Gli **investimenti** registrati nell'esercizio di importo pari a 3.898 mila euro, al netto dell'adozione del principio IFRS 16 per un importo pari a 2.100 mila euro, sono composti da costi esterni, materiali costo lavoro come più dettagliatamente illustrato al capitolo "Andamento operativo" all'interno della Relazione sulla gestione.

Sugli investimenti immobiliari non esistono vincoli o impegni.

Gli **ammortamenti** sostenuti nell'esercizio (2.366 mila euro) si riferiscono ad ammortamenti economico-tecnici determinati sulla base della vita utile dei beni, ovvero sulla loro residua possibilità di utilizzazione da parte dell'impresa.

Nel corso dell'esercizio non si sono evidenziate significative variazioni nella vita utile stimata dei beni e nei coefficienti di ammortamento applicati e esplicitati per categoria all'interno dei Criteri di Valutazione, rispetto al 31 dicembre 2018.

Sugli immobili, impianti e macchinari della Società non sono costituite garanzie reali e non esistono restrizioni sulla titolarità e proprietà di immobili, impianti e macchinari

14 - ATTIVITÀ IMMATERIALI

Le attività immateriali, di importo pari a 891.282 mila euro (887.947 mila euro al 31 dicembre 2018), presentano la seguente composizione e movimentazione:

(migliaia di euro)	Attività immateriali a vita utile definita							Avviamento	Totale
	Accordi per Servizi in Concessione	Costi avvio ed ampliamento	Diritti di brevetto ind. e diritti di utilizzazione opere dell'ingegno	Concessioni, licenze, marchi e diritti simili	Immobilizzazioni in corso e acconti (IFRIC 12)	Immobilizzazioni in corso e acconti	Altre attività immateriali		
COSTO STORICO al 01.01.2018	**1.369.780**	**0**	**20.098**	**21.996**	**166**		**8.761**	**8.493**	**1.429.294**
Investimenti (*)	50.029		1.171				272		51.472
Dismissioni	(20.390)						(4)		(20.394)
									0
Riclassifiche	(554)						(158)		(712)
Altre									0
- di cui riclassificazione contributi									
COSTO STORICO al 31.12.2018	**1.398.865**	**0**	**21.269**	**21.996**	**166**	**0**	**8.871**	**8.493**	**1.459.660**
FONDO AMMORTAMENTO al 01.01.2018	**(499.720)**	**0**	**(19.289)**	**(6.436)**			**(7.329)**	**(8.493)**	**(541.267)**
Ammortamenti (*)	(46.153)		(917)	(1.718)			(937)		(49.725)
Dismissioni	18.498						4		18.502
									0
Riclassifiche	(265)						265		0
Altre	777								777
- di cui riclassificazione contributi									
FONDO AMMORTAMENTO al 31.12.2018	**(526.863)**	**0**	**(20.206)**	**(8.154)**	**0**	**0**	**(7.997)**	**(8.493)**	**(571.713)**
							(3.339)		
FONDO SVALUTAZIONE al 01.01.2018									
Svalutazioni e ripristini di valore									
Dismissioni									
Riclassifiche									
FONDO SVALUTAZIONE al 31.12.2018						**0**			
SALDO NETTO al 01.01.2018	**870.060**	**0**	**809**	**15.560**	**166**	**0**	**1.432**	**0**	**888.027**
SALDO NETTO al 31.12.2018	**872.002**	**0**	**1.063**	**13.842**	**166**	**0**	**874**	**0**	**887.947**

(migliaia di euro)	Attività immateriali a vita utile definita							Avviamento	Totale
	Accordi per Servizi in Concessione	Costi avvio ed ampliamento	Diritti di brevetto ind. e diritti di utilizzazione opere dell'ingegno	Concessioni, licenze, marchi e diritti simili	Immobilizzazioni in corso e acconti (IFRIC 12)	Immobilizzazioni in corso e acconti	Altre attività immateriali		
COSTO STORICO al 01.01.2019	**1.398.865**		**21.269**	**21.996**	**166**	**0**	**8.871**	**8.493**	**1.459.660**
Investimenti (*)	49.921		979			7	1.105		**52.012**
Dismissioni	(14.755)						(543)		**(15.298)**
Rivalutazione									**0**
Riclassifiche	443				48				**491**
- di cui riclassificazione contributi	*381*								**381**
COSTO STORICO al 31.12.2019	**1.434.474**		**22.248**	**21.996**	**214**	**7**	**9.433**	**8.493**	**1.496.866**
FONDO AMMORTAMENTO al 01.01.2019	**(526.863)**		**(20.206)**	**(8.154)**	**0**	**0**	**(7.997)**	**(8.493)**	**(571.713)**
Ammortamenti (*)	(43.444)		(999)	(1.597)			(778)		**(46.818)**
Dismissioni	12.403						487		**12.890**
Rivalutazione									**0**
Riclassifiche	57								**57**
- di cui riclassificazione contributi									**0**
FONDO AMMORTAMENTO al 31.12.2019	**(557.847)**		**(21.205)**	**(9.751)**	**0**	**0**	**(8.288)**	**(8.493)**	**(605.584)**
FONDO SVALUTAZIONE al 01.01.2019									**0**
Svalutazioni e ripristini di valore									**0**
Dismissioni									**0**
Riclassifiche									**0**
FONDO SVALUTAZIONE al 31.12.2019	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**
SALDO NETTO al 01.01.2019	**872.002**	**0**	**1.063**	**13.842**	**166**	**0**	**874**	**0**	**887.947**
SALDO NETTO al 31.12.2019	**876.627**	**0**	**1.043**	**12.245**	**214**	**7**	**1.145**	**0**	**891.282**

Gli ***accordi per servizi in concessione, comprensivo di IFRIC12,*** pari a 876.627 mila euro (872.002 mila al 31 dicembre 2018) includono:

- i terreni e fabbricati utilizzati nell'attività operativa (879 mila euro) riguardanti principalmente aree di pertinenza dei fabbricati e le cabine di riduzione;
- gli impianti e macchinari relativi principalmente al complesso delle infrastrutture dedicate alla distribuzione del gas naturale, comprendenti:
  - (i) la rete distributiva, costituita dalle condotte stradali gas (506.523 mila euro);
  - (ii) gli allacciamenti, formati essenzialmente dai tratti di tubazione con i quali i punti di riconsegna presso il cliente finale sono collegati alla rete di distribuzione gas (263.090 mila euro);
  - (iii) gli impianti di prelievo, riduzione e misura presso il punto di consegna dalla

(migliaia di euro)	Attività immateriali a vita utile definita							Avviamento	Totale
	Accordi per Servizi in Concessione	Costi avvio ed ampliamento	Diritti di brevetto ind. e diritti di utilizzazione opere dell'ingegno	Concessioni, licenze, marchi e diritti simili	Immobilizzazioni in corso e acconti (IFRIC 12)	Immobilizzazioni in corso e acconti	Altre attività immateriali		
COSTO STORICO al 01.01.2019	**1.398.865**		**21.269**	**21.996**	**166**	**0**	**8.871**	**8.493**	**1.459.660**
Investimenti (*)	49.921		979			7	1.105		**52.012**
Dismissioni	(14.755)						(543)		**(15.298)**
Rivalutazione									**0**
Riclassifiche	443				48				**491**
- di cui riclassificazione contributi	*381*								**381**
COSTO STORICO al 31.12.2019	**1.434.474**		**22.248**	**21.996**	**214**	**7**	**9.433**	**8.493**	**1.496.866**
FONDO AMMORTAMENTO al 01.01.2019	**(526.863)**		**(20.206)**	**(8.154)**	**0**	**0**	**(7.997)**	**(8.493)**	**(571.713)**
Ammortamenti (*)	(43.444)		(999)	(1.597)			(778)		**(46.818)**
Dismissioni	12.403						487		**12.890**
Rivalutazione									**0**
Riclassifiche	57								**57**
- di cui riclassificazione contributi									**0**
FONDO AMMORTAMENTO al 31.12.2019	**(557.847)**		**(21.205)**	**(9.751)**	**0**	**0**	**(8.288)**	**(8.493)**	**(605.584)**
FONDO SVALUTAZIONE al 01.01.2019									**0**
Svalutazioni e ripristini di valore									**0**
Dismissioni									**0**
Riclassifiche									**0**
FONDO SVALUTAZIONE al 31.12.2019	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**
SALDO NETTO al 01.01.2019	**872.002**	**0**	**1.063**	**13.842**	**166**	**0**	**874**	**0**	**887.947**
SALDO NETTO al 31.12.2019	**876.627**	**0**	**1.043**	**12.245**	**214**	**7**	**1.145**	**0**	**891.282**

Gli ***accordi per servizi in concessione**, **comprensivo di IFRIC12,*** pari a 876.627 mila euro (872.002 mila al 31 dicembre 2018) includono:

- i terreni e fabbricati utilizzati nell'attività operativa (879 mila euro) riguardanti principalmente aree di pertinenza dei fabbricati e le cabine di riduzione;
- gli impianti e macchinari relativi principalmente al complesso delle infrastrutture dedicate alla distribuzione del gas naturale, comprendenti:
  - (i) la rete distributiva, costituita dalle condotte stradali gas (506.523 mila euro);
  - (ii) gli allacciamenti, formati essenzialmente dai tratti di tubazione con i quali i punti di riconsegna presso il cliente finale sono collegati alla rete di distribuzione gas (263.090 mila euro);
  - (iii) gli impianti di prelievo, riduzione e misura presso il punto di consegna dalla

rete di trasporto e i gruppi di riduzione della pressione presso i clienti finali gas (20.749 mila euro);

- misuratori gas (84.706 mila euro)
- altre Telecontrollo (1.057 mila euro)
- contributi pubblici su impianti e macchinare (-380 mila euro)

I *diritti di brevetto e di utilizzazione delle opere dell'ingegno*, pari a 1.043 mila euro, riguardano prevalentemente sistemi informativi e applicativi a disposizione dell'attività operativa.

Le *concessioni, licenze, marchi e diritti simili,* pari a 12.245 mila euro, sono riferiti a oneri a utilità futura, sostenuti per la stipula o il rinnovo delle concessioni del servizio di distribuzione gas.

Le *immobilizzazioni in corso e acconti (IFRIC 12)* (214 mila euro) si riferiscono alla cabina di S. Donnino in costruzione.

Le *immobilizzazioni in corso e acconti* ammontano a 7 mila euro.

Le *altre attività immateriali sono pari a* 1.145 mila euro (874 mila al 31 dicembre 2018).

Di seguito viene riportata una descrizione in sintesi delle principali variazioni intercorse nell'esercizio.

Pur non sussistendo indicatori di impairment, la società ha ritenuto di assoggettare a test di impairment l'intero valore delle attività immateriali considerata la rilevanza delle stesse. Sulla base del valore recuperabile delle stesse non sono emerse perdite di valore.

Gli **investimenti lordi** dell'esercizio, pari a 52.012 mila euro sono composti principalmente da 25.971 mila euro di costi esterni, imputati direttamente all'attività di investimento e 26.041 mila euro di costi interni.

Gli **ammortamenti** dell'esercizio, pari a 46.818 mila euro, sono stati rilevati in base ai seguenti criteri:

- per i costi di acquisto o produzione del software: ammortamento in 3 anni a quote costanti;
- per gli oneri di stipula e rinnovo concessioni: ammortamento a quote costanti in relazione alla durata residua delle concessioni stesse.

Gli ***accordi per servizi in concessione, comprensivo di IFRIC12*** sono ammortizzati a quote costanti (43.444 mila euro), in funzione della durata economico-tecnica dei cespiti sottostanti.

L'importo di 43.444 mila euro, include i maggiori ammortamenti conseguenti alla riduzione della vita utile dei misuratori tradizionali[17], soggetti al piano di sostituzione con quelli elettronici, previsto dalle delibere ARERA nell'ambito del piano di realizzazione della telelettura.

Una quota rilevante degli investimenti 2019 ha riguardato il piano di installazione degli *smart meters* in sostituzione dei misuratori tradizionali, portando il totale dei nuovi misuratori installati al 95% dell'intero parco contatori.

17 - Al fine di completare il processo di ammortamento in coerenza con il programmato piano di sostituzione dei misuratori, da completarsi entro il 2018, è stata adeguata la vita utile degli stessi compresi nel progetto di sostituzione ex delibere ARERA n. 631/13, n. 554/15 e 669/18.

Le **dismissioni** nette effettuate nell'esercizio (quindi al netto del relativo fondo ammortamento), risultano pari a 2.407 mila euro e riguardano decrementi relativi a sostituzione di reti e misuratori.

Non vi sono immobili, impianti e macchinari acquisiti in leasing, iscritti fra le immobilizzazioni immateriali.

Non vi sono immobili, impianti e macchinari, acquisiti in leasing, iscritti tra le altre attività immateriali in concessione.

In relazione alle stime effettuate dagli Amministratori, il valore netto contabile dei beni alla scadenza della concessione non risulta superiore al valore degli asset riconosciuto ai fini tariffari (RAB - Regulatory Asset Base) ed al valore industriale degli stessi beni.

Non vi sono attività immateriali a vita utile definita destinate alla cessione, né temporaneamente inattivi, né soggette a vincoli e a garanzia di passività.

I costi di sviluppo del periodo non risultano di importo significativo.

Impairment test per avviamento e altre attività immateriali a vita indefinita

Si evidenzia che non sono presenti attività immateriali a vita indefinita al 31 dicembre 2019.

15 - PARTECIPAZIONI

Le partecipazioni in entità controllate, collegate di importo pari a 26.803 mila euro (26.803 mila euro al 31 dicembre 2018), presentano la seguente composizione:

(migliaia di €)	Saldo al 31.12.2018	Acquizioni e sottoscrizioni	Cessioni	Rettifiche di valore	Altre variazioni	Saldo al 31.12.2019
Partecipazioni in entità controllate						
Toscana Energia Green S.p.A.	5.340					**5.340**
Partecipazioni in entità collegate						
Valdarno S.r.l. in liquidazione (*)	1.705					**1.705**
Gesam Reti S.p.A. (*)	19.758					**19.758**
Totale partecipazioni in entità collegate	**21.463**					**21.463**

L'analisi delle imprese controllate, con il raffronto tra il valore netto di iscrizione e la quota di Patrimonio netto di spettanza della Società, è indicata nella tabella seguente:

(migliaia di euro)

Ragione sociale	Sede Operativa	Capitale sociale al 31.12.2019	Risultato esercizio 2019	Quota di possesso	Quota di patrimonio netto al 31.12.2019 di spettanza (B)	Valore netto di iscrizione 31.12.2019 (A)	Differenza rispetto alla valutazione al Patrimonio netto (A-B)
Partecipazioni in imprese controllate							
Toscana Energia Green S.p.A.	Pistoia, V. Vecchia Oliveto 12	6.331		100,0%	5.297	5.340	43
Partecipazioni in imprese collegate							
Valdarno S.r.l. in liquidazione (*)	Pisa, Ospedaletto, V. Bellatalla, 1	5.720	360	30,05%	5.221	1.705	(3.516)
Gesam Reti S.p.A. (*)	Lucca, Via Nottolini, 34	20.627	2.537	42,96%	15.197	19.758	4.561

(*) Per le suddetti società i dati esposti sono quelli riferiti al Bilancio 2018

16 - ALTRE ATTIVITÀ FINANZIARIE

Le altre attività finanziarie pari a 4.850 mila euro al 31 dicembre 2019 si riferiscono ad un finanziamento, comprensivo degli interessi maturati per l'esercizio 2019, concesso alla propria controllata Toscana Energia Green S.p.A. con scadenza oltre l'esercizio.

17 - ATTIVITÀ DESTINATE ALLA VENDITA E PASSIVITÀ DIRETTAMENTE ASSOCIABILI

La società non possiede attività destinate alla vendita.

18 - PASSIVITÀ FINANZIARIE A BREVE TERMINE, PASSIVITÀ FINANZIARIE A LUNGO TERMINE E QUOTE A BREVE DI PASSIVITÀ FINANZIARIE A LUNGO TERMINE

Le Passività finanziarie a breve termine, di importo pari a

126.568 mila euro (306 migliaia di euro al 31 dicembre 2018) e le Passività finanziarie a lungo termine, comprensive della quota a breve delle passività a lungo termine, di importo pari a 408.704 mila euro (401.443mila euro al 31 dicembre 2018) si analizzano come segue:

(migliaia di €)	Passività a breve termine	Passività a lungo termine			Totale
		Quota a breve termine	Quota a lungo termine con scadenza tra 1 e 5 anni	Quota a lungo termine con scadenza oltre 5 anni	
SALDI AL 31.12.2018					
Passività finanziarie verso controllanti	0	0		0	**0**
Finanziamenti bancari					**0**
Debiti finanziari verso altri finanziatori (IFRS 16)		815	3.061	1.267	**5.143**
Altri finanziatori	306	254.947	141.353		**396.606**
	306	**255.762**	**144.414**	**1.267**	**401.749**
SALDI AL 31.12.2019					
Passività finanziarie verso controllanti	30.154	0	0	279.785	**309.939**
Debiti finanziari verso altri finanziatori (IFRS 16)		1.315	3.997	670	**5.982**
Altri finanziatori	96.414	122.937			**219.351**
	126.568	**124.252**	**3.997**	**280.455**	**535.272**

PASSIVITÀ FINANZIARIE A BREVE TERMINE

Le passività finanziarie a breve termine, di importo pari a 126.568 mila euro, per 6.290 mila euro sono iscritte a fronte delle avvenute cessione pro-soluto *senza notifica* di crediti commerciali e altri crediti, anche non scaduti e riguardano debiti verso società di factor il quale sottostante è stato incassato dai debitori il 31 dicembre 2019 e rimborsato alle società di factor i primi giorni di gennaio 2020; per 30.154 mila euro si riferisce ad un finanziamento a breve termine nei confronti della controllante Italgas S.p.A..

I debiti finanziari a breve termine includono la quota residua di un finanziamento di 90 milioni di euro erogato da BEI alla Società, scadenza 30 giugno 2031. A seguito dell'operazione di acquisizione del controllo di Toscana Energia da parte di Italgas e del conseguente rifinanziamento dell'indebitamento a breve verso terzi con finanziamenti erogati dalla stessa Italgas, effettuato entro la data del 31.12.2019, la Società ha richiesto alla BEI i necessari consensi contrattuali (waiver), consensi che sono stati formalizzati nel 2020.

Pertanto, in ottemperanza alle previsioni del paragrafo 74 dello IAS 1, al 31.12.2019 tale finanziamento è stato riclassificato temporaneamente dalle passività non correnti alle passività correnti.

Nella relazione sulla gestione, non modificandosi l'indebitamento finanziario netto della Società, al fine di fornire una rappresentazione di continuità e coerente con la situazione di fatto nel frattempo verificatasi, tale finanziamento BEI è stato mantenuto nel debito finanziario a lungo termine.

Non vi sono passività finanziarie a breve termine denominate in valuta diversa dall'euro.

Il valore di mercato delle passività finanziarie a breve termine è equivalente al valore contabile.

PASSIVITÀ FINANZIARIE A LUNGO TERMINE E QUOTA A BREVE DI PASSIVITÀ FINANZIARIE A LUNGO TERMINE

Le passività finanziarie a lungo termine, comprensive della quota a breve delle passività a lungo termine, di importo pari a 408.704 mila euro (401.443 mila euro al 31 dicembre 2018) sono aumentate di 7.261 mila euro rispetto allo scorso esercizio principalmente a seguito:

- dell'accensione di un nuovo finanziamento per l'importo pari a 280.000 mila euro concesso dalla controllante Italgas S.p.A. nel corso dell'esercizio;
- rimborso dei finanziamenti in essere e delle linee a breve per 183.396 mila euro;
- dell'incremento delle passività relative a contratti di leasing ai sensi dell'IFRS 16 (839 mila euro);

riclassifica a breve del finanziamento con BEI per circa 90 milioni di euro. Le passività finanziarie verso imprese controllanti ammontano a 309.939 mila euro, dei quali:

- 30.154 mila euro rappresentano la quota a breve termine;
- 279.785 mila euro rappresentano la quota avente scadenza oltre cinque anni, così come evidenziato nella tabella seguente:

(migliaia di €)

Ente finanziatore	Valuta	Valore nominale	Tipologia di rimborso	Debito residuo al 31.12.2019	Tasso medio ponderato di interesse (%)	Scadenza
Finanziamenti a tasso fisso						
Bei	euro	90.000	Amortized	90.000	1,049%	30.06.2031
Italgas S.p.A.	euro	160.000	Bullet	160.000	1,640%	18.12.2029
Italgas S.p.A.	euro	120.000	Bullet	120.000	1,270%	18.12.2026
				370.000		
Totale debiti per finanziamenti				**370.000**		

Non vi sono finanziamenti bancari a lungo termine denominati in valuta diversa dall'euro.

Il costo medio dell'esercizio riferito all'indebitamento finanziario a lungo termine risulta pari allo 1,38% annuo.

Non vi sono operazioni di leasing finanziario in essere al 31 dicembre 2019.

I contratti di finanziamento a medio lungo termine della Società non contengono financial covenants, ad eccezione del finanziamento con BEI indicato sopra. Per maggiori dettagli si rinvia a quanto indicato nel paragrafo precedente

Di seguito viene evidenziato il dettaglio dell'indebitamento finanziario netto:

(migliaia di €)	31.12.2018			31.12.2019		
	Correnti	Non correnti	Totale	Correnti	Non correnti	Totale
A. Disponibilità liquide ed equivalenti	16.339		**16.339**	**104.632**		**104.632**
B. Titoli disponibili per la vendita e da mantenere sino alla scadenza	0		**0**	**0**		**0**
C. Crediti finanziari	4.851		**4.851**	**4.850**		**4.850**

C. Liquidità (A+B+C)	**21.190**		**21.190**	**109.482**		**109.482**
D. Crediti finanziari non strumentali all'attività operativa						
E. Passività finanziarie a breve termine verso banche	306		**306**	**96.414**		**96.414**
F. Passività finanziarie a lungo termine verso banche	254.947	141.353	**396.300**	**122.937**	**0**	**122.937**
G. Debiti finanziari verso altri finanziatori (IFRS 16)	815	4.328	**5.143**	**1.315**	**4.667**	**5.982**
H. Passività finanziarie a breve termine verso entità correlate	0		**0**	**30.154**	**279.785**	**309.939**
I. Passività finanziarie a lungo termine verso entità correlate	0		**0**	**0**		**0**
L. Altre passività finanziarie a breve termine	0		**0**	**0**		**0**
M. Altre passività finanziarie a lungo termine	0		**0**	**0**		**0**
N. Indebitamento finanziario lordo (E+F+G+H+I+L+M)	**256.068**	**145.681**	**401.749**	**250.820**	**284.452**	**535.272**
O. Indebitamento finanziario netto (N-C-D)	**234.878**	**145.681**	**380.559**	**141.338**	**284.452**	**425.790**

19 - DEBITI COMMERCIALI E ALTRI DEBITI

I debiti commerciali e gli altri debiti, di importo pari a 50.519 mila euro (43.682 mila euro al 31 dicembre 2018), si analizzano come segue:

(migliaia di €)	31.12.2018			31.12.2019		
	Entro l'esercizio	Oltre l'esercizio	Totale	Entro l'esercizio	Oltre l'esercizio	Totale
Debiti commerciali	20.133		**20.133**	20.862		**20.862**
Altri debiti	23.549		**23.549**	29.657		**29.657**
- relativi all'attività di investimento	0		**0**	8.802		**8.802**
- debiti diversi	23.549		**23.549**	20.855		**20.855**
	43.682		**43.682**	**50.519**		**50.519**

I **debiti commerciali**, pari a 20.862 mila euro, aumentano di 729 mila euro rispetto all'esercizio precedente, per effetto principalmente dei maggiori debiti verso fornitori (-2.529 mila euro), in parte compensati dai minori debiti verso la controllante Italgas S.p.A. (+1.947 mila euro).

Non si segnalano particolari situazioni di concentrazione dei debiti commerciali. Non vi sono, infine, situazioni significative di debiti scaduti e non pagati.

Gli **altri debiti** di importo pari a 29.657 mila euro (23.549 migliaia di euro al 31 dicembre 2018) si analizzano come segue:

(migliaia di €)	31.12.2018			31.12.2019		
	Entro l'esercizio	Oltre l'esercizio	Totale	Entro l'esercizio	Oltre l'esercizio	Totale
Debiti per attività di investimento			**0**	**8.802**		**8.802**
Anticipi			**0**			**0**
Debiti verso la Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali	7.157		**7.157**	**9.667**		**9.667**
Debiti verso il personale	2.758		**2.758**	**2.523**		**2.523**
Debiti verso amministrazioni pubbliche	4.542		**4.542**	**3.344**		**3.344**
Debiti consolidato IVA						
Debiti verso istituti di previdenza e di sicurezza sociale	1.729		**1.729**	**1.821**		**1.821**
Debiti consolidato fiscale			**0**			**0**
Debiti verso lavoratori autonomi	652		**652**	**490**		**490**
Altri	6.712		**6.712**	**3.010**		**3.010**
	23.549		**23.549**	**29.657**		**29.657**

I debiti verso la CSEA, pari a 9.667 mila euro, sono relativi ad alcune componenti accessorie delle tariffe relative al servizio distribuzione gas da versare alla stessa Cassa (RE, RS, UG1 e GS)[18].

I debiti verso il personale, pari a 2.523 mila euro, riguardano partite debitorie principalmente per ferie maturate e non godute, quattordicesima mensilità e premio di partecipazione.

I debiti verso parti correlate sono dettagliati all'interno del punto n. 33 "Rapporti con parti correlate".

Si rileva che il valore di iscrizione in bilancio dei debiti commerciali e altri debiti approssima la relativa valutazione al fair value, considerando il limitato intervallo temporale tra il sorgere del debito e la sua scadenza. Per maggiori dettagli circa il valore di mercato di tali categoria di debiti si rimanda alle analisi documentate all'interno del punto n. 25 "Garanzie, impegni e rischi".

18 - Tali componenti si riferiscono a: (i) RE - Quota variabile a copertura degli oneri per misure e interventi per il risparmio energetico e lo sviluppo delle fonti rinnovabili nel settore del gas naturale, (ii) RS - Quota variabile a copertura degli oneri per la qualità dei servizi gas, (iii) UG1 - Quota variabile a copertura di eventuali squilibri dei sistemi di perequazione e a copertura di eventuali conguagli, (iv) GS - Quota variabile a copertura del sistema di compensazione tariffaria per i clienti economicamente disagiati.

20 - ALTRE PASSIVITÀ CORRENTI E NON CORRENTI

Le altre passività dell'esercizio risultano tutte di natura non corrente ed ammontano a 108.337 mila euro (112.680 mila euro al 31 dicembre 2018). Le voci risultano così composte:

(migliaia di €)	31.12.2018			31.12.2019		
	Correnti	Non correnti	Totale	Correnti	Non correnti	Totale
Altre passività da attività regolate		112.214	112.214		**107.999**	**107.999**
Fair value strumenti finanziari derivati						
Altre passività	0	466	466	**0**	**338**	**338**
- Passività per depositi cauzionali		435	435		**352**	**352**
- Risconti e ratei passivi di ricavi		31	0		**(13)**	**0**
	0	112.680	112.680	**0**	**108.337**	**108.337**

Come evidenziato nel commento alla voce "Attività immateriali non correnti" le altre passività non correnti includono al 31 dicembre 2019 le quote rinviate a futuri esercizi dei contributi allacciamento e canalizzazioni. La quota di contributi di competenza dell'esercizio ammonta a 5.036 mila euro e viene iscritta al 31 dicembre 2019 nella voce "Altri ricavi e proventi".

21 - FONDI PER RISCHI E ONERI

I fondi per rischi e oneri, di importo pari a 7.548 mila euro (9.569 mila euro al 31 dicembre 2018), si analizzano come segue:

(migliaia di €)	Saldo al 31.12.2018	Accant.	Riclassifiche	Utilizzi a fronte oneri	Utilizzi per esubero e chiusura cause	Saldo al 31.12.2019
Fondo per certificati bianchi	1.098	1.620	0	728	0	1.990
Fondi per rischi ed oneri diversi	5.180	1.000	295	173	3.623	2.679
Fondi per esodi agevolati	103	0	0	103	0	0
Fondo oneri per ripr. funz. strutt. misura	0	2.484	2.818	2.761	0	2.541
Fondo per rischi e spese future	3.188	239	(2.818)	270	0	338
	9.569	**5.343**	**295**	**4.035**	**3.623**	**7.548**

i principali incrementi/accantonamenti pari a 5.343 mila euro si riferiscono:

-quanto a 1.620 mila euro si riferisce all'adeguamento degli accantonamenti riguar-

danti i titoli di efficienza energetica. Tale valore deriva della differenza tra l'utilizzo del fondo accantonato nel 2018, a fronte del margine sull'acquisto dei titoli di efficienza energetica necessari per il raggiungimento dell'obiettivo aziendale dell'anno e l'accantonamento inerente l'obbligo del 2019;

-i principali incrementi per i fondi rischi e oneri diversi sono relativi all'accantonamento per 15 mila euro per la copertura delle possibili passività derivanti dall'esito delle cause legali in corso e di quelle che probabilmente saranno intentate nei confronti della società, all'accantonamento per 565 mila euro per copertura spese future relative alle penalità sicurezza AEEG e all'accantonamento per 420 mila euro per copertura rischi cause lavoro;

-quanto a 2.484 mila euro è riferito alla copertura dei costi stimati inerenti la sostituzione dei misuratori elettronici non funzionanti;

-quanto a 239 mila euro è riferito alla copertura dei costi futuri stimati inerenti per politiche retributive.

I principali decrementi/utilizzi pari a 4.035 mila euro si riferiscono:

- riguardo alla voce "fondo per rischi ed oneri diversi- cause legali" a euro 173 mila al pagamento delle spese per l'assistenza legale dovute all'esito negativo di cause civili ;
- quanto a 728 mila euro la copertura del margine negativo dei Titoli di efficienza energetica avvenuta nel 2019;
- quanto a 103 mila euro relativo alla chiusura del fondo esodi agevolati;
- quanto a 2.761 mila euro è riferito all'utilizzo dei costi stimati inerenti la sostituzione dei misuratori elettronici non funzionanti;
- quanto a 270 mila euro è riferito all'utilizzo dei costi futuri inerenti per politiche retributive.

Gli utilizzi per esubero e chiusura cause pari a 3.623 mila euro sono relativi ad accantonamenti su rischi divenuti esuberanti nell'esercizio.

In coerenza con la Raccomandazione ESMA 2015/1608 del 27 ottobre 2015, si evidenzia che non ci sono effetti derivanti dall'attualizzazione dei fondi rischi ed oneri.

22 - FONDI PER BENEFICI AI DIPENDENTI

I fondi per benefici ai dipendenti, di importo pari a 8.774 mila euro (9.102 mila euro al 31 dicembre 2018) si analizzano come segue:

	31.12.2018	31.12.2019
Trattamento di fine rapporto di lavoro subordinato	7.137	6.942
Fondo Gas	1.514	1.380
Altri fondi per benefici ai dipendenti	450	453
	9.102	8.774

Il fondo trattamento di fine rapporto di lavoro subordinato, di importo pari a 6.942

mila euro (7.137 mila euro 31 dicembre 2018), disciplinato dall'art. 2120 del Codice Civile, accoglie la stima dell'obbligazione, determinata sulla base di tecniche attuariali, relativa all'ammontare da corrispondere ai dipendenti all'atto della cessazione del rapporto di lavoro. L'indennità, erogata sotto forma di capitale, è pari alla somma di quote di accantonamento, calcolate sulle voci retributive corrisposte in dipendenza del rapporto di lavoro e rivalutate fino al momento di cessazione dello stesso. Per effetto delle modifiche legislative introdotte a partire dal 1° gennaio 2007, per imprese con più di 50 dipendenti, una quota significativa del trattamento di fine rapporto maturando è classificato come un piano a contributi definiti in quanto l'obbligazione dell'impresa è rappresentata esclusivamente dal versamento dei contributi ai fondi pensione, ovvero all'INPS. La passività relativa al trattamento di fine rapporto antecedente al 1° gennaio 2007 continua a rappresentare un piano a benefici definiti da valutare secondo tecniche attuariali.

Il Fondo Gas, pari a 1.380 mila euro, riguarda la stima, effettuata su basi attuariali, degli oneri a carico del datore di lavoro derivanti dalla soppressione, a far data dal 1° dicembre 2015, del Fondo Gas ai sensi della Legge 6 agosto 2015, n. 125. In particolare, la Legge, agli articoli 9-decies e 9-undecies, ha stabilito a carico del datore di lavoro: (i) un contributo straordinario per la copertura degli oneri relativi ai trattamenti pensionistici integrativi in essere all'atto della soppressione del Fondo Gas per gli anni dal 2015 al 2020. L'art. 9-quinquiesdecies dispone che "Qualora dal monitoraggio si verifichi l'insufficienza del contributo straordinario di cui al comma 9-decies per la copertura dei relativi oneri, con decreto direttoriale del Ministero del lavoro e delle politiche sociali, di concerto con il Ministero dello sviluppo economico e con il Ministero dell'economia e delle finanze, si provvede alla rideterminazione dell'entità del contributo straordinario, dei criteri di ripartizione dello stesso tra i datori di lavoro, nonché dei tempi e delle modalità di corresponsione del contributo straordinario all'INPS"; (ii) a favore degli iscritti o in prosecuzione volontaria della contribuzione, che alla data del 30 novembre 2015 non maturano il diritto al trattamento pensionistico integrativo da parte del soppresso Fondo Gas, un importo pari all'1% per ogni anno di iscrizione al fondo integrativo moltiplicato per l'imponibile previdenziale relativo al medesimo fondo integrativo per l'anno 2014, da destinare presso il datore di lavoro o alla previdenza complementare. Allo stato attuale, si è in attesa di conoscere i criteri, le modalità ed i tempi di corresponsione del contributo straordinario. Le scelte dei lavoratori sulla destinazione degli importi (previdenza complementare o presso il datore di lavoro) si sono concluse, così come previsto dalla Legge, in data 14 febbraio 2016.

Gli altri fondi per benefici ai dipendenti, di importo pari a 453 mila euro (450 mila euro al 31 dicembre 2018), sono relativi ai premi di anzianità.

Le obbligazioni corrispondenti sono determinate attraverso una metodologia di valutazione attuariale e sono attualizzate adottando un tasso definito sulla base dei rendimenti espressi da titoli obbligazionari di società di primaria rilevanza. Le rivalutazioni della passività (attività netta) sono rilevate interamente a Conto economico.

I premi di anzianità sono benefici erogati al raggiungimento di un periodo minimo di servizio in azienda e sono erogati in natura. I premi di anzianità, si qualificano, ai sensi dello IAS 19, come altri benefici a lungo termine.

La composizione e la movimentazione dei fondi per benefici ai dipendenti, valutati applicando tecniche attuariali, è la seguente[19]:

(migliaia di €)	Esercizio 2018				Esercizio 2019			
	Fondo TFR	Fondo Gas (*)	Altri	Totale	Fondo TFR	Fondo Gas (*)	Altri	Totale
Valore attuale dell'obbligazione all'inizio dell'esercizio	**6.836**	**1.758**	**439**	**9.033**	**7.137**	**1.514**	**450**	**9.102**
Costo corrente			22	**22**			**20**	**20**
Costo per prestazioni passate								
Costo per interessi	95	25	6	**125**	**107**	**23**	**6**	**136**
Altre variazioni	299		15	**314**				
Rivalutazioni / (svalutazioni)								
- (utili)/perdite attuariali risultanti da variazioni nelle ipotesi demografiche	2		2	**4**				
- (utili)/perdite attuariali risultanti da variazioni nelle ipotesi finanziarie	-74	-9	-32	**-116**	**265**	**69**	**22**	**356**
- effetto dell'esperienza passata	309	-98	10	**221**	**46**	**1**	**-16**	**32**
Contributi al piano								
- contributi dei dipendenti								
- contributi del datore di lavoro								
Benefici pagati	-329	-161	-11	**-501**	**-614**	**-228**	**-30**	**-871**
Valore attuale dell'obbligazione al termine dell'esercizio	**7.137**	**1.514**	**450**	**9.102**	**6.942**	**1.380**	**453**	**8.774**

(*) Riguarda la valutazione delle passività derivanti dal contributo, a favore degli iscritti in servizio o in prosecuzione volontaria della contribuzione, pari all'1% per ogni anno di iscrizione al Fondo Gas moltiplicato per l'imponibile previdenziale relativo al medesimo Fondo Gas per l'anno 2014.

I piani per benefici ai dipendenti sono soggetti, in particolare, al rischio di tasso, in quanto una variazione del tasso di attualizzazione potrebbe comportare una variazione significativa della passività.

19 - Nella tabella è altresì riportata la riconciliazione delle passività rilevate nei fondi per benefici ai dipendenti.

I costi relativi alle passività per benefici ai dipendenti rilevati a Conto economico (233 mila euro) si analizzano come segue:

(migliaia di €)	Esercizio 2018				Esercizio 2019			
	Fondo TFR	Fondo Gas	Altri	Totale	Fondo TFR	Fondo Gas	Altri	Totale
Costo corrente			22	**22**			**20**	**20**
Costo per prestazioni passate								
Alltre variazioni	299		15	**314**				
Interessi passivi netti								
- interessi passivi per l'obbligazione	95	25	6	**125**	**107**	**23**	**6**	**136**
- interessi attivi sulle attività al servizio del piano								
- (utili)/perdite attuariali risultanti da variazioni nelle ipotesi finanziarie e demografiche	(72)	(9)	(30)	**(112)**	**265**	**69**	**22**	**356**
- effetto dell'esperienza passata	309	(98)	10	**221**	**46**	**1**	**(16)**	**32**
Altri costi								
Totale costi	95	(83)	8	**19**	**107**	**93**	**33**	**233**
- di cui oneri rilevati nel costo del lavoro			22	**22**			**20**	**20**
- di cui oneri rilevati negli oneri finanziari	95	(83)	(14)	**(3)**	**107**	**93**	**12**	**212**

Gli utili attuariali relativi ai piani per benefici definiti rilevati tra le altre componenti dell'utile complessivo (311 mila euro) si analizzano come di seguito indicato:

(migliaia di €)	Esercizio 2018				Esercizio 2019			
	Fondo TFR	Fondo Gas	Altri	Totale	Fondo TFR	Fondo Gas	Altri	Totale
Rivalutazioni / (Svalutazioni):								
- (utili)/perdite attuariali risultanti da variazioni nelle ipotesi finanziarie	(74)			**(74)**	**265**			**265**
- (utili)/perdite attuariali risultanti da variazioni nelle ipotesi demografiche	2			**2**				
- effetto dell'esperienza passata	309			**309**	**46**			**46**
- Rendimento delle attività al servizio del piano								
	237			**237**	**311**			**311**

Nel prospetto di seguito riportato sono rappresentate le principali ipotesi attuariali adottate per valutare le passività alla fine dell'esercizio e per determinare il costo dell'esercizio successivo.

	2018				2019			
	Fondo TFR	FISDE	Fondo Gas	Altri fondi	Fondo TFR	FISDE	Fondo Gas	Altri fondi
Tasso di attualizzazione (%)	1,40	1,40	1,40		1,50	1,50	1,50	1,50
Tasso di inflazione (%) (*)	1,50	1,50	N/A		1,50	1,50	N/A	1,50

(*) Con riferimento agli altri fondi il tasso è riferito ai soli premi di anzianità.

Il tasso di attualizzazione adottato è stato determinato considerando i rendimenti di titoli obbligazionari di aziende primarie, comprese nell'area Euro e di rating AA.

I piani per benefici ai dipendenti rilevati da Toscana Energia sono soggetti, in particolare, al rischio di tasso, in quanto una variazione del tasso di attualizzazione potrebbe comportare una variazione significativa delle passività.

Di seguito sono illustrati gli effetti derivanti da una modifica ragionevolmente possibile relativa al tasso di attualizzazione alla fine dell'esercizio. La sensitivity sul tasso di attualizzazione rappresenta il valore della passività attuariale che si ottiene con i dati di valutazione di fine anno, variando il tasso di attualizzazione di un certo numero di basis points, ferme restando le altre ipotesi.

(migliaia di €)	Tasso di attualizzazione	
Effetto sull'obbligazione netto al 31.12.2019	riduzione 0,5%	incremento 0,5%
Trattamento di fine rapporto subordinato	**366**	**(346)**
Fondo Gas (*)	**366**	**(346)**
Altri fondi	**366**	**(346)**
	1.098	**(1.038)**

(*) L'importo include la stima del contributo di solidarietà INPS del 10% applicato sulle somme da destinare alla previdenza complementare.

Il profilo di scadenza delle obbligazioni per piani a benefici per i dipendenti è riportata nella tabella seguente:

(migliaia di €)	Esercizio 2018				Esercizio 2019			
	Fondo TFR	Fondo Gas (*)	Altri fondi	Totale	Fondo TFR	Fondo Gas (*)	Altri fondi	Totale
Entro l'esercizio successivo	168	115	46	329	**126**	**115**	**42**	**284**
Entro i cinque anni	883	626	148	1.657	**1.066**	**626**	**119**	**1.811**
Oltre cinque anni e fino a dieci anni	2.101	620	147	2.868	**2.321**	**620**	**162**	**3.103**
Oltre i dieci anni	3.985	153	110	4.248	**3.429**	**18**	**130**	**3.577**
	7.137	1.514	450	9.102	**6.942**	**1.380**	**453**	**8.774**

23 - PASSIVITÀ PER IMPOSTE DIFFERITE

Le passività per imposte differite, di importo pari a 57.903 mila euro (61.236 mila euro al 31 dicembre 2018) vengono di seguito esposte al netto delle attività per imposte anticipate compensabili, di importo pari a 38.594 mila euro (39.484 mila euro al 31 dicembre 2018).

Non vi sono attività per imposte anticipate non compensabili.

Le passività per imposte differite e le attività per imposte anticipate sono di seguito analizzate in base alla natura delle differenze temporanee rilevate più significative:

(migliaia di €)	Saldo al 31.12.2018	Accant.	Utilizzi	Impatti rilevati a PN	Altre varia-zioni	Saldo al 31.12.2019	*di cui: IRES*	*di cui: IRAP*
Passività per imposte differite								
Rivalutazioni attività materiali	34.307	0	-1.662	0	0	**32.645**	26.905	5.740
Allocazione disavanzo	20.271	0	-681	0	0	**19.590**	16.146	3.444
Differenti aliquote di ammortamento	6.490	0	-990	0	0	**5.500**	5.500	0
Interessi di mora non incassati	1	0	0	0	0	**1**	1	0
Fondi benefici ai dipendenti	167	0	0	0	0	**167**	167	0
	61.236	**0**	**-3.333**	**0**	**0**	**57.903**	48.719	9.184
Attività per imposte anticipate								
Contributi a fondo perduto e contrattuali	-29.725	-254	1.387	0	0	**-28.592**	-25.047	-3.545
Fondo rischi e oneri e altri accant non deducibili	-2.680	-1.556	2.125	0	0	**-2.111**	-1.740	-371
Ammortamenti indeducibili	-4.903	-1.887	885	0	0	**-5.905**	-5.905	0
Fondi benefici ai dipendenti	-216	-23	7	-75	0	**-307**	-307	0
Fondi svalutazione cespiti	-1.291	-207	632	0	0	**-866**	-716	-150
Fondi svalutazione rimanenze	-2	-3	0	0	0	**-5**	-4	-1
Fondo svalutazione crediti e altre differenze temporanee	-453	0	0	0	0	**-453**	-453	0
Cash flow edge	-41	0	0	41	0	**0**	0	0
Costo ammortizzato IFRS 9	-29	0	29	0	0	**0**	0	0
Altri componenti negativi deducibili per cassa	-144	-354	143	0	0	**-355**	-355	0
	-39.484	**-4.284**	**5.208**	**-34**	**0**	**-38.594**	-34.527	-4.067
Passività nette per imposte differite	**21.752**	**-4.284**	**1.875**	**-34**	**0**	**19.309**	14.192	5.117
Attività per imposte anticipate non compensabili								

24 - PATRIMONIO NETTO

Il Patrimonio netto, di importo pari a 401.651 mila euro (425.192 mila euro al 31 dicembre 2018), si analizza come segue:

(migliaia di €)	31.12.2018	31.12.2019
Capitale sociale	146.214	**146.214**
Riserva legale	29.243	**29.243**
Riserva da soprapprezzo delle azioni	128.593	**128.593**
Altre riserve:		
- riserva facoltative	26.336	**3.702**
- riserva da remeasurement piani a benefici definiti per i dipendenti	(180)	**(417)**
- riserve da fusione	8.612	**8.612**

- riserva cash flow hedge	-129	**0**
- riserva da prima applicazione IFRS ex art. 7 D.L. n. 38/05 comma 7	49.987	**49.987**
Utili relativi a esercizi precedenti		
- utili portati a nuovo	0	**-4.481**
Utile dell'esercizio	36.516	**40.198**
	425.192	**401.651**

Si segnala che la variazione degli utili a nuovo pari a 4.481 mila euro rappresenta la variazione di utile dell'esercizio 2018 derivante dall'applicazione dei principi contabili internazionali.

CAPITALE SOCIALE

Al 31 dicembre 2019, il capitale sociale della Società è costituito da n. 146.214.387 azioni ordinarie, da nominali 1 euro ciascuna, interamente versato.

RISERVA LEGALE

Ammonta a 29.243 mila euro e non subisce variazioni rispetto all'esercizio precedente.

RISERVA DA SOPRAPPREZZO DELLE AZIONI

La Riserva da soprapprezzo delle azioni è pari a 128.593 mila euro e non subisce variazioni rispetto all'esercizio precedente.

ALTRE RISERVE

RISERVA DA REMEASUREMENT PIANI A BENEFICI DEFINITI PER I DIPENDENTI

La riserva costituita a fronte dei piani per benefici ai dipendenti (-417 mila euro), è stata istituita a seguito delle modifiche al principio contabile internazionale IAS 19 "Fondi per benefici ai dipendenti" entrate in vigore il 1° gennaio 2013. Tale riserva rileva gli utili e perdite attuariali non riconosciuti (c.d. "unrecognized actuarial gain and losses"), rilevati nelle altre componenti dell'utile complessivo, al netto della relativa fiscalità.

La movimentazione della riserva nel corso dell'esercizio è di seguito analizzata:

(migliaia di €)	Valore lordo	Effetto fiscale	Valore netto
Riserva al 31 dicembre 2018	237	(57)	**180**
Variazioni dell'esercizio 2019	312	(75)	**237**

Riserva al 31 dicembre 2019	**549**	**(132)**	**417**

RISERVA DA PRIMA APPLICAZIONE IFRS EX ART. 7 D.L. N. 38/05 COMMA 7

La Riserva FTA (First Time Adoption) ex art. 7 D.L. n. 38/05 comma 7 accoglie le differenze emerse in sede in prima applicazione degli IAS/IFRS rispetto al bilancio redatto secondo i principi contabili italiani.

La Riserva da prima applicazione IFRS è pari a 49.987 migliaia di euro.

ALTRE RISERVE DIVERSE DALLE PRECEDENTI

Ammontano complessivamente a 12.314 mila euro e comprendono le Riserve da fusione (8.612 mila euro), le Riserve facoltative (3.702 mila euro).

Le Riserve da fusione sono riserve di capitale derivanti dalla parte di avanzo originato dalla fusione per incorporazione delle società Sea Gas S.p.A. e Sermas Gas mentre la voce Riserve facoltative si è ridotta di un importo netto di euro 22.634 per effetto della destinazione di parte dell'utile di esercizio 2018 e della distribuzione deliberata in data 25 novembre 2019.

DIVIDENDI

Si segnala che l'Assemblea ordinaria degli Azionisti di Toscana Energia ha deliberato in data 2 aprile 2019 la distribuzione del dividendo di euro 28.687.263 e in data 25 novembre 2019 la distribuzione di dividendi straordinari per euro 34.945.238 per un totale complessivo di euro 63.632.501.

ANALISI DELLA COMPOSIZIONE DEL PATRIMONIO NETTO E RELATIVO REGIME DI DISTRIBUIBILITÀ

(migliaia di €)	Importo	Possibilità di utilizzazione	Quota disponibile
CAPITALE SOCIALE	146.214		
RISERVE DI CAPITALE			
Riserva da soprapprezzo delle azioni	128.593	A, B, C	128.593
Riserve da fusione	8.612	A, B, C	8.612
Riserva legale	23.430	B	23.430
RISERVE DI UTILI			
Riserva legale	5.813	B	5.813
Riserva legale	0	A, B, C	
Riserva da contributi in conto capitale		A, B, C	
Riserva facoltativa	3.702	A, B, C	3.702
Riserva stock grant			
Riserva per rimisurazione piani per benefici ai dipendenti IAS19	(417)		

Riserva da prima applicaz. IFRS ex art. 7 D.L. n. 38/05 c. 7	49.987	B	49.987
Utili portati a nuovo	(4.481)		
Quote non distribuibili			**79.230**
Residua quota distribuibile			**140.907**

LEGENDA:
A: disponibile per aumento di capitale
B: disponibile per copertura perdite
C: disponibile per distribuzione ai soci

In relazione agli ammortamenti, alle rettifiche di valore e agli accantonamenti dedotti ai soli fini fiscali, risultano vincolate, ai sensi dell'art. 109 comma 4 lettera b del D.P.R. n. 917/86, riserve per un ammontare di 20.683. mila euro. Le riserve che possono essere distribuite senza concorrere alla formazione del reddito imponibile ai fini IRES e IRAP ammontano a 120.224 mila euro.

25 - GARANZIE, IMPEGNI E RISCHI

Le garanzie, impegni e rischi, di importo pari a 60.674 mila euro si analizzano come segue:

(migliaia di €)	31.12.2019
Garanzie	
Garanzie prestate nell'interesse proprio	**15.452**
	15.452
Impegni	
Impegni per l'acquisto di beni e servizi	**44.024**
Rischi	
Rischi per contenziosi legali	**1.198**
	60.674

Le **garanzie** pari a 15.452 mila euro si riferiscono a fidejussioni rilasciate nell'interesse di Toscana Energia, principalmente a garanzia di buona esecuzione lavori e a fronte di partecipazioni a gare e affidamenti relativi alla distribuzione del gas naturale.

Gli **impegni** per l'acquisto di beni e servizi, pari a 44.024 mila euro, sono relativi a rapporti assunti con fornitori per l'acquisto di attività materiali e la fornitura di servizi relativi agli investimenti in attività materiali in corso di realizzazione, nonché, per locazioni verso terzi, relativi ai contratti di affitto delle sedi aziendali.

I rischi per contenziosi legali, pari a 1.198 mila euro sono relativi a risarcimenti e pretese da terzi in conseguenza di controversie legali in atto, con bassa probabilità di verifica del relativo rischio economico.

La società, infatti, è parte in causa in varie azione legali, procedimenti amministrativi e contenziosi derivanti dallo svolgimento delle sue attività.

Si ritiene che gli esiti probabili delle situazioni di contenzioso e delle altre controversie, in relazione a quanto accantonato nei fondi rischi, non avranno effetti rilevanti sui conti della società.

GESTIONE DEI RISCHI FINANZIARI E DI LIQUIDITÀ

PREMESSA

Toscana Energia S.p.A. da sempre conosce e gestisce i rischi afferenti le proprie attività di business.

I principali rischi finanziari identificati e gestiti da Toscana Energia sono i seguenti:

- i rischi finanziari e di liquidità, derivanti dalla mancanza di risorse finanziarie per far fronte agli impegni a breve termine, dall'esposizione alle fluttuazioni dei tassi di interesse e all'esposizione della Società a potenziali perdite su crediti conseguenti al mancato adempimento delle obbligazioni assunte dalle controparti;
- contenziosi legali.

Di seguito sono descritte le politiche e i principi adottati dalla Società per la gestione e il controllo dei rischi derivanti da strumenti finanziari sopra elencati. In accordo con le informazioni da indicare ai sensi dell'IFRS 7, sono altresì illustrate la natura e l'entità dei rischi risultanti da tali strumenti.

Con riferimento agli altri rischi che caratterizzano la gestione si rinvia a quanto indicato nella Relazione sulla gestione al capitolo "Fattori di incertezza e gestione dei rischi".

RISCHIO DI VARIAZIONE DEI TASSI DI INTERESSE

Le oscillazioni dei tassi di interesse influiscono sul valore di mercato delle attività e delle passività finanziarie dell'impresa e sul livello degli oneri finanziari netti.. La struttura di Toscana Energia S.p.A. assicura le coperture dei fabbisogni tramite l'accesso ai mercati finanziari (canale bancario) e l'impiego di fondi, in coerenza con gli obiettivi approvati, garantendo il mantenimento del profilo di rischio entro i limiti definiti.

Toscana Energia intrattiene rapporti finanziari con la controllante Italgas S.p.A. Al 31 dicembre 2019 l'indebitamento finanziario risulta a tasso variabile per il 29% e a tasso fisso per il 71%.

Alla stessa data Toscana Energia utilizza risorse finanziarie esterne nelle seguenti forme: contratti di finanziamento bilaterali con Banche, Italgas Spa e altri Istituti Finanziatori sotto forma di debiti finanziari a medio - lungo termine e, infine, linee di credito bancarie indicizzate sui tassi di riferimento del mercato, in particolare l'Europe Interbank Offered Rate (Euribor).

Pertanto un aumento dei tassi di interesse, non recepito – in tutto o in parte – nel WACC regolatorio, potrebbe avere effettivi negativi sull'attività e sulla situazione patrimoniale, economica e finanziaria di Toscana Energia.

RISCHIO CREDITO

Il rischio credito rappresenta l'esposizione della Società a potenziali perdite derivanti dal mancato adempimento delle obbligazioni assunte dalle controparti. Il mancato o ritardato pagamento dei corrispettivi dovuti potrebbe incidere negativamente sui risultati economici e sulla situazione finanziaria di Toscana Energia.

Toscana Energia presta i propri servizi di distribuzione a 120 società di vendita, la più importante delle quali in termini di fatturato è Eni Gas & Luce S.p.A.

Le regole per l'accesso degli utenti al servizio di distribuzione del gas sono stabilite dall'Autorità e sono previste nei Codici di Rete, ovvero in documenti che stabiliscono,

per ciascuna tipologia di servizio, le norme che regolano i diritti e gli obblighi dei soggetti coinvolti nel processo di erogazione dei servizi stessi e dettano clausole contrattuali che riducono i rischi di inadempienza da parte dei clienti quali il rilascio di garanzie bancarie o assicurative a prima richiesta.

Come già analizzato all'interno del punto 9 "Crediti commerciali e altri crediti", cui si rimanda per i dettagli, i crediti scaduti e non svalutati al 31 dicembre 2019 ammontano a 59.330 mila euro (46.454 mila euro al 31 dicembre 2018).

Al 31 dicembre 2019 non si evidenziano significativi rischi di credito. Occorre comunque rilevare che circa il 48,74% (48,21% nel 2018) dei ricavi di Toscana Energia è riferito a ENI S.p.A., il 13,86% si riferisce a Enel Energia spa e il 12,48% a Estra Energie srl .

Non può essere escluso, tuttavia, che la società possa incorrere in passività e/o perdite derivanti dal mancato adempimento di obbligazioni di pagamento dei propri clienti.

RISCHIO LIQUIDITÀ

Il rischio liquidità rappresenta il rischio che, a causa dell'incapacità di reperire nuovi fondi (funding liquidity risk) o di liquidare attività sul mercato (asset liquidity risk), l'impresa non riesca a far fronte ai propri impegni di pagamento determinando un impatto sul risultato economico nel caso in cui l'impresa sia costretta a sostenere costi addizionali per fronteggiare i propri impegni o, come estrema conseguenza, una situazione di insolvibilità che pone a rischio l'attività aziendale.

L'obiettivo di Toscana Energia è quello di porre in essere una struttura finanziaria (in termini di rapporto tra indebitamento e Regulatory Asset Base (RAB), tra indebitamento a breve e a medio lungo termine e di indebitamento a tasso fisso e a tasso variabile) che garantisca, in coerenza con gli obiettivi di business, un livello di liquidità adeguato, minimizzando il relativo costo opportunità e mantenga un equilibrio in termini di durata e di composizione del debito.

Pagamenti futuri a fronte di passività finanziarie

Nella seguente tabella si riporta il piano dei rimborsi contrattualmente previsti relativi ai debiti finanziari compresi i pagamenti per interessi:

(migliaia di €)	2019	2020	2021	2022	Oltre	Totale
Passività finanziarie						
Passività finanziarie v/Controllanti	30.000				280.000	**310.000**
Altri finanziatori	128.535	8.182	8.182	8.182	29.609	**182.690**
Interessi su debiti finanziari	156					**156**
	158.691	**8.182**	**8.182**	**8.182**	**309.609**	**492.846**

Altre informazioni sugli strumenti finanziari

Il valore di iscrizione degli strumenti finanziari e i relativi effetti economici e patrimoniali si analizzano come segue:

(migliaia di €)	Valore di iscrizione		Proventi/Oneri rilevati a Conto Economico		Proventi/Oneri rilevati a Patrimonio Netto	
	Saldo al 31.12.2018	Saldo al 31.12.2019	Saldo al 31.12.2018	Saldo al 31.12.2019	Saldo al 31.12.2018	Saldo al 31.12.2019
Strumenti finanziari valutati al costo ammortizzato						
- debiti finanziaria lungo termine	370.137	145.681	253	141		
	370.137	**145.681**	**253**	**141**		

Si rileva che il valore di iscrizione in bilancio dei crediti commerciali, altri crediti e debiti finanziari approssima la relativa valutazione al fair value, considerando il limitato intervallo temporale tra il sorgere del credito o della passività finanziaria e la sua scadenza.

Valore di mercato degli strumenti finanziari

Nella tabella seguente viene fornito il confronto tra il valore di iscrizione delle attività e passività finanziarie e il relativo fair value.

(migliaia di €)	Saldo al 31.12.2018		Saldo al 31.12.2019	
	Valore contabile	Valore di mercato	Valore contabile	Valore di mercato
Strumenti finanziari valutati al costo ammortizzato				
- debiti finanziari a lungo termine	145.681	145.681	**370.137**	**370.137**
	145.681	**145.681**	**370.137**	**370.137**

Nel corso dell'esercizio 2019 Toscana Energia ha estinto anticipatamente il contratto derivato Interest Rate Swap(IRS) riferito ad un mutuo chirografario a tasso variabile pari a 100 milioni di euro.

CONTENZIOSI

AUTORITÀ DI REGOLAZIONE PER ENERGIA RETI E AMBIENTE (ARERA)

Reclamo presentato da Sima Energia S.p.A. nei confronti di Toscana Energia S.p.A., ai sensi della deliberazione dell'Autorità 18 maggio 2012, 188/2012/E/com in data 18-10-2019, relativo alla esecuzione di servizi di "sospensione/riattivazione per morosità" con comando da remoto. Viene contestata la non corretta esecuzione dell'attività.

L'ARERA ha avviato un procedimento in data 31-10-2019 prot. 28475, Toscana Energia ha fornito una nota in data 15-11-2019, successivamente, in data 5-12-2019 e in data 3-2-2020, ARERA ha richiesto ulteriori chiarimenti che Toscana Energia ha fornito nei termini, l'ultima nota è del 07/02/2020, si attende l'esito dell'istruttoria in corso.

CONTENZIOSO AMMINISTRATIVO

(i) Centria s.r.l. / Estra s.p.a. / Toscana Energia s.p.a. /Comune di Prato. TAR Toscana, R.G. n. 1137/2015

La controversia è connessa a quella sottodescritta davanti al Tribunale di Prato (di cui si riporta una sintesi) e ha ad oggetto l'annullamento, richiesto dalle controparti, degli atti del Comune che determinano il rimborso spettante ad Estra e Centria a seguito del subentro di Toscana Energia nel servizio di distribuzione del gas nel Comune di Prato e nella proprietà degli impianti delle predette Società.

In attesa della fissazione dell'udienza da parte del TAR.

(ii)Centria s.r.l. / Estra s.p.a. / Toscana Energia s.p.a. / Comune di Prato. Trib. Prato, R.G. n. 3147/2016.

La controversia riguarda la materia della distribuzione del gas naturale e nello specifico la quantificazione del rimborso spettante ai gestori uscenti (Centria e Estra) proprietari delle reti.

Estra e Centria chiedono a Toscana Energia il pagamento di euro 9.612.544,80 oltre IVA, rivalutazione e interessi, quale differenza tra quanto stabilito nel bando di gara per la distribuzione del gas del Comune di Prato, gara vinta da Toscana Energia e la somma pagata da Toscana Energia come rideterminata da Comune di Prato che, considerato il tempo trascorso tra il bando e la consegna della rete, ha valutato il deprezzamento della rete, le addizioni e le sostituzioni.

Toscana Energia ha richiesto, in via subordinata, nella non creduta ipotesi in cui si ritenga non modificabile la somma di euro 90.500.000,00 indicata nella nota del Comune di Prato prot. n. 0146712 del 20 dicembre 2011, di accertare e dichiarare che la Società nulla deve a Centria s.r.l. per gli investimenti effettuati sull'impianto di distribuzione del gas nel periodo dal 1° luglio 2011 al 31 agosto 2015.

Inoltre, Toscana Energia ha formulato domanda riconvenzionale per euro 1.741.902,00 per la restituzione del costo turboespansore valorizzato ma non funzionante, errori materiali per duplicazione poste e errori nei calcoli del valore delle condotte e dei punti di riconsegna rimossi dopo l'avvio della gara.

In data 21 novembre 2019 si è tenuta l'udienza di precisazione delle conclusioni e il Giudice ha assegnato i termini per le comparse conclusionali e le repliche (già depositate), cui seguirà la sentenza.

(iii)Toscana Energia / Provincia di Pisa. TAR Toscana, Sez. R.G. n. 233/2015.

Ricorso contro la determina della Provincia di Pisa che prevede l'automatismo della liquidazione della quota in Toscana energia ex comma 569 legge finanziaria 2013

La sentenza 273/17 del TAR ha declinato la sua giurisdizione e affermato quella del Giudice Ordinario

Causa riassunta innanzi al Tribunale di Firenze- sezione specializzata delle Imprese con n. R.G. 10032/2017, cui – a seguito di ulteriori atti della Provincia – si è aggiunto sulla medesima questione il n. R.G. 17158/2017.

A seguito della delibera della Provincia di Pisa n.21 del 17/4/19 con cui la provincia ha deciso di sospendere la procedura di liquidazione fino al 31/12/2021 ai sensi del comma 5 bis aggiunto all'art. 24 del D. Lgs 175/2016 dalla L. 145 2018 e della volontà della Società di non trattare la Provincia diversamente rispetto ad alcuni Comuni nella medesima situazione, le parti hanno rinunciato agli atti.

In data 11/6/19 le cause n. R.G. 10032/2017 e n. R.G. 17158/2017 sono state dichiarate estinte.

(iv)Toscana Energia / Comune Monsummano Terme / Provincia di Pisa. TAR Toscana, Sez. I, R.G. n. 253/2015.

La controversia ha ad oggetto la richiesta di annullamento degli atti con i quali il Comune deliberava la liquidazione della quota societaria ai sensi dell'art. 1, comma 569 della l.147/2013.

Successivamente alla proposizione del ricorso il Comune ha deliberato il mantenimento della partecipazione societaria. È quindi cessata la materia del contendere.

Di conseguenza, la Società non intende coltivare il ricorso e intende, invece, lasciarlo estinguere per perenzione ultraquinquennale.

(v) Comune di Follonica / Toscana Energia s.p.a. Corte di Cassazione, R.G. n. 15847/2014.

La controversia ha ad oggetto la determinazione del valore definitivo dell'indennizzo dovuto a Toscana Energia dal Comune di Follonica a seguito della scadenza della concessione di distribuzione del gas naturale.

Il lodo arbitrale sottoscritto in data 10.10.2012 ha condannato il Comune di Follonica a rifondere a Toscana Energia la somma di Euro 1.400.164,00 (pari ai contributi versati dai privati per gli allacciamenti che il Comune aveva detratto dall'indennizzo) ed Euro 305.896,00 (a titolo di addizioni all'impianto successive alla stima originaria) e ha condannato Toscana Energia al pagamento di Euro 299.031,00 in favore del Comune di Follonica a titolo di canone di concessione.

Il lodo è stato dichiarato esecutivo dal Tribunale di Grosseto con Decreto n. 13/250 V.G. del 12.04.2013.

Il Comune di Follonica ha impugnato il lodo avanti alla Corte d'Appello di Firenze chiedendo la restituzione delle somme dovute a Toscana Energia a titolo di indennizzo per la parte imputabile a contributi versati dai privati per 1.400.164,00. Toscana Energia a sua volta ha chiesto, in via incidentale, di dichiarare nullo il lodo nella parte in cui prevede un canone di 299.031 in favore del Comune Follonica per la concessione del servizio pubblico, dalla data di scadenza della convenzione fino alla materiale riconsegna degli impianti.

Il lodo è stato confermato dalla Corte d'Appello di Firenze con sentenza 9 dicembre 2013, n. 1896 ed è stato impugnato.

Il Comune di Follonica ha presentato ricorso in Cassazione per gli stessi motivi di appello e analogamente Toscana Energia ha presentato ricorso incidentale.

La controversia è stata trattenuta in decisione dalla Corte di cassazione alla camera di consiglio del 5 febbraio 2020. Si attende pertanto la pubblicazione della sentenza.

(vi)Toscana Energia / Ingallina. TAR Toscana r.g.n. 388/19

Ingallina s.r.l. ha impugnato davanti al TAR Toscana (r.g.n. 388/19) la propria esclusione dalla procedura di gara avviata da Toscana Energia per l'assegnazione dei lavori di manutenzione ordinaria e straordinaria sulla rete gas e per le attività di pronto intervento. La ricorrente ha contestato anche la legittimità dell'atto con cui Toscana Energia ha aggiudicato ad un altro concorrente il lotto n. 1 di questa gara. Il TAR ha respinto la domanda cautelare proposta da Ingallina, ritenendo che la ricorrente non avesse dimostrato il possesso del necessario requisito di esperienza nell'esecuzione di lavori analoghi.

In data 14 febbraio 2020 con sentenza n. 203-2020 il TAR ha respinto in parte il ricorso principale (ritenendo legittima l'esclusione per mancata dichiarazione sia per

principi generali che per violazione patto etico) e in parte lo ha dichiarato improcedibile, con condanna alle spese.

(vi)Toscana Energia / Consorzio fra costruttori. TAR Toscana r.g.nn. 431/19 e 571/19

CFC ha impugnato davanti al TAR Toscana (r.g.nn. 431/19 e 571/19) gli atti con cui è stata esclusa dalla gara per l'assegnazione dei lavori di manutenzione ordinaria e straordinaria sulla rete gas e per le attività di pronto intervento. La ricorrente ha contestato l'aggiudicazione ad un'altra Impresa del lotto n. 5 dell'importo di Euro 13 milioni. Le domande cautelari proposte da CFC sono state respinte dal TAR, sulla base di una sentenza pronunciata dallo stesso Tribunale su una vicenda analoga. CFC ha dichiarato di non avere più interesse ai ricorsi.

In data 14 febbraio 2020 con sentenza n. 200-2020 il TAR ha dichiarato i ricorsi improcedibili per sopravvenuto difetto di interesse, spese compensate.

(vii)Toscana Energia / Integra. TAR Toscana r.g.nn. 440/19, 533/19 e 534/19

Il contenzioso, come i due precedenti, ha per oggetto la gara per l'assegnazione dei lavori di manutenzione ordinaria e straordinaria sulla rete gas e per le attività di pronto.

Integra contesta davanti al TAR Toscana (r.g.nn. 440/19, 533/19 e 534/19) l'aggiudicazione dei lotti n. 3 (di importo pari ad Euro 5.300.000,00) e 4 (di importo pari ad Euro 13.300.000,00). Integra non ha formulato, al momento, domande risarcitorie.

In data 7 febbraio 2020 con sent. n. 180-2020 il TAR: 1) ha respinto il ricorso RG 440/19 ritenendo legittima l'esclusione per gravi carichi pendenti anche se non previsto da normativa, riconoscendo altresì efficacia escludente a patto etico; 2) ha dichiarato improcedibili i ricorsi RG 533-534 3) ha condannato l'impresa al pagamento delle spese di causa.

(vii)Toscana Energia / Comune Viareggio - ordinanze contingibili ed urgenti. TAR Toscana R.G. n. 1254/2019 e n. 1401/2019.

Toscana Energia ha impugnato davanti al TAR Toscana (giudizi R.G. n. 1254/2019 e n. 1401/2019) le ordinanze n. 24 e n. 35, con cui il Sindaco di Viareggio ha ordinato alla Società "di provvedere immediatamente alla ripresa/mantenimento del servizio di fornitura di gas" negli edifici di proprietà comunale indicati nei provvedimenti.

La questione verte sulla classificazione dei PDR non disalimentabili ai sensi dell'art. 2.3. lett c) TIVG dell'ARERA.

L'udienza di discussione dei ricorsi non è stata ad oggi fissata.

In relazione alla vicenda in oggetto, Toscana Energia in data 9-10-2019 ha dato riscontro ad una richiesta dell'ARERA circa lo stato delle forniture della ASL Toscana Nord-Ovest e Comune di Viareggio.

(viii)Toscana Energia / Ingeo Progetti s.r.l. ed altri. TAR Toscana r.g.n. 1432/19

Ingeo Progetti s.r.l. e gli altri membri di un costituendo raggruppamento di professionisti hanno impugnato davanti al TAR Toscana (r.g.n. 1432/19) gli atti della gara bandita da Toscana Energia per l'affidamento di un accordo quadro, suddiviso in due lotti, aventi ad oggetto servizi di ingegneria. I ricorrenti hanno contestato le modalità di svolgimento della gara ed il criterio stabilito per la valutazione delle offerte tecniche.

I ricorrenti hanno formulato una domanda risarcitoria (quantificandola in un importo pari al 30% del corrispettivo).

La domanda cautelare è stata discussa alla camera di consiglio del 15 gennaio 2020, in data 16 maggio 2020 è stata pubblicata ordinanza n. 46/19 con cui il TAR ha respinto la domanda cautelare di Ingeo con compensazione spese.

L'udienza di merito è fissata per il 13 maggio 2020.

CONTENZIOSO TRIBUTARIO

Imposte dirette

La società ha ricevuto in data 14 gennaio 2019 dall'Agenzia delle Entrate-Riscossione, agente alla Riscossione della provincia di Firenze, una cartella esattoriale (n. 041 2019 00045778 87 000) contenente i risultati dell'attività di controllo automatizzato, effettuato ai sensi dell'art. 36 bis del DPR 29 settembre 1973 n° 600 e/o dell'art. 54 bis del DPR 26 ottobre 1972 n. 633, della dichiarazione IRAP 2015, presentata per il periodo d'imposta 2014.

La cartella esattoriale contiene sanzioni e interessi IRAP per l'anno 2014, per la mancata considerazione di pagamenti di imposta, regolarmente eseguiti.

Secondo l'Agenzia delle Entrate, sarebbe emerso un tardivo versamento del secondo acconto IRAP per euro 286.719,86 che avrebbe di conseguenza determinato un importo complessivo da versare di euro 89.583,87 composto da sanzioni pecuniarie, interessi, compensi alla riscossione e diritti di notifica.

La società ha tempestivamente impugnato la cartella e la commissione tributaria provinciale di Firenze, in data 19 dicembre 2019, ha dichiarato estinto il processo per cessata materia del contendere a fronte di un parziale riconoscimento della società della sola sanzione dovuta nella misura ridotta di euro 25.817,7. La cartella è stata sospesa dall'ufficio e si attendono i conteggi definitivi per la quantificazione di eventuali interessi e oneri di riscossione.

EROGAZIONI PUBBLICHE RICEVUTE

Con riferimento alle novità introdotte dalla Legge n. 124 del 4 agosto 2017 "Legge annuale per la concorrenza", all'art. 1 co.125-129, si segnala che nel corso del 2018 non sono stati incassati contributi da Enti pubblici.

INFORMAZIONI SUL PROSPETTO DI CONTO ECONOMICO

26 - RICAVI

La composizione dei ricavi dell'esercizio è riportata nella tabella seguente:

(migliaia di €)	2018	2019
Ricavi della gestione caratteristica	187.706	**186.349**
Altri ricavi e proventi	9.653	**9.846**
	197.359	**196.195**

Le motivazioni alla base delle variazioni più significative sono esplicitate nella Relazione sulla Gestione all'interno del "Commento ai risultati economico – finanziari".

I ricavi sono conseguiti esclusivamente sul territorio italiano.

RICAVI DELLA GESTIONE CARATTERISTICA

I ricavi della gestione caratteristica, di importo pari a 186.349 mila euro (187.706 mila euro al 31 dicembre 2018) sono analizzati per natura nella tabella seguente:

(migliaia di €)	2018	2019
Ricavi delle vendite e delle prestazioni	187.706	**186.349**
	187.706	**186.349**

I ricavi della gestione caratteristica (187.706 mila euro) sono esposti al netto delle voci, relative a componenti tariffarie addizionali rispetto alla tariffa, destinate alla copertura degli oneri di carattere generale del sistema gas. Gli importi riscossi/pagati da Toscana Energia, sono versati/incassati, per pari importo, alla Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali (CSEA).

Tali componenti riguardano: (i) RE, a copertura degli oneri per misure e interventi per il risparmio energetico e lo sviluppo delle fonti rinnovabili del settore del gas; (ii) RS, a copertura per la qualità dei servizi gas; (iii) UG1, a copertura di eventuali squilibri del sistema di perequazione e di eventuali conguagli; (iv) GS, a copertura del sistema di compensazione tariffaria per i clienti economicamente disagiati; (v) Bonus gas, relativa alle richieste di agevolazione nella spesa per la fornitura del gas naturale sostenuta dai clienti domestici economicamente svantaggiati; (vi) UG2, a compensazione dei costi di commercializzazione della vendita al dettaglio; (vii) UG3int, a copertura degli oneri connessi all'intervento di interruzione; (viii) UG3ui, a copertura degli oneri connessi agli eventuali squilibri dei saldi dei meccanismi perequativi specifici per il Fornitore del servizio di Default Distribuzione (FDD), nonché degli oneri della morosità sostenuti dai Fornitori di Ultima Istanza (FUI), limitatamente ai clienti finali non disalimentabili; (ix) UG3ft, di alimentazione del conto oneri per il servizio dei fornitori transitori sulla rete di trasporto.

I ricavi delle vendite e delle prestazioni sono di seguito ulteriormente dettagliati:

(migliaia di €)	2018	2019
Distribuzione gas naturale	133.831	**132.128**
Ricavi per costruzione e migliorie infrastrutture per costi interni (IFRIC 12)	30.082	**25.296**
Ricavi per costruzione e migliorie infrastrutture per costi esterni (IFRIC 12)	19.948	**24.835**
Ricavi per prestazioni varie	3.833	**4.082**
Ricavi vendita materiali	13	**7**
	187.706	**186.349**

I ricavi delle vendite e delle prestazioni sono riferiti al settore gas naturale.

I ricavi della distribuzione del gas si riferiscono al trasporto di gas naturale per conto di tutti gli operatori commerciali che richiedano l'accesso alle reti della Società in base al Codice di Rete; i volumi annuali di trasporto più rilevanti sono stati quelli relativi all'attività svolta nei confronti di Eni Luce & Gas S.p.A. Tali ricavi sono stati determinati in base alle delibere n. 775/2016/R/gas, 149/2018/R/gas e 177/2018/R/gas.

Il decremento è attribuibile principalmente all'effetto combinato dei seguenti fattori:

- minori ricavi per contributo ex art. 57 Delibera n. 367/14 (-2.975 migliaia di euro) derivanti dal piano di investimenti di sostituzione di misuratori tradizionali con quelli elettronici (smart meter), previsti nell'ambito del progetto della telelettura ex delibere dell'Autorità n. 631/13 e n. 554/15;
- Con riferimento alla Delibera n. 570/R/Gas sulle nuove disposizioni in tema di riconoscimento dei costi residui di misuratori tradizionali di classe inferiore o uguale a G6 sostituiti con smart meter, la società non ha riflesso in bilancio, in via prudenziale, gli impatti derivanti dal cambio della metodologia sugli anni precedenti, in attesa che il Direttore della Direzione Infrastrutture Energia e Unbundling, mediante propria determinazione, individui soluzioni operative coerenti per gestire il raccordo tra dismissioni regolatorie e dismissioni contabili come previsto dall'art. 11 della Delibera n. 570/2019/R/gas.
- maggiori conguagli anni precedenti (+84 migliaia di euro);
- minori ricavi per rimborsi di telelettura (-1.261 migliaia di euro)
- parzialmente compensati dall'aumento delle componenti tariffarie riconosciute ai fini regolatori (+2.514 migliaia di euro).

I ricavi della gestione caratteristica derivanti dalla costruzione e dal potenziamento delle infrastrutture di distribuzione del gas connessi agli accordi in concessione, ai sensi di quanto previsto dall'IFRIC 12 ammontano a 50.131 mila euro (50.030 mila euro nel 2018).

ALTRI RICAVI E PROVENTI

Gli altri ricavi e proventi, di importo pari a 9.846 mila euro (9.653 mila euro al 31 dicembre 2018) sono così composti:

(migliaia di €)	2018	2019
Quote annuali contributi allacciamento e canalizzazioni	**4.912**	**5.036**
Proventi da incentivi recupero sicurezza servizio distribuzione gas	**1.595**	**1.760**
Rimborsi da terzi e risarcimenti assicurativi	**1.855**	**1.559**
Proventi dagli investimenti immobiliari	**208**	**215**
Accertamento sicurezza impianti	**241**	**562**
Proventi da Titoli di Efficienza Energetica	**67**	**0**
Plusvalenze da alienazione cespiti	**0**	**103**
Altri ricavi e proventi	**774**	**613**
	9.653	**9.846**

I proventi da allacciamenti e canalizzazioni (5.036 mila euro), pari a 4.912 mila euro nel precedente esercizio, riguardano il rigiro a proventi delle quote di competenza dell'esercizio delle poste patrimoniali relative agli impianti gas.

I proventi da incentivi recupero sicurezza servizio distribuzione gas (1.760 mila euro) si riferiscono ai rimborsi, riconosciuti dall'Autorità, connessi ai premi per recuperi di sicurezza del servizio di distribuzione gas per il 2019.

I rimborsi da terzi e risarcimenti assicurativi pari a 1.559 mila euro, in diminuzione di 296 mila euro rispetto all'esercizio precedente, riguardano in particolare rimborsi vari da attività regolate (762 mila euro) e rimborsi vari di gestione (797 mila euro).

27 - COSTI OPERATIVI

La composizione dei costi operativi è riportata nella tabella seguente.

(migliaia di €)	2018	2019
Costi operativi		
Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi	68.515	**64.738**
Costo lavoro	25.151	**25.636**
	93.666	**90.374**

Le motivazioni alla base delle variazioni più significative sono esplicitate nella Relazione sulla gestione all'interno del "Commento ai risultati economico – finanziari".

I costi operativi connessi alla costruzione e al potenziamento delle infrastrutture di distribuzione del gas naturale connessi agli accordi in concessione ai sensi di quanto previsto dall'IFRIC 12 ammontano a 50.132 mila euro (50.029 mila euro al 31 dicembre 2018) e risultano così suddivisi per natura:

(migliaia di €)	2018	2019
Costi di acquisto materie prime, sussidiarie, di consumo e merci	18.588	**12.159**
Costi per servizi	17.693	**21.131**
Costi per godimento di beni di terzi	931	**2.538**
Oneri diversi	80	**232**
Costo lavoro	12.736	**14.070**
	50.029	**50.132**

La suddivisione tra costi interni ed esterni e riportata nella tabella seguente:

(migliaia di €)	Interni	Esterni
Costi di acquisto materie prime, sussidiarie, di consumo e merci	11.226	**933**
Costi per servizi		**21.131**
Costi per godimento di beni di terzi		**2.538**
Oneri diversi		**232**
Costo lavoro		**14.070**
	11.226	**38.906**

ACQUISTI, PRESTAZIONI DI SERVIZI E COSTI DIVERSI

Gli acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi, di importo pari a 64.738 mila euro (68.515 mila euro al 31 dicembre 2018), si analizzano come segue:

(migliaia di €)	2018	2019
Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi		
Costi di acquisto materie prime, sussidiarie, di consumo e merci	22.273	**18.672**
Costi per servizi	33.096	**37.185**
Costi per godimento di beni di terzi	7.866	**9.898**
Variazioni delle rimanenze di materie prime, materiali diversi, di consumo e merci	-446	**-3.544**
Accantonamenti (utilizzi) netti ai fondi rischi e oneri	3.113	**61**
Accantonamenti (utilizzi) netti al fondo svalutazione crediti	0	**0**
Altri oneri	2.969	**3.440**
	0	**0**
A dedurre:	0	**0**
Incrementi per lavori interni - attività immateriali	(356)	**(973)**
- di cui costi per servizi	(356)	**(973)**
	68.515	**64.738**

I **costi di acquisto materie prime, sussidiarie, di consumo e merci** pari a 18.672 mila euro (22.273 mila euro al 31 dicembre 2018) si riferiscono a:

(migliaia di €)	2018	2019
Costi di acquisto materie prime, sussidiarie, di consumo e merci		
Materiali per il magazzino	17.797	**14.876**
Materiali e materie di consumo	4.417	**3.795**
	22.214	**18.672**

I materiali a magazzino si riferiscono in particolare all'acquisto di misuratori e tubazioni gas e acqua.

I costi per materie prime, sussidiarie, di consumo e merci includono i costi relativi alla costruzione e al potenziamento delle infrastrutture della distribuzione gas (14.876 mila euro) iscritti a fronte dell'entrata in vigore dell'IFRIC 12 dal 1 gennaio 2010.

I **costi per servizi,** di importo pari a 36.212 mila euro (32.799 mila euro al 31 dicembre 2018) riguardano:

(migliaia di €)	2018	2019
Progettazione direzione lavori e manutenzioni impianti	21.196	**26.900**
Servizi generali (service)	0	**0**
Consulenze e prestazioni professionali	2.308	**3.080**
Costi per servizi informatici	105	**493**
Costi per servizi r elativi al personale	1.032	**1.170**
Servizi postali e telefonici	288	**377**
Servizi energia elettrica acqua e altri (utility)	576	**583**
Costi di vendita diversi	0	**0**
Altri servizi di carattere operativo	4.422	**4.478**
Servizi di pulizia, vigilanza e guardiania	444	**507**
Pubblicità, propaganda e rappresentanza	475	**499**
Servizi diversi	1.723	**1.324**
Utilizzo fondo rischi	0	**-1.751**
	33.155	**38.200**
A dedurre		
Incrementi per lavori interni - attività materiali		
Incrementi per lavori intermi-atttività materiali	0+	(1.014)
	32.799	**36.212**

I costi per servizi includono i costi relativi alla costruzione e al potenziamento delle infrastrutture della distribuzione gas (21.131 mila euro) iscritti a fronte dell'entrata in vigore dell'IFRIC 12 dal 1° gennaio 2010.

I **costi per godimento di beni di terzi**, di importo pari a 9.898 mila euro (7.866 mila euro al 31 dicembre 2017) includono i costi relativi alla costruzione e al potenziamento delle infrastrutture della distribuzione gas (2.538 mila euro) iscritti a fronte dell'entrata in vigore dell'IFRIC 12 dal 1 gennaio 2010 e si riferiscono a:

(migliaia di €)	2018	2019
Canoni per brevetti, licenze e concessioni	7.789	**9.828**
Locazioni e noleggi	77	**70**
	7.866	**9.898**

I canoni per brevetti, licenze d'uso e concessioni riguardano principalmente canoni riconosciuti agli enti concedenti, per lo svolgimento del servizio di distribuzione gas.

La **variazione delle rimanenze di materie prime, sussidiarie, di consumo e merci** ammonta a -3.544 mila euro e si incrementano di 3.098 mila euro rispetto all'esercizio precedente. Per maggiori dettagli in merito, si rimanda al punto n. 10 "Rimanenze".

Gli **altri oneri**, di importo pari a 3.440 mila euro (2.969 mila euro al 31 dicembre 2018) si analizzano come segue:

(migliaia di €)	2018	2019
Minusvalenze da alienazioni di immobilizzazioni	1.897	1.655
Imposte indirette, tasse e tributi locali	562	761
Oneri per transazioni, risarcimenti e sanzioni	103	189
Contributi Energia Pulita	0	1.552
Contributi associativi	189	142
Utilizzo fondo rischi	0	-1.010
Altri	218	150
	2.969	**3.440**

Le minusvalenze da alienazione di immobilizzazioni che hanno riguardato la sostituzione dei misuratori realizzatesi prima dell'adeguamento delle vite utili degli stessi sono pari a 1.655 mila euro.

Le imposte indirette, tasse e tributi locali comprendono l'imposta sugli immobili (218 mila euro), la tassa occupazione suolo pubblico (165 mila euro), la tassa smaltimento rifiuti (192 mila euro) e tributi diversi (186 mila euro).

I contributi energia pulita sono relativi al margine negativo valorizzato nell'esercizio dei titoli presenti nel conto deposito intestato alla società presso il Gestore del Mercato Elettrico; si evidenzia che tale voce nel 2018 era rappresentata da un ricavo per 67 mila euro e risulta evidenziata nella tabella "Altri ricavi".

Gli oneri per transazioni, risarcimenti e sanzioni, pari a 189 mila euro, riguardano perdite per transazioni e liti.

Gli altri oneri includono i costi relativi alla costruzione e al potenziamento delle infrastrutture della distribuzione gas (232 mila euro) iscritti a fronte dell'entrata in vigore

dell'IFRIC 12 dal 1 gennaio 2010.

Sulla base di valutazioni del rischio di eventuali mancati incassi dei crediti iscritti al 31 dicembre 2019, nell'esercizio non è stato effettuato un accantonamento al fondo svalutazione crediti ritenendo tale fondo capiente.

Gli **accantonamenti netti al fondo rischi e spese future**, pari a 60 mila euro, in diminuzione di 3.052 mila euro, sono riferiti ad accantonamenti per potenziali oneri che potrebbero derivare da contenziosi legali, fiscali e contrattuali, da spese future per interventi ambientali, da benefici differiti del personale, ecc. e sono esposti al netto dei relativi utilizzi.

Tale voce accoglie anche l'accantonamento per le penalità recuperi sicurezza servizio distribuzione gas (565 mila euro) si riferiscono ai rimborsi, riconosciuti all'Autorità, connessi ai premi per recuperi di sicurezza del servizio di distribuzione gas per il 2019.

Le informazioni relative ai fondi rischi e oneri sono indicate nel precedente paragrafo n. 21 "Fondi per rischi e oneri".

COSTO LAVORO

La voce **Costo lavoro**, di importo pari a 25.636 mila euro (25.151 mila euro al 31 dicembre 2018) è così dettagliato:

(migliaia di €)	2018	2019
Salari e stipendi	18.940	18.748
Oneri sociali	6.005	6.133
Oneri per piani a benefici ai dipendenti	1.142	1.245
Costi personale in comando	159	274
Proventi personale in comando	-142	-94
Altri costi	206	192
	0	0
A dedurre	0	0
Incrementi per lavori interni - attività immateriali	-1.159	-863
	25.151	**25.636**

La voce include i costi relativi alla costruzione e al potenziamento delle infrastrutture della distribuzione gas (14.070 mila euro) iscritti a fronte dell'entrata in vigore dell'IFRIC 12 dal 1° gennaio 2010.

Il costo lavoro comprende le retribuzioni corrisposte al personale, le retribuzioni differite, gli accantonamenti per trattamento di fine rapporto, la valorizzazione delle ferie maturate e non godute, i costi accessori del personale, gli oneri previdenziali e assistenziali a carico della Società, secondo i contratti di lavoro e le leggi vigenti.

Gli oneri per piani a benefici ai dipendenti, di importo pari a 1.245 mila euro (1.142 mila euro al 31 dicembre 2018), riguardano principalmente oneri connessi relativi agli

incentivi all'esodo del personale e oneri connessi alla soppressione del Fondo Gas[20].

La voce altri costi, pari a 192 mila euro, si riduce rispetto all'esercizio precedente (-14 mila euro) a fronte dei minori accantonamenti e utilizzi relativi agli incentivi all'esodo agevolato.

NUMERO MEDIO DEI DIPENDENTI

Il numero medio dei dipendenti, ripartito per qualifica professionale, è riportato nella tabella seguente:

Qualifica professionale	Ruolo			Servizio		
	2017	2018	2019	2017	2018	2019
Dirigenti	5	5	3	5	5	5
Quadri	18	18	19	18	18	18
Impiegati	223	243	238	233	243	238
Operai	160	156	154	162	156	154
Apprendisti	26	20	25	26	20	25
	432	**442**	**439**	**444**	**442**	**441**

Il numero medio dei dipendenti è calcolato come media determinata sulla base delle risultanze mensili dei dipendenti per categoria. Per dipendenti a ruolo si intendono i lavoratori iscritti nel Libro Unico del Lavoro della società; per dipendenti in forza si intendono i suddetti dipendenti a ruolo al netto dei lavoratori dati/ricevuti in comando a/da altre società.

Il personale in servizio al 31 dicembre 2019 è pari a 441 unità (442 al 31 dicembre 2018), con un decremento rispetto allo scorso esercizio di 1 unità.

Compensi spettanti ai Key management personnel

I compensi spettanti ai soggetti che hanno il potere e la responsabilità della pianificazione, direzione e controllo della società, ivi inclusi gli amministratori esecutivi e non, i direttori generali e i dirigenti con responsabilità strategiche (cd. key management personnel) in carica al 31 dicembre 2019 ammontano a 885 mila euro e si analizzano come di seguito indicato:

(migliaia di €)	2018	2019
Salari e stipendi	511	**554**
Benefici successivi al rapporto di lavoro (*)	48	**39**
Altri benefici a lungo termine		
Indennità per cessazione del rapporto di lavoro		**168**
Piani di incentivazione azionaria (stock option e stock grant)	0	**0**
	559	**761**

(*) TFR, FISDE, altri piani pensionistici e assistenziali

20 - A far data dal 1 dicembre 2015, la Legge 6 agosto 2015 n. 125, ha soppresso il Fondo integrativo dell'assicurazione generale obbligatoria per l'invalidità, la vecchiaia e superstiti a favore del personale dipendente delle aziende private del gas (di seguito "Fondo Gas") al quale aderivano circa 2.560 dipendenti Italgas. La Legge ha stabilito una serie di contributi addizionali, a carico del datore di lavoro, che si prevede saranno liquidati nel medio - lungo termine.

COMPENSI SPETTANTI AGLI AMMINISTRATORI E AI SINDACI

I compensi spettanti agli Amministratori, escluso il Presidente e l'Amministratore Delegato, che sono ricompresi nei Key management personnel di cui al punto precedente, ammontano a 156 mila euro (147 mila euro nell'esercizio 2018) e i compensi spettanti ai Sindaci ammontano a 52 mila euro (52 mila euro nell'esercizio 2018).

Questi compensi comprendono gli emolumenti e ogni altra somma avente natura retributiva, previdenziale e assistenziale dovuta per lo svolgimento della funzione di amministratore o sindaco che abbiano costituito un costo per la Società, anche se non soggetti all'imposta sul reddito delle persone fisiche.

AMMORTAMENTI E SVALUTAZIONI

Gli ammortamenti e svalutazioni, di importo pari a 49.184 mila euro (51.994 mila euro al 31 dicembre 2018), si analizzano come di seguito indicato:

(migliaia di €)	2018	2019
Ammortamenti		
- Attività immateriali IFRIC 12	39.718	41.066
- Attività immateriali	4.181	4.012
- Immobili, impianti e macchinari	8.095	4.106
Svalutazioni nette		
- Svalutazioni immobili, impianti e macchinari	0	0
- Svalutazioni attività immateriali	0	0
	51.994	**49.184**

Per maggiori dettagli in riferimento alla voce "Ammortamenti e svalutazioni" si rimanda alle analisi riportate all'interno dei punti n. 13 "Immobili, impianti e macchinari" e n. 14 "Attività immateriali".

28 - PROVENTI E ONERI FINANZIARI

Gli oneri finanziari netti, di importo pari a 2.698 mila euro (2.559 mila euro al 31 dicembre 2018) si analizzano come segue:

(migliaia di €)	2018	2019
Oneri finanziari	2.455	2.557
Altri proventi finanziari	(53)	(52)
Altri oneri finanziari	157	193
	2.559	**2.698**

Gli oneri finanziari pari a 2.557 mila euro si riferiscono a interessi passivi verso banche e verso la controllante Italgas S.p.A.

Proventi e oneri finanziari

I proventi e gli oneri finanziari, di importo rispettivamente pari a 52 e 2.750 mila euro (53 e 2.612 mila euro al 31 dicembre 2018), si analizzano come segue:

(migliaia di €)	2018	2019
Oneri finanziari correlati all'indebitamento finanziario netto		
Interessi passivi su finanziamenti verso Italgas S.p.A.	0	154
Interessi passivi su linee di credito e finanziamenti passivi verso banche e altri finanziatori	2.455	2.403
Interessi attivi bancari	(0)	(1)
Altri oneri (proventi) finanziari		
Oneri (proventi) finanziari connessi alla stima del fondo bonifiche	0	0
Altri proventi	(52)	(51)
Altri oneri	157	193
	2.559	**2.698**

In riferimento agli oneri finanziari correlati all'indebitamento finanziario netto, di importo pari a 2.556 mila euro (2.455 mila euro al 31 dicembre 2018), si rimanda per i dettagli alle analisi riportate all'interno del punto n. 18 "Passività finanziarie a breve termine, passività finanziarie a lungo termine e quote a breve di passività finanziarie a lungo termine".

Si evidenzia che non sono presenti oneri finanziari imputati all'attivo patrimoniale e oneri (proventi) finanziari connessi alla stima del fondo bonifiche.

29 - PROVENTI E ONERI SU PARTECIPAZIONI

I proventi (oneri) su partecipazioni, di importo pari a 1.241 mila euro (950 mila euro al 31 dicembre 2018), si riferiscono sostanzialmente ai dividendi societari deliberati nell'esercizio e si analizzano come segue:

(migliaia di €)	2018	2019
Dividendi		
Gesam Reti S.p.A.	(950)	**(1.241)**
	(950)	**(1.241)**

Per maggiori dettagli sulla movimentazione delle partecipazioni in imprese controllate, collegate e a controllo congiunto si rimanda al punto n. 15 "Partecipazioni".

30 - IMPOSTE SUL REDDITO

Le imposte sul reddito di competenza dell'esercizio, di importo pari a 14.981 mila euro (13.573 mila euro al 31 dicembre 2018), si analizzano come segue:

(migliaia di €)	2018			2019		
	IRES	IRAP	Totale	IRES	IRAP	Totale
Imposte correnti	**14.313**	**3.258**	**17.571**	**14.372**	**3.018**	**17.390**
Imposte correnti di competenza dell'esercizio	14.901	3.158	**18.059**	14.460	3.015	**17.474**
Rettifiche per imposte correnti relative a esercizi precedenti	(588)	100	**-487**	(88)	3,325	**(85)**
Imposte differite e anticipate	**(3.832)**	**(166)**	**(3.998)**	**(2.367)**	**(42)**	**(2.409)**
Imposte differite	(4.205)	(122)	**(4.328)**	(2.921)	(412)	**(3.333)**
Imposte anticipate	374	(44)	**330**	554	370	**924**
	10.482	**3.091**	**13.573**	**12.005**	**2.976**	**14.981**

L'analisi della riconciliazione tra l'onere fiscale teorico, determinato applicando l'aliquota fiscale IRES e IRAP vigente in Italia, e l'onere fiscale effettivo di competenza dell'esercizio è di seguito riportata:

(migliaia di €)	2018		2019	
	Aliquota d'imposta	Saldo	Aliquota d'imposta	Saldo
IRES				
Risultato ante imposte		50.090		**55.180**
Imposte IRES calcolate sulla base dell'aliquota teorica d'imposta	**24,00%**	**12.022**	**24,00%**	**13.243**
Variazioni rispetto all'aliquota teorica				
Utili non tassabili	-0,40%	-216	**-0,50%**	**-283**
Rettifiche relative ad esercizi precedenti	-1,20%	-588	**-0,20%**	**-84**
Altre differenze fiscali permanenti	-1,50%	-735	**-1,60%**	**-867**
Imposte IRES di competenza dell'esercizio rilevate a Conto economico	**22,10%**	**10.482**	**21,90%**	**12.009**

(migliaia di €)	2018		2019	
	Aliquota d'imposta	Saldo	Aliquota d'imposta	Saldo
IRAP				
Risultato operativo		51.699		**56.638**
Imposte IRAP calcolate sulla base dell'aliquota teorica d'imposta	**3,90%**	**2.016**	**3,90%**	**2.209**
Variazioni rispetto all'aliquota teorica				
Variazioni per differenti aliquote IRAP	1,20%	631	**1,20%**	**691**
Altre differenze fiscali permanenti	0,90%	444	**0,10%**	**72**
Imposte IRAP di competenza dell'esercizio rilevate a Conto economico	**6,00%**	**3.091**	**5,20%**	**2.972**

L'analisi delle imposte differite e anticipate in base alla natura delle differenze temporanee significative che le hanno generate è fornita all'interno del punto n. 23 "Passività per imposte differite".

Le dichiarazioni dei redditi risultano definite ai fini degli accertamenti fiscali a tutto il 31 dicembre 2014 salvo che per le componenti reddituali oggetto di dichiarazioni integrative.

31 - CORRISPETTIVI DI REVISIONE CONTABILE E DEI SERVIZI DIVERSI DALLA REVISIONE

Ai sensi dell'art. 149-duodecies del Regolamento Emittenti Consob di seguito sono evidenziati i corrispettivi erogati alla Società di revisione e a entità a essa collegate.

Tipologia di servizi	Soggetto che ha erogato il servizio	Destinatario	Compensi (in migliaia di euro)
Revisione contabile (*)	PwC S.p.A.	Toscana Energia S.p.A.	70
			70

(*) I servizi di revisione contabile comprendono: (i) la revisione del bilancio d'esercizio, (ii) la revisione limitata della relazione finanziaria semestrale, (iii) le verifiche contabili nel corso dell'esercizio ai sensi dell'art.14, lettera b del D.Lgs n. 39/2010, (iv) le attività di revisione previste dal PR ISA 600, (v) la verifica dei rendiconti annuali ai sensi del Testo Integrato Unbundling Contabile (TIUC), (vi) l'attestazione dei ricavi ai sensi delle deliberazioni dell'Autorità.

32 - RAPPORTI CON PARTI CORRELATE

Tenuto conto dell'esistenza di una situazione di controllo di fatto da parte di CDP S.p.A. sulla controllante Italgas S.p.A., ai sensi del principio contabile internazionale IFRS 10 "Bilancio consolidato", le parti correlate della Società sulla base dell'attuale assetto proprietario di gruppo, sono rappresentate dalla controllante diretta Italgas S.p.A., dalla controllante indiretta CDP S.p.A. e le società da esse controllate, collegate e a controllo congiunto, nonché dalle imprese controllate, collegate e sottoposte a controllo congiunto (direttamente o indirettamente) da parte del Ministero dell'Economia e delle Finanze (MEF).

I rapporti intrattenuti dalla Società con le parti correlate rientrano nell'ordinaria gestione dell'impresa e sono generalmente regolati in base a condizioni di mercato, cioè alle condizioni che si sarebbero applicate fra due parti indipendenti. Tutte le operazioni poste in essere sono state compiute nell'interesse della Società.

La Società è soggetta ad attività di direzione e coordinamento ex art. 2497 e ss. del Codice civile da parte della controllante Italgas S.p.A. Le operazioni compiute dalla Società con le parti correlate riguardano essenzialmente lo scambio di beni, la prestazione di servizi, la provvista e l'impiego di mezzi finanziari con le entità sopra definite.

Di seguito sono evidenziati i saldi dei rapporti di natura commerciale e diversa e di natura finanziaria posti in essere con le parti correlate sopra definite, per l'esercizio in corso e il precedente di raffronto. È altresì indicata la natura delle operazioni più rilevanti.

RAPPORTI COMMERCIALI E DIVERSI

I rapporti di natura commerciale e diversi sono analizzati nella tabella seguente e di seguito dettagliati:

(migliaia di €)				Ricavi			Costi		
	Crediti	Debiti	Garanzie e impegni	Beni	Servizi (*)	Altro	Beni	Servizi (*)	Altro
ESERCIZIO 31.12.2018									
Imprese controllanti:									
Italgas S.p.A.	130	3.026			-	130	7	3.267	-
	-	-			-	-	-	-	-
Imprese controllate:									
Toscana Energia Green S.p.A.	624	-318			-	626	-	376	-
	-	-			-	-	-	-	-
Imprese collegate:									
Valdarno s.r.l.	-	101			-	-	-	430	536
Gesam Reti S.p.A.	58	-			-	1.010	-	-	-
	-	-			-	-	-	-	-
Altre imprese:									
Italgas Reti S.p.A.	-	165			-	-	185	1.569	-
Seaside	-	-			-	-	-	-	-
Ti forma	-	72			-	-	-	-	-
Generali Assicurazionii	-	-			-	-	-	-	-
Imprese controllate dallo Stato:									
EUR S.p.A.	-	-			-	-	-	-	-
Gruppo Eni	497	16			62.003	270	-	0	17
Gruppo Anas	-	7			-	-	-	-	49
Gruppo Enel	2.006	-			17.303	53	-	1	10
Gruppo Ferrovie dello Stato	-	-95			-	-	-	-	124
Gruppo Finmeccanica	-	-			-	-	-	-	-
Gruppo GSE Gestore Servizi	6	-			-	24	-	0	27.094
Gruppo Poste Italiane	-	- 0			-	-	-	73	0
Gruppo RAI	-	-			-	-	-	-	-
Gruppo Snam	-	-			1	-	-	-	-

(migliaia di €)				Ricavi			Costi		
	Crediti	Debiti	Garanzie e impegni	Beni	Servizi (*)	Altro	Beni	Servizi (*)	Altro
ESERCIZIO 31.12.2019									
Imprese controllanti:									
Italgas S.p.A.	153	1.261			-	341	73	3.367	-
Imprese controllate:									
Toscana Energia Green S.p.A.	728	-243			-	603	-	362	-
Imprese collegate:									
Valdarno s.r.l.	-	225			-	-	-	696	536
Gesam Reti S.p.A.	29	-			-	1.299	-	-	-
Altre imprese:									
Italgas Reti S.p.A.	-	16			-	-	267	1.152	-
Seaside	-	-			-	-	-	-	-
Ti forma	-	39			-	-	-	-	-
Generali Assicurazioni	-	-			-	-	-	-	-
	-	-			-	-	-	-	-
Imprese controllate dallo Stato:		-							
Gruppo Eni	8.023	169			74.389	626	374	-	56
Gruppo Anas	-	-10			-	-	-	-	19
Gruppo Enel	2.435	-			21.466	189	-	3	27
Gruppo Ferrovie dello Stato	-	-82			-	-	-	-	126
Gruppo Finmeccanica	-	-			-	-	-	-	-
Gruppo GSE Gestore Servizi	7	-			0	-	-	0	15.624
Gruppo Poste Italiane	-	21			-	-	-	69	0
Gruppo RAI	-	-			-	-	-	-	-
Gruppo Snam	30	-			-	28	50	-	-

Rapporti con la controllante Italgas

I principali rapporti commerciali passivi si riferiscono a prestazioni per servizi svolti a livello accentrato dalla controllante Italgas S.p.A. (ICT e servizi generali) il cui modello di pricing si basa sul riaddebito dei costi sostenuti per l'erogazione dei sevizi secondo una logica di full cost, a prestazioni per servizi di carattere informatico, sviluppo delle infrastrutture e prestiti di personale.

I principali rapporti commerciali attivi riguardano prestazioni di servizi per la gestione delle società Metano Sant'Angelo Lodigiano S.p.A. e Umbria Distribuzione Gas S.p.A.

Rapporti con imprese controllate di Toscana Energia Spa

I principali rapporti commerciali attivi con la controllata Toscana Energia Green S.p.A. riguardano le seguenti tipologie:

- prestiti di personale;
- affitto di immobili;
- prestazioni di servizi. (ICT, pianificazione, amministrazione finanza e controllo, affari legali, segreteria societaria, servizi generali, immobiliari e di security, internal audit).

I principali rapporti passivi intrattenuti riguardano le seguenti tipologie:

- prestiti di personale;
- manutenzione impianti su immobili;
- servizi di energy manager

Rapporti con altre imprese del Gruppo

I principali rapporti attivi con Gesam Reti S.p.A. si riferiscono a servizi operativi sulla rete di distribuzione.

Rapporti con imprese possedute o controllate dallo Stato

I principali rapporti commerciali attivi si riferiscono a:

- distribuzione gas naturale nei confronti di Eni S.p.A.;
- distribuzione di gas naturale nei confronti di Enel Energia S.p.A.

I principali rapporti passivi riguardano:

- fornitura di gas metano per consumi interni da parte di Eni S.p.A.;

Rapporti con i comuni soci

I rapporti con i comuni facenti parte della compagine sociali sono riferiti ad operazioni prevalentemente di natura commerciale regolati da condizioni di mercato.

In particolare, la società effettua prestazioni di servizi a favore dei soci connesse alla distribuzione del gas e riceve addebiti per canoni di concessione.

Di seguito esponiamo il dettaglio crediti-debiti, ricavi e costi:

(migliaia di €)				Ricavi			Costi		
ESERCIZIO 31.12.2019	Crediti	Debiti	Garanzie e impegni	Beni	Servizi (*)	Altro	Beni	Servizi (*)	Altro
Comune di Altopascio	-	32							
Comune di Bagno a Ripoli	5	96	-	-	-	14	-	1	213

(migliaia di €)				Ricavi			Costi		
ESERCIZIO 31.12.2019	Crediti	Debiti	Garanzie e impegni	Beni	Servizi (*)	Altro	Beni	Servizi (*)	Altro
Comune di Barberino	-	-	-	-	-	-	-	1	0
Comune di Barberino Tavarnelle	-	-	-	-	-	-	-	-	0
Comune di Barga	-	-	-	-	-	-	-	1	2
Comune di Bientina	49	21	-	-	-	49	-	-	23
Comune di Borgo San lorenzo	-	-	-	-	-	-	-	-	4
Comune di Buggiano	-	-	-	-	-	-	-	-	0
Comune di Buti	43	13	-	-	-	43	-	-	13
Comune di Calci	-	12	-	-	-	-	-	1	12
Comune di Calcinaia	57	24	-	-	-	57	-	-	24
Comune di Campi Bisenzio	-	-	-	-	-	-	-	-	2
Comune di Campiglia Marittima	-	-	-	-	-	-	-	-	0
Comune di Capannoli	-	13	-	-	-	-	-	1	13
Comune di Capannori	-	1	-	-	-	-	-	0	-
Comune di Capraia e limite	-	1	-	-	-	-	-	1	34
Comune di Casciana Terme Lari	89	24	-	-	-	87	-	-	24
Comune di Cascina	-	302	-	-	-	-	-	-	61
Comune di Castelfiorentino	-	-	-	-	-	-	-	1	98
Comune di Castelfranco di Sotto	-	41	-	-	-	-	-	1	42
Comune di Castelfranco Piandiscò	-	122	-	-	-	-	-	-	79
Comune di Castenuovo G.na	-	-	-	-	-	-	-	-	1
Comune di Castiglione della Pescaia	-	82	-	-	-	-	-	-	83
Comune di Cerreto Guidi	-	1	-	-	-	-	-	1	54
Comune di Certaldo	-	-	-	-	-	-	-	1	109
Comune di Chianni	-	5	-	-	-	-	-	1	4
Comune di Chiesina Uzzanese	-	-	-	-	-	-	-	-	0
Comune di Crespina Lorenzana	-	13	-	-	-	-	-	-	14
Comune di Dicomano	-	30	-	-	-	-	-	1	31
Comune di Empoli	-	10	-	-	-	-	-	10	253
Comune di Fauglia	-	8	-	-	-	-	-	1	7

(migliaia di €)				Ricavi			Costi		
ESERCIZIO 31.12.2019	Crediti	Debiti	Garanzie e impegni	Beni	Servizi (*)	Altro	Beni	Servizi (*)	Altro
Comune di Fiesole	-	-	-	-	-	-	-	-	30
Comune di Figline e Incisa V.no	-	1	-	-	-	-	-	1	0
Comune di Firenze (*)	2	935	-	-	-	1	-	122	1.997
Comune di Fucecchio	-	294	-	-	-	-	-	1	121
Comune di Gaiole in Chianti	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Conune di Gambassi Terme	-	1	-	-	-	-	-	1	27
Comune di Gavorrano	-	-	-	-	-	-	-	-	1
Comune di Greve in Chianti	-	18	-	-	-	-	-	-	28
Comune di Impruneta	-	35	-	-	-	-	-	1	70
Comune di Lajatico	-	8	-	-	-	-	-	2	6
Comune di Lamporecchio	-	1	-	-	-	-	-	1	3
Comune di Larciano	104	1	-	-	-	104	-	1	1
Comune di Laterina pergine V.no	-	13	-	-	-	-	-	-	27
Comune di Londa	-	-	-	-	-	-	-	-	1
Comune di Loro Ciuffenna	-	3	-	-	-	-	-	1	7
Comune di Massa e Cozzile	-	-	-	-	-	-	-	1	2
Comune di Massa Marittima	128	-	-	-	-	-	-	-	124
Comune di Massarosa	-	-	-	-	-	-	-	-	2
Comune di Monsummano Terme	56	1	-	-	-	16	-	1	0
Comune di Montaione	-	-	-	-	-	-	-	1	20
Comune di Montecarlo	-	14	-	-	-	-	-	1	14
Comune di Montecatini Terme	-	-	-	-	-	-	-	-	18
Comune di Montelupo Fiorentino	37	79	-	-	-	37	-	0	64
Comune di Orciano Pisano	-	2	-	-	-	-	-	1	2
Comune di Palaia	25	12	-	-	-	25	-	-	12
Comune di Peccioli	-	9	-	-	-	-	-	-	9
Comune di Pelago	-	-	-	-	-	-	-	1	0
Comune di Pescia	-	1	-	-	-	-	-	1	3
Comune di Pietrasanta	-	491	-	-	-	-	-	-	492

(migliaia di €)				Ricavi			Costi		
ESERCIZIO 31.12.2019	Crediti	Debiti	Garanzie e impegni	Beni	Servizi (*)	Altro	Beni	Servizi (*)	Altro
Comune di Pieve a Fosciana	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Comune di Pieve a Nievole	-	-	-	-	-	-	-	-	21
Comune di Piombino	-	-	-	-	-	-	-	-	7
Comune di Pisa (*)	3	165	-	-	-	-	-	54	302
Comune di Pistoia	4	49	-	-	-	-	-	49	534
Comune di Ponsacco	-	44	-	-	-	-	-	1	46
Comune di Pontassieve	1	-	-	-	-	-	-	1	2
Comune di Ponte Buggianese	-	1	-	-	-	-	-	0	0
Comune di Pontedera	1	-	-	-	-	-	-	-	0
Comune di Porcari	-	1	-	-	-	-	-	1	0
Comune di Prato	-	750	-	-	-	-	-	4	2.588
Comune di Quarrata	1	-	-	-	-	-	-	-	130
Comune di Radda in Chianti	-	-	-	-	-	-	-	-	0
Comune di Reggello	-	1	-	-	-	-	-	1	0
Comune di Rignano	-	1	-	-	-	-	-	1	4
Comune di Rufina	-	1	-	-	-	-	-	1	-
Comune di S. Casciano Val di Pesa	-	82	-	-	-	-	-	1	141
Comune di San Giovanni Valdarno	1	-	-	-	-	-	-	-	3
Comune di San Giuliano Terme	-	37	-	-	-	-	-	1	38
Comune di San Godenzo	-	-	-	-	-	-	-	-	0
Comune di San Marcello P.se Piteglio	1	23	-	-	-	-	-	1	26
Comune di San Miniato	-	55	-	-	-	-	-	1	67
Comune di Santa Croce sull'Arno	-	102	-	-	-	-	-	1	139
Comune di Santa Luce	-	4	-	-	-	-	-	-	4
Comune di Sassetta	-	-	-	-	-	-	-	-	60
Comune di Scarperia e S.Pietro	-	1	-	-	-	-	-	1	2
Comune di Scarlino	-	-	-	-	-	-	-	-	1
Comune di Serravalle Pistoiese	-	-	-	-	-	-	-	1	64

(migliaia di €)				Ricavi			Costi		
ESERCIZIO 31.12.2019	Crediti	Debiti	Garanzie e impegni	Beni	Servizi (*)	Altro	Beni	Servizi (*)	Altro
Comune di Sesto Fiorentino	2	-	-	-	-	-	-	-	-
Comune di Stazzema	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Comune di Suvereto	-	-	-	-	-	-	-	-	0
Comune di Terranuova Bracciolini	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Comune di Terricciola	-	10	-	-	-	-	-	-	11
Comune di Uzzano	-	-	-	-	-	-	-	-	1
Comune di Vaglia	1	-	-	-	-	-	-	-	33
Comune di Vecchiano	-	-	-	-	-	-	-	1	2
Comune di Viareggio	-	-	-	-	-	-	-	1	8
Comune di Vicchio	-	1	-	-	-	-	-	1	23
Comune di Vicopisano	-	17	-	-	-	-	-	1	16
Comune di Vinci	29	132	-	-	-	-	-	37	78

RAPPORTI FINANZIARI

I rapporti di natura finanziaria sono analizzati nella tabella seguente e di seguito dettagliati:

(migliaia di €)	Crediti	Debiti	Garanzie e impegni	Proventi	Oneri
ESERCIZIO 31.12.2018					
Imprese controllanti:					
Italgas S.p.A.					
Imprese controllate:					
Toscana Energia Green S.p.A.	4.851			51	
ESERCIZIO 31.12.2019					
Imprese controllanti:					
Italgas S.p.A.		309.939			154
Imprese controllate:					
Toscana Energia Green S.p.A.	4.851			50	

Rapporti con la controllante Italgas S.p.A.

I principali rapporti finanziari intrattenuti con Italgas S.p.A. riguardano la copertura dei fabbisogni finanziari e l'impiego delle liquidità tramite una convenzione di tesoreria per far fronte ai fabbisogni finanziari correnti e tramite contratti di finanziamento a medio - lungo termine[21].

Rapporti con la controllata Toscana Energia Green S.p.A.

I principali rapporti finanziari riguardano l'erogazione di un credito finanziario di medio termine.

INCIDENZA DELLE OPERAZIONI O POSIZIONI CON PARTI CORRELATE SULLA SITUAZIONE PATRIMONIALE E SUL RISULTATO ECONOMICO

L'incidenza delle operazioni o posizioni con parti correlate sulla situazione patrimoniale e finanziaria e di conto economico è indicata nella seguente tabella riepilogativa:

(migliaia di €)	31.12.2018			31.12.2019		
	Totale	Entità correlate	incidenza %	Totale	Entità correlate	incidenza %
Situazione patrimoniale - finanziaria						
Crediti commerciali e altri crediti	46.453	3.440	7,4%	**60.230**	**11.641**	**19,33%**
Altre attività correnti	107		0,0%	**148**		**0,00%**
Altre attività non correnti	41.392	119	0,3%	**40.518**	**124**	**0,31%**
Passività finanziarie a breve termine	256.068		0,0%	**165.136**	**30.154**	**18,26%**
Passività finanziarie a lungo termine	145.681		0,0%	**370.137**	**279.785**	**75,59%**
Debiti commerciali e altri debiti	43.682	6.139	14,1%	**50.519**	**1.618**	**3,20%**
Altre passività correnti	848		0,0%	**795**		**>100%**
Altre passività non correnti	112.680	15	0,0%	**108.337**	**15**	**0,01%**
Conto economico						
Ricavi della gestione caratteristica	187.706	79.307	42,3%	**186.349**	**95.855**	**51,44%**
Altri ricavi e proventi	15.711	2.113	13,4%	**22.172**	**3.085**	**13,92%**
Costi operativi	99.724	33.739	33,8%	**102.699**	**22.828**	**22,23%**
Proventi finanziari	53	50		**52**	**50**	**96,15%**
Oneri finanziari	2.612		0,0%	**2.750**	**216**	**7,85%**
Strumenti finanziari derivati						

21 - Informazioni dettagliate sui finanziamenti a medio - lungo termine sono fornite nel capitolo "Passività finanziarie a breve termine, passività finanziarie a lungo termine e quote a breve di passività a lungo termine" delle Note al bilancio di esercizio.

Proventi (oneri) su partecipazioni	950	950	100,0%	**1.241**	**1.241**	**100,00%**

Come già indicato le operazioni con parti correlate fanno parte della ordinaria gestione e sono regolate secondo le condizioni ed i criteri in precedenza descritti.

33 - EVENTI E OPERAZIONI SIGNIFICATIVE DI NATURA NON RICORRENTI

Ai sensi della comunicazione Consob del 28 luglio 2006 n. DEM/6064293, si precisa che nel corso dell'esercizio non vi sono stati eventi e operazioni significative di natura non ricorrenti.

34 - POSIZIONI O TRANSAZIONI DERIVANTI DA OPERAZIONI ATIPICHE E/O INUSUALI

Ai sensi della comunicazione Consob del 28 luglio 2006 n. DEM/6064293, si precisa che nel corso dell'esercizio non vi sono state posizioni o transazioni atipiche e/o inusuali.

35 - FATTI DI RILIEVO AVVENUTI DOPO LA CHIUSURA DELL'ESERCIZIO

I fatti di rilievo avvenuti dopo la chiusura dell'esercizio sono indicati al capitolo "Altre informazioni" della Relazione sulla gestione.

36 - ADOZIONE DEI PRINCIPI CONTABILI INTERNAZIONALI

Nella presente nota è descritta la procedura seguita per la transizione dai Principi Contabili Italiani agli IFRS ai fini della redazione del Bilancio (il "Processo di Transizione").

a) Principi generali

La Società ha applicato gli IFRS in modo retrospettico a tutti i periodi chiusi antecedentemente il 1° gennaio 2018 (la "Data di Transizione"), fatta eccezione per le esenzioni obbligatorie e per taluni esenzioni facoltative adottate nel rispetto dell'IFRS 1 – Prima applicazione degli International Financial Reporting Standards, come descritto nel seguente paragrafo. In particolare, i principi contabili ai quali è stato fatto riferimento sono quelli descritti nella precedente Nota 2.

La situazione patrimoniale e finanziaria al 1° gennaio 2018 riflette le seguenti differenze di trattamento rispetto al bilancio della Società al 31 dicembre 2017, predisposto in conformità ai Principi Contabili Italiani:

- sono state rilevate e valutate tutte le attività e le passività la cui iscrizione è richiesta dagli IFRS, incluse quelle non previste in applicazione dei Principi

Contabili Italiani;

- tutte le attività e le passività la cui iscrizione è richiesta dai Principi Contabili Italiani, ma non è ammessa dagli IFRS, sono state eliminate;
- alcune voci di bilancio sono state riclassificate secondo quanto previsto dagli IFRS.

Gli effetti di tali rettifiche sono stati riconosciuti direttamente nel patrimonio netto di apertura alla Data di Transizione.

b) Modalità di presentazione degli schemi di bilancio

Per quanto concerne la modalità di rappresentazione degli schemi di bilancio, si veda la nota 3

c) Esenzioni obbligatorie e facoltative dall'applicazione degli IFRS

Di seguito sono descritte le esenzioni obbligatorie e facoltative dall'applicazione retrospettiva degli IFRS che, nel rispetto dell'IFRS 1, sono state adottate nell'ambito del Processo di Transizione.

Esenzioni facoltative previste dal l'IFRS 1 adottate in sede di prima applicazione degli IFRS:

- Benefici per i dipendenti: sono stati contabilizzati tutti gli utili e le perdite attuariali cumulati esistenti alla Data di Transizione nella voce Utili portati a nuovo;
- Fair value come sostituto del costo: il Gruppo ha scelto di valutare al fair value l'investimento nella Toscana Energia Green alla Data di Transizione e utilizzare tale valore come sostituto del costo a tale data.
- Approccio retrospettico semplificato per la contabilizzazione dei contratti di leasing previsto dall'IFRS 16 a partire dalla Data di Transizione
- Approccio retrospettico semplificato per la contabilizzazione dei contratti con i clienti previsto dall'IFRS 15 a partire dalla Data di Transizione

Le altre esenzioni facoltative previste dall'IFRS 1 non sono state utilizzate, in quanto relative a fattispecie per le quali: i) i Principi Contabili Italiani risultano già allineati agli IFRS, ii) Toscana Energia S.p.A. ha optato per l'applicazione retrospettica, o iii) non applicabili alla società.

Esenzioni obbligatorie previste dal IFRS 1 in sede di prima applicazione degli IFRS:

Stime: le stime effettuate alla Data di Transizione agli IFRS sono conformi alle stime effettuate alla stessa data secondo i Principi contabili Italiani (dopo le rettifiche necessarie per riflettere eventuali differenze nei principi contabili).

Le altre esenzioni obbligatorie prescritte all'IFRS 1 non sono state applicate, in quanto relative a fattispecie non applicabili alla società.

d) Trattamenti contabili utilizzati nell'ambito delle opzioni previste dagli IFRS

Sono di seguito riportati i trattamenti contabili utilizzati dalla società nell'ambito dell'opzioni previste dagli IFRS:

- Rimanenze: secondo lo IAS 2 - Rimanenze, il costo delle rimanenze deve essere determinato adottando il metodo FIFO o il metodo del costo medio ponderato. E' stato scelto di utilizzare il costo medio ponderato, utilizzato anche in sede di applicazione dei Principi contabili Italiani.

- Valutazione delle attività materiali e degli investimenti immobiliari: successivamente all'iscrizione iniziale al costo, lo IAS 16 – Immobili, impianti e macchinari, lo IAS 40 – Investimenti immobiliari prevedono che tali attività possano essere valutate al costo, ovvero determinando periodicamente il valore di mercato e adeguando a tale valore il saldo contabile alla data di riferimento della valutazione del valore di mercato. E' stato scelto di adottare il metodo del costo.

Descrizione degli effetti significativi della transizione

Nelle seguenti tabelle sono evidenziati gli effetti complessivi, che accolgono sia riclassifiche e sia rettifiche, della transizione agli IFRS sulla situazione patrimoniale e finanziaria alla Data di Transizione ed al 31 dicembre 2018 e sul conto economico complessivo per l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2018. Nella circostanza si segnala che al fine di semplificare gli schemi di riconciliazione di seguito riportati, alcune voci degli schemi di stato patrimoniale e di conto economico adottati dalla società per la redazione dei propri bilanci in accordo con i Principi Contabili Italiani sono state aggregate.

Stato Patrimoniale al 1° gennaio 2018

La riconduzione agli IFRS delle diverse voci dello Stato patrimoniale al 1° gennaio 2018 è la seguente:

(in €)	Note	01.01.2018	*Rettifiche IFRS*	01.01.2018 IFRS
ATTIVITA'				
Attività correnti				
Disponibilità liquide ed equivalenti		4.770.442	*0*	4.770.442
Altre attività finanziarie negoziabili o disponibili per la vendita		0	*0*	0
Crediti commerciali e altri crediti		71.699.265	*0*	71.699.265
Rimanenze		2.319.282	*0*	2.319.282
Attività per imposte sul reddito correnti		2.121.720	*0*	2.121.720
Attività per altre imposte correnti		4.085.136	*0*	4.085.136
Altre attività correnti		241.829	*0*	241.829
		85.237.674		**85.237.674**
Attività non correnti				
Immobili, impianti e macchinari	(1)	768.682.764	*(741.112.853)*	**27.569.911**
Rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo				
di cui relativi a Diritti d'uso (**)				*0*
Investimenti immobiliari		164.918	*0*	164.918
Attività immateriali	(2)	18.065.452	*869.961.969*	888.027.421
Partecipazioni:			*0*	
- imprese controllate		6.861.321	*(1.521.321)*	5.340.000
- imprese collegate		21.462.698	*0*	21.462.698
- joint venture		0	*0*	0
- altre partecipazioni		0	*0*	0
Altre attività finanziarie		4.850.769	*0*	4.850.769
Attività per imposte anticipate	(3)	24.544.390	*15.252.939*	39.797.329
Altre attività non correnti		1.879.332	*0*	1.879.332
		846.511.645	*142.580.734*	**989.092.378**
Attività non correnti possedute per la vendita e gruppi di attività in dismissione posseduti per la vendita		**0**		**0**
TOTALE ATTIVITA'		**931.749.318**	*142.580.734*	**1.074.330.052**

(1) Riclassifica beni secondo quanto previsto dal principio IFRIC 12 da immobilizzazioni materiali ad immobilizzazioni immateriali e valorizzazione dei diritti d'uso in accordo all'IFRS 16
(2) La variazione comprende la riclassifica dei beni in concessione da immobilizzazioni materiali ad immobilizzazioni immateriali e applicazione retrospettica dell'IFRIC 12 nonché riapertura delle business combination di Toscana Energia
(3) La variazione si riferisce all'effetto fiscale relativo alla applicazione retrospettica dell'IFRIC 12

(in €)	Note	01.01.2018	*Rettifiche IFRS*	01.01.2018 IFRS
PASSIVITA' E PATRIMONIO NETTO				
Passività correnti				
Passività finanziarie a breve termine		15.269.316	*0*	15.269.316
Quote a breve di passività finanziarie a lungo termine	(4)	63.481.959	*644.214*	64.126.173
di cui relativi a Diritti d'uso (**)		0	*644.214*	*644.214*
Debiti commerciali e altri debiti		37.477.264	*0*	37.477.264
Passività per imposte sul reddito correnti			*0*	
Passività per altre imposte correnti		1.097.617	*0*	1.097.617
Altre passività correnti		0	*0*	0
		117.326.156	*644.214*	**117.970.370**
Passività non correnti				
Passività finanziarie a lungo termine	(5)	303.873.529	*3.977.185*	307.850.714
di cui relativi a Diritti d'uso (**)	(6)	0	*4.155.638*	*4.155.638*
Fondi per rischi e oneri		7.568.138	*0*	7.568.138
Fondi per benefici ai dipendenti	(7)	8.956.442	*76.276*	9.032.718
Passività per imposte differite	(8)	29.173.734	*36.200.685*	65.374.420
Altre passività non correnti	(9)	64.372.857	*51.695.082*	116.067.939
		413.944.700	*91.949.228*	**505.893.929**
Gruppi di passività in dismissione posseduti per la vendita				
TOTALE PASSIVITA'		**531.270.856**	*92.593.443*	**623.864.299**
PATRIMONIO NETTO				
Capitale sociale		146.214.387	*0*	146.214.387
Riserva legale		29.242.877	*0*	29.242.877
Riserva sovrapprezzo azioni		128.592.924	*0*	128.592.924
Altre riserve		56.253.639	*0*	56.253.639
Riserva indisponibile effetti restatement IFRS	(10)	0	*49.987.291*	49.987.291
Utili relativi a esercizi precedenti		0		0
Utile dell'esercizio		40.174.634	*0*	40.174.634
TOTALE PATRIMONIO NETTO		**400.478.462**	*49.987.291*	**450.465.753**
TOTALE PASSIVITA' E PATRIMONIO NETTO		**931.749.318**	*142.580.734*	**1.074.330.052**

(4 e 6) Valorizzazione delle passività finanziarie relative ai contratti di leasing secondo le disposizioni del principio IFRS16
(5) Valorizzazione delle passività finanziarie relative ai contratti di leasing secondo le disposizioni del principio IFRS16 e rilevazione al costo ammortizzato dei finanziamenti stipulati antecedentemente al 1 gennaio 2017
(7) Valorizzazione dei Fondi Benefici ai dipendenti secondo quanto previsto dal principio IAS 19.
(8) Effetto fiscale relativo all'applicazione retrospettica dell'IFRIC 12
(9) Applicazione retrospettica IFRIC 12
(10) Rilevazione delle Riserva di First Time Adoption secondo le disposizioni del principio IFRS 1

STATO PATRIMONIALE AL 31 DICEMBRE 2018

La riconduzione agli IFRS delle diverse voci dello Stato patrimoniale del Bilancio 2018 è la seguente:

(in €)	Note	31.12.2018	*Rettifiche IFRS*	31.12.2018 IFRS
ATTIVITA'				
Attività correnti				
Disponibilità liquide ed equivalenti		16.339.473		16.339.473
Altre attività finanziarie negoziabili o disponibili per la vendita		0		0
Crediti commerciali e altri crediti		46.453.440		46.453.440
Rimanenze		2.764.903		2.764.903
Attività per imposte sul reddito correnti		1.657.205		1.657.205
Attività per altre imposte correnti		6.409.833		6.409.833
Altre attività correnti		106.542		106.542
		73.731.396		**73.731.396**
Attività non correnti				
Immobili, impianti e macchinari	(11)	781.437.910	*(752.269.342)*	**29.168.568**
Rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo				
di cui relativi a Diritti d'uso (**)				***0***
Investimenti immobiliari		164.918		164.918
Attività immateriali	(12)	15.936.764	*872.009.772*	887.946.536
Partecipazioni:				
- imprese controllate		6.861.321		5.340.000
- imprese collegate		21.462.698		21.462.698
- joint venture		0		0
- altre partecipazioni		0		0
Altre attività finanziarie		4.850.769		4.850.769
Attività per imposte anticipate	(13)	25.066.981	*14.417.194*	39.484.174
Altre attività non correnti		1.907.699		1.907.699
		857.689.060		**990.325.363**
Attività non correnti possedute per la vendita e gruppi di attività in dismissione posseduti per la vendita		**0**		**0**
TOTALE ATTIVITA'		**931.420.456**	*132.636.303*	**1.064.056.759**

(11) Riclassifica dei beni in concessione secondo quanto previsto dal principio IFRIC 12 da immobilizzazioni materiali a immateriali e valorizzazione dei contratti di leasing secondo le disposizioni del principio IFRS 16
(12) Applicazione retrospettica dell'IFRIC 12

(in €)	Note	31.12.2018	*Rettifiche IFRS*	31.12.2018 IFRS
PASSIVITA' E PATRIMONIO NETTO				
Passività correnti				
Passività finanziarie a breve termine		306.417		306.417
Quote a breve di passività finanziarie a lungo termine	(14)	254.946.883	*814.741*	255.761.625
di cui relativi a Diritti d'uso (**)		0	*814.741*	*814.741*
Debiti commerciali e altri debiti		43.681.712		43.681.712
Passività per imposte sul reddito correnti				
Passività per altre imposte correnti		847.978		847.978
Altre passività correnti		0		0
		299.782.990	*814.741*	**300.597.732**
Passività non correnti				
Passività finanziarie a lungo termine	(14)	141.421.694	*4.259.130*	145.680.824
di cui relativi a Diritti d'uso (**)		0	*4.327.955*	*4.327.955*
Fondi per rischi e oneri		9.568.856	*0*	9.568.856
Fondi per benefici ai dipendenti	(15)	8.895.202	*206.793*	9.101.995
Passività per imposte differite	(16)	27.793.787	*33.441.581*	61.235.369
Altre passività non correnti	(17)	64.090.504	*48.589.118*	112.679.622
		251.770.043		**338.266.666**
Gruppi di passività in dismissione posseduti per la vendita				
TOTALE PASSIVITA'		**551.553.034**	*87.311.364*	**638.864.397**
PATRIMONIO NETTO				
Capitale sociale		146.214.387		146.214.387
Riserva legale		29.242.877		29.242.877
Riserva sovrapprezzo azioni		128.592.924		128.592.924
Altre riserve	(18)	34.818.861	*(180.431)*	34.638.430
Riserva indisponibile effetti restatement IFRS	(19)	0	*49.987.291*	49.987.291
Utili relativi a esercizi precedenti		0		0
Utile dell'esercizio	(20)	40.998.373	*(4.481.921)*	36.516.452
TOTALE PATRIMONIO NETTO		**379.867.423**	*45.324.939*	**425.192.362**
TOTALE PASSIVITA' E PATRIMONIO NETTO		**931.420.456**	*132.636.303*	**1.064.056.759**

(14) Valorizzazione delle passività finanziarie relative ai contratti di leasing secondo le disposizione del principio IFRS 16 e rilevazione delle passività finanziarie secondo le disposizioni del principio IFRS 9
(15) Valorizzazione delle passività per Benefici ai Dipendenti secondo le disposizioni del principio IAS 19
(16) Effetto fiscale della appicazione retrospettica IFRIC 12
(17) Applicazione retrospettica del IFRIC 12
(18) Valorizzazione della Riserva per Remeasurement secondo le disposizioni del principio IAS 19
(19) Rilevazione delle Riserva di First Time Adoption secondo le disposizioni del principio IFRS 1
(20) Effetto netto delle variazioni economiche (v. note 21, 22, 23, 24, 25 e 26)

CONTO ECONOMICO 2018

La riconduzione agli IFRS delle diverse voci del Conto economico del Bilancio 2018 è la seguente:

(in €)	Note	31.12.2018	*Rettifiche IFRS*	31.12.2018 IFRS
RICAVI				
Ricavi della gestione caratteristica	(21)	137.676.783	*50.029.098*	187.705.881
Altri ricavi e proventi	(22)	12.605.447	*3.105.964*	15.711.411
		150.282.230	*53.135.062*	**203.417.292**
COSTI OPERATIVI				
Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi	(21)	31.433.886	*43.139.453*	74.573.339
Costo lavoro	(21)	17.854.600	*7.296.212*	25.150.812
AMMORTAMENTI E SVALUTAZIONI	(23)	43.213.010	*8.781.294*	51.994.304
UTILE OPERATIVO		**57.780.734**	*(6.081.896)*	**51.698.837**
PROVENTI (ONERI) FINANZIARI				
Proventi finanziari		52.738		52.738
Oneri finanziari	(24) (25) (26)	(2.345.375)	*(266.405)*	(2.611.780)
Strumenti derivati				
		(2.292.637)	*(266.405)*	**(2.559.041)**
PROVENTI (ONERI) SU PARTECIPAZIONI				
- Proventi su partecipazioni		949.715		949.715
- Oneri su partecipazioni		0		0
		949.715		**949.715**
UTILE PRIMA DELLE IMPOSTE		**56.437.812**	*(6.348.301)*	**50.089.511**
Imposte sul reddito	(27)	15.439.439	*(1.866.380)*	13.573.059
UTILE NETTO		**40.998.373**	*(4.481.921)*	**36.516.452**

(21) Rilevati i ricavi per costruzione e miglioria e riportando i costi al loro valore originario come previsto dal principio IFRIC12
(22) Ricavi per rilasci a conto economico di contributi da privati
(23) Valorizzazione delle quote di ammortamento dei beni in concessione valutati a Fair Value e valorizzazione delle quote di ammortamento dei beni iscritti in patrimonio secondo le disposizioni del principio IFRS16
(24) Valorizzazione degli oneri finanziari secondo le disposizioni del principio IAS 19
(25) Valorizzazione degli oneri finanziari secondo le disposizioni del principio IFRS 16
(26) Valorizzazione degli oneri finanziari secondo le disposizioni del principio IFRS 9
(27) Effetto fiscale delle variazioni economiche (v. note 21, 22, 23, 24, 25 e 26)

RICONCILIAZIONE DEL PATRIMONIO NETTO AL 1° GENNAIO 2018

La riconciliazione del patrimonio netto al 1° gennaio 2018 con quello risultante dall'applicazione degli IFRS è la seguente:

(in €)

Patrimonio netto al 1° gennaio 2018		***400.478.462***
Riferimento		
1	Adozione IAS 19	*(57.970)*
2	Applicazione retrospettica IFRIC 12 e riapertura business combination	*51.115.661*
3	Adozione IFRS 9	*(1.572.852)*
4	Adozione IAS 16	*502.452*
	Variazione netta	***49.987.291***
Patrimonio netto ai principi IFRS		***450.465.753***

Riconciliazione del Patrimonio Netto al 31 dicembre 2018

La riconciliazione del patrimonio netto al 31 dicembre 2018 con quello risultante dall'applicazione degli IFRS è la seguente:

(in €)

Patrimonio netto al 31 dicembre 2018		**379.867.423**
Riferimento		
1	Adozione IAS 19	*(157.163)*
2	Applicazione retrospettica IFRIC 12 e riapertura business combination	*46.575.904*
3	Adozione IFRS 9	*(1.578.726)*
4	Adozione IAS 16	*502.452*
5	Adozione IFRS 16	*(17.528)*
	Variazione netta	**45.324.939**
Patrimonio netto ai principi IFRS		**425.192.362**

RICONCILIAZIONE DELL'UTILE NETTO DEL BILANCIO 2018

La riconciliazione dell'utile netto del Bilancio 2018 con quello risultante dall'applicazione degli IFRS è la seguente:

(in €)

Utile netto a principi contabili italiani		40.998.373
Riferimento		
1	Adozione IAS 19	*81.238*
2	Applicazione retrospettica IFRIC 12 e riapertura business combination	*(4.539.757)*
3	Adozione IFRS 9	*(5.874)*
5	Adozione IFRS 16	*(17.528)*
	Variazione netta	**(4.481.921)**
Utile netto a principi IFRS		**36.516.452**

NATURA DELLE PRINCIPALI RETTIFICHE

Di seguito è indicata la natura delle principali rettifiche effettuate sul patrimonio netto al 1° gennaio 2018 e sul Conto economico dell'esercizio 2018 i cui effetti si riflettono sullo Stato patrimoniale del Bilancio 2018.

1) Adozione del principio IAS 19 per la valorizzazione dei Fondi per Benefici ai dipendenti

I principi contabili internazionali prevedono la rilevazione della passività relativa ai Piani a Benefici definiti stimando il valore attuale dei benefici futuri che i dipendenti hanno maturato nell'esercizio corrente e nei precedenti e deducendo il fair value delle eventuali attività a servizio del piano.

Il valore attuale delle obbligazioni è determinato sulla base di ipotesi attuariali ed è rilevato per competenza, coerentemente al periodo lavorativo necessario all'ottenimento dei benefici.

L'applicazione del principio, ha determinato:

– la rettifica in aumento del valore dei Fondi per Benefici ai dipendenti per 76 migliaia di euro, al lordo dell'effetto fiscale, contabilizzato in contropartita a riserva di Patrimonio Netto.

2) Applicazione retrospettica IFRIC 12 e riapertura business combination

La società ha riaperto tutte le aggregazioni aziendali realizzate dalla sua costituzione fino alla Data di Transizione, anche con il supporto di un esperto indipendente, con la conseguente rideterminazione dei valori attribuiti originariamente alle attività associate alle concessioni, e contestualmente applicato retrospetticamente l'IFRIC 12.

I riflessi contabili derivanti da quanto sopra riportato sono stati attribuiti come segue alla Data di Transizione:

- 123,8 milioni di euro ai Beni in concessione IFRIC 12 (117.812 Migliaia di euro

al 31 dicembre 2018) contabilizzato in contropartita a riserva di Patrimonio Netto;

- per 51,7 milioni di euro ai Contributi da privati (49.038 Migliaia di euro al 31 dicembre 2018), contabilizzato in contropartita a riserva di Patrimonio Netto.

3) Adozione del principio IFRS 9 per la valorizzazione delle passività finanziarie al costo ammortizzato e delle partecipazioni

I principi contabili internazionali prevedono la rilevazione delle passività finanziarie al costo ammortizzato utilizzando ai fini dell'attualizzazione il tasso di interesse effettivo.

L'applicazione del principio, ha determinato:

– la rettifica in diminuzione del valore delle passività finanziarie per 178 migliaia di euro in contropartita alla riserva di Patrimonio Netto, al lordo del relativo effetto fiscale;
– la rettifica in aumento del valore delle immobilizzazioni immateriali per 264 migliaia di euro in contropartita alla riserva di Patrimonio Netto, al lordo del relativo effetto fiscale.

Inoltre, l'applicazione del principio in merito alla valutazione delle partecipazioni ha determinato:

– la rettifica in diminuzione del valore delle partecipazioni in imprese controllate per 1.521 migliaia di euro in contropartita alla riserva di Patrimonio Netto.

4) Adozione del principio IAS 16 per la valorizzazione degli immobili, impianti e macchinari

I principi contabili internazionali prevedono la rilevazione degli immobili impianti e macchinari al costo.

Gli immobili impianti e macchinari dal momento in cui il cespite è pronto per l'uso sono ammortizzati sistematicamente a quote costanti lungo la loro vita utile.

Non sono oggetto di ammortamento i terreni in quanto hanno una vita utile illimitata.

L'applicazione del principio, ha determinato:

– la rettifica in aumento del valore delle immobilizzazioni materiali (terreni) per 502 migliaia di euro in contropartita alla riserva di Patrimonio Netto, al lordo del relativo effetto fiscale.

5) Adozione del principio IFRS 16 per la valorizzazione dei contratti di leasing

I principi contabili internazionali si basano sul criterio del controllo (c.d. "right of use") di un bene necessario per distinguere i contratti di leasing dai contratti per servizi sulla base di elementi probanti quali: l'identificazione del bene, il diritto di sostituzione dello stesso, il diritto a ottenere sostanzialmente tutti i benefici economici rivenienti dall'uso del bene e il diritto di governare l'uso del bene sottostante il

contratto di leasing. Di converso, il pagamento di un corrispettivo lungo la durata contrattuale di utilizzo del bene comporta che l'entità stia implicitamente ottenendo un finanziamento. Applicando tale modello l'entità riconosce:

- attività e passività per tutti i leasing con durata superiore ai dodici mesi;
- separatamente nel conto economico l'ammortamento dell'attività riconosciuta e gli interessi sul debito finanziario.

L'applicazione del principio, ha determinato:

- la rettifica in aumento del valore delle immobilizzazioni materiali per 5.125 migliaia di euro in contropartita a debiti finanziari;
- la rettifica in aumento del valore degli ammortamenti per 728 migliaia di euro in contropartita alla riduzione dei costi per godimento di beni di terzi

37 - ATTIVITÀ DI DIREZIONE E COORDINAMENTO

A norma dell'art. 2497-bis, comma 4 del Codice Civile si indicano i dati essenziali del Bilancio al 31 dicembre 2018 di Italgas S.p.A. che esercita sull'impresa attività di direzione e coordinamento.

(in €)	31.12.2017	31.12.2018
	Totale	**Totale**
ATTIVITA'		
Attività correnti		
Disponibilità liquide ed equivalenti	87.945	130.396.709
Crediti commerciali e altri crediti	189.102.864	104.440.780
Attività per imposte sul reddito correnti	15	234.953
Attività per altre imposte correnti		
Altre attività correnti	1.054.999	1.585.073
	190.245.823	**236.657.515**
Attività non correnti		
Immobili, impianti e macchinari	1.940.240	17.450.698
- di cui relativi a Diritto d'uso (*)		*15.230.264*
Attività immateriali		12.059.118
Partecipazioni in imprese controllate, collegate e a controllo congiunto	2.974.230.948	2.983.528.365
Altre partecipazioni		12.000
Altre attività finanziarie	2.240.757.345	2.392.128.147
Attività per imposte anticipate	2.336.691	3.619.984
Altre attività non correnti	966.682	782.931
	5.220.231.906	**5.409.581.243**
TOTALE ATTIVITA'	**5.410.477.729**	**5.646.238.758**

PASSIVITA' E PATRIMONIO NETTO		
Passività correnti		
Passività finanziarie a breve termine	76.480.195	203.189.253
Quote a breve di passività finanziarie		
a lungo termine	23.388.866	35.038.987
- di cui relativi a Diritto d'uso (*)		*2.423.114*
Debiti commerciali e altri debiti	32.325.869	41.044.990
Passività per imposte sul reddito correnti	1.865.447	-
Passività per altre imposte correnti	2.579.182	1.633.362
Altre passività correnti		120.190
	136.639.559	**281.026.781**
Passività non correnti		
Passività finanziarie a lungo termine	3.611.906.672	3.677.067.738
- di cui relativi a Diritto d'uso (*)		*13.102.937*
Fondi per rischi e oneri	2.249.530	1.535.948
Fondi per benefici ai dipendenti	6.522.358	6.154.401
Passività per imposte differite		27.371
Altre passività non correnti		6.527.239
	3.620.678.560	**3.691.312.696**
TOTALE PASSIVITA'	**3.757.318.119**	**3.972.339.478**
PATRIMONIO NETTO		
Capitale sociale	1.001.231.518	1.001.231.518
Riserva legale	200.246.304	200.246.304
Riserva da soprapprezzo delle azioni	620.130.651	620.130.651
Riserva da remeasurement IAS 19	(55.320)	(116.122)
Altre riserve	(349.839.085)	(349.523.332)
Utili (perdite) a nuovo	7.293.191	8.185.357
Utile netto	174.152.351	193.744.904
TOTALE PATRIMONIO NETTO	**1.653.159.610**	**1.673.899.281**
TOTALE PASSIVITA' E PATRIMONIO NETTO	**5.410.477.729**	**5.646.238.758**

(in €)		2017	2018
	Note	Totale	Totale
RICAVI	(22)		
Ricavi della gestione caratteristica		64.469.214	74.541.060
Altri ricavi e proventi		409.190	388.534
		64.878.404	**74.929.594**
COSTI OPERATIVI	(23)		
Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi		(36.321.697)	(31.568.741)

Costo lavoro		(41.806.583)	(46.198.975)
		(78.128.280)	**(77.767.716)**
AMMORTAMENTI E SVALUTAZIONI	(24)	**(60.817)**	**(2.174.302)**
- di cui ammortamenti Diritto d'uso			*(1.927.766)*
RISULTATO OPERATIVO		**(13.310.693)**	**(5.012.424)**
PROVENTI (ONERI) FINANZIARI	(25)		
Proventi finanziari		21.805.924	24.805.486
Proventi da strumenti derivati			
Oneri finanziari		(36.085.114)	(45.593.039)
- di cui oneri finanziari Diritto d'uso			*(80.595)*
Oneri da strumenti derivati			(22.671)
		(14.279.190)	**(20.810.224)**
PROVENTI (ONERI) SU PARTECIPAZIONI	(26)	**197.416.267**	**216.191.786**
UTILE PRIMA DELLE IMPOSTE		**169.826.384**	**190.369.138**
Imposte sul reddito	(27)	4.325.967	3.375.766
UTILE NETTO		**174.152.351**	**193.744.904**

Per un'adeguata e completa comprensione della situazione patrimoniale e finanziaria di Italgas S.p.A. al 31 dicembre 2018, nonché del risultato economico conseguito nell'esercizio chiuso a tale data, si rinvia alla lettura del Bilancio che, corredato della relazione della società di revisione, è disponibile presso la sede della Società.

PROPOSTE DEL CONSIGLIO DI AMMINISTRAZIONE ALL'ASSEMBLEA DEGLI AZIONISTI

Signori Azionisti,

il Consiglio di Amministrazione, sulla base dei risultati economico-finanziari conseguiti dalla Vostra società nel 2019, ha deciso di proporre all'Assemblea degli Azionisti la distribuzione di un dividendo pari a 19,24 centesimi di euro con la seguente ripartizione dell'Utile d'esercizio di euro 40.198.716,51:

- 12.067.068,45 euro all'incremento del Fondo Altre Riserve (30%), avendo la riserva legale già raggiunto i limiti di cui all'art. 2430 del Codice Civile;
- 28.131.648,06 euro distribuito ai Soci (70%) a partire dal 26 giugno 2020.

Firenze, 4 marzo 2020

Per il Consiglio di amministrazione
Il Presidente Federico Lovadina

TOSCANA ENERGIA S.P.A.

PIAZZA ENRICO MATTEI NR. 3 –FIRENZE

CAPITALE SOCIALE EURO 146.214.387 I.V.

ISCRITTA AL REGISTRO IMPRESE DI FIRENZE

CODICE FISCALE E P.I. 05608890488

R.E.A. 559993

***

RELAZIONE ANNUALE DEL COLLEGIO SINDACALE SUL BILANCIO D'ESERCIZIO AL 31 DICEMBRE 2019, AI SENSI DELL'ART. 2429, COMMA 2, C.C.

***

Ai Signori Azionisti della Società **"TOSCANA ENERGIA S.P.A."**

Il Collegio Sindacale, ai sensi e per gli effetti degli articoli 2403 e 2429 del codice civile e quindi in ossequio all'obbligo di vigilare sull'osservanza della legge e dello statuto, sul principio di corretta amministrazione, sull'adeguatezza dell'assetto organizzativo, amministrativo e contabile della Società e sul suo concreto funzionamento, ha redatto la presente relazione con la quale riferisce sui risultati dell'esercizio sociale e sull'attività svolta nell'adempimento dei propri doveri.

Il bilancio dell'esercizio chiuso al 31 Dicembre 2019 è stato redatto dagli Amministratori ai sensi di legge, e da questi comunicato al Collegio Sindacale unitamente alla Relazione sulla Gestione.

Si dà atto che il presente Bilancio al 31.12.2019 rappresenta il primo il bilancio di esercizio di Toscana Energia S.p.A. redatto in conformità ai principi contabili

internazionali (IFRS) omologati dalla Commissione Europea. Si ricorda che in data 2 ottobre 2019 il Consiglio di Amministrazione di Toscana Energia ha approvato l'adozione dei principi contabili internazionali IAS/IFRS a partire dalla redazione del bilancio d'esercizio 2019 e decorrenza contabile 1° gennaio 2018 (applicazione delle rettifiche in modo retrospettivo a tutti i periodi inclusi nel primo bilancio IFRS).

Pertanto per gli effetti della transizione ai principi contabili internazionali IAS/IFRS e per la riconduzione ai valori presentati nel precedente bilancio redatto secondo i principi contabili nazionali OIC è stata redatta un specifica sezione del presente bilancio denominata "Nota di transizione ai principi contabili internazionali".

Si ricorda che la funzione relativa alla revisione legale dei conti della Vostra Società è attribuita alla Società di Revisione "PricewaterhouseCoopers Spa.", e da colloqui e scambio di informazioni intercorsi, non sono emersi né rilievi né osservazioni.

Si dà atto che nell'esercizio 2019 sono avvenuti i seguenti principali eventi:

- Nel corso dell'esercizio 2019, la società è stata interessata da un importante cambiamento di governance iniziato il 28 giugno 2018 quando l'assemblea dei soci ha modificato lo statuto societario, consentendo la possibilità anche ai soci privati di detenere la maggioranza del capitale.
- Successivamente, alla delibera dell'assemblea dei soci del 28.06.2018 si sono verificati i seguenti fatti:
    - i comuni di Pontedera, Casciana Terme Lari, Calcinaia, Bientina, Buti e Palaia hanno esercitato il diritto di recesso.

- il socio Italgas Spa ha esercitato il diritto di opzione ed ha potuto acquisire l'intero pacchetto azionario posto in vendita, raggiungendo la percentuale di proprietà del 50,65% della nuova composizione societaria e pertanto dal 1° ottobre 2019 il socio Italgas Spa ha acquisito il controllo societario ai sensi dell'art. 2359 del C.C. e in conseguenza di ciò Italgas Spa consolida nel proprio bilancio anche il bilancio d'esercizio di Toscana Energia Spa. Conseguentemente la società è soggetta all'attività di direzione e coordinamento ex art. 2497 e ss del Codice Civile da parte della controllante "Italgas Spa" e a tutti gli adempimenti che la normativa impone (art. 2497bis c.c. "Pubblicità", art. 2497ter c.c. "Motivazione delle decisioni", art. 2497quinquies c.c. "Finanziamenti nell'attività di direzione e coordinamento"); a tal riguardo non abbiamo alcuna osservazione da formulare.

- La società ha adottato pertanto, a partire dall'esercizio 2019, i principi contabili internazionali IAS/IFRS per redigere il proprio bilancio di esercizio in quanto il socio di maggioranza Italgas Spa, essendo una azienda quotata in borsa, redige i suoi bilanci con i criteri dettati dai citati principi contabili internazionali.
- In conseguenza all'adozione dei principi contabili internazionali IAS/IFRS, la società ha provveduto a rivalutare, in fase di prima applicazione, i propri cespiti oggetto di valutazione economico patrimoniale da parte dell'autorità

di regolazione (ARERA), riportando il loro valore contabile ai valori della RAB di località a loro riferita.

- Dal punto di vista gestionale, la Vostra società nell'esercizio 2019 ha ulteriormente migliorato il margine operativo lordo che ha raggiunto 106 milioni di euro circa.
- Nell'esercizio 2019 è stato distribuito ai soci un dividendo straordinario di 34,9 milioni di euro in aggiunta alla distribuzione del dividendo sugli utili dell'esercizio 2018 per 28,6 milioni di euro.
- La solidità finanziaria della società è stata ulteriormente rafforzata potendo partecipare alla finanza di gruppo Italgas.
- Ai migliori costi ottenibili sul mercato, è stato infatti possibile incrementare la percentuale dei finanziamenti a medio/lungo termine dal 33% al 67% portandone la durata media complessiva da 2,5 anni a 8,2 anni.

Ciò premesso diamo atto del nostro operato svolto nel corso dell'esercizio 2019.

B.1) Attività di vigilanza ai sensi dell'art. 2403 e ss. c.c.

Le attività svolte dal Collegio Sindacale hanno riguardato l'intero esercizio 2019 e nel corso dell'esercizio stesso sono state regolarmente svolte le riunioni di cui all'art. 2404 c.c. e di tali riunioni sono stati redatti appositi verbali debitamente sottoscritti per approvazione unanime.

Si precisa che l'attuale Collegio Sindacale è stato nominato con verbale di assemblea ordinaria del 10 maggio 2018.

I rapporti con le persone operanti nella citata struttura - amministratori, dipendenti e consulenti esterni - si sono ispirati alla reciproca collaborazione nel rispetto dei

ruoli a ciascuno affidati. In particolare, durante l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2019, il Collegio Sindacale può affermare che:

- le decisioni assunte dai soci e dall'organo di amministrazione sono state conformi alla legge e allo statuto sociale;
- abbiamo partecipato a tutte le riunioni del Consiglio di Amministrazione ed abbiamo, altresì, ottenuto dall'Organo amministrativo informazioni sul generale andamento della gestione e sulla sua prevedibile evoluzione e possiamo pertanto ragionevolmente assicurare che le azioni deliberate sono state conformi alla legge ed allo statuto sociale e non sono state manifestamente imprudenti, azzardate, in conflitto d'interessi o tali da compromettere l'integrità del patrimonio sociale;
- nel corso dell'attività di vigilanza non sono emersi fatti significativi tali da richiederne la segnalazione nella presente relazione;
- abbiamo scambiato le dovute informazioni con l'incaricato della revisione legale dei conti ai sensi dell'articolo 2409- septies del codice civile e non sono emerse circostanze rilevanti che debbano essere evidenziati nella presente relazione;
- abbiamo acquisito conoscenza e vigilato sull'adeguatezza e funzionamento dell'assetto organizzativo della Società tramite raccolta di informazioni e con incontri con il personale dipendente della Società e con l'Organismo di Vigilanza istituito a seguito dell'adozione del Modello Organizzativo conforme al d.lgs. 231/01 e non sono emerse criticità che debbano essere evidenziate nella presente relazione;

- abbiamo valutato e vigilato sull'adeguatezza e funzionamento del sistema amministrativo e contabile, nonché sull'affidabilità di quest'ultimo a rappresentare correttamente i fatti di gestione, mediante l'esame dei documenti aziendali e l'ottenimento d'informazioni dai responsabili delle funzioni e dal soggetto incaricato della revisione legale, nonché attraverso incontri con gli stessi. A tale riguardo, non abbiamo osservazioni particolari da riferire;
- non si è dovuto intervenire per omissioni dell'organo di amministrazione ai sensi dell'art. 2406 c.c.;
- non sono state ricevute denunce ai sensi dell'art. 2408 c.c.;
- non sono state fatte denunce ai sensi dell'art. 2409, comma 7, c.c.;
- nel corso dell'esercizio, il Collegio Sindacale non ha rilasciato pareri previsti dalla legge .

B2) Osservazioni in ordine al bilancio d'esercizio

Il progetto di bilancio dell'esercizio chiuso al 31 dicembre 2019 è stato approvato dall'organo di amministrazione e risulta costituito dallo stato patrimoniale, dal conto economico, dal rendiconto finanziario e dalla nota integrativa.

Inoltre:

- l'organo di amministrazione ha, altresì, predisposto la relazione sulla gestione prevista dall'articolo 2428 c.c.;
- tali documenti sono stati consegnati al Collegio Sindacale in tempo utile affinché siano depositati presso la sede della società corredati dalla presente relazione, e ciò indipendentemente dal termine previsto dall'art. 2429,

comma 1, c.c.

È stato, quindi, esaminato il progetto di bilancio, in merito al quale sono fornite le seguenti ulteriori informazioni:

- relativamente al bilancio d'esercizio chiuso al 31 dicembre 2019, abbiamo vigilato sull'impostazione generale data allo stesso, sulla sua generale conformità alla legge; gli schemi di bilancio adottati nella redazione del bilancio sono coerenti con le disposizioni riportate dallo IAS 1 – "Presentazione del Bilancio".

Si ritiene che tali schemi rappresentino adeguatamente la situazione economica, patrimoniale e finanziaria della Società, ed a tal riguardo non abbiamo osservazioni particolari da riferire.

- abbiamo verificato l'osservanza delle norme di legge inerenti la predisposizione della relazione sulla gestione e a tale riguardo non si hanno osservazioni che debbano essere evidenziate nella presente relazione;

- l'organo di amministrazione, nella redazione del bilancio, non ha derogato alle norme di legge ai sensi dell'art. 2423, comma 5, c.c. per quanto di nostra conoscenza;

- abbiamo verificato la rispondenza del bilancio ai fatti e alle informazioni di cui abbiamo avuto conoscenza a seguito dell'assolvimento dei doveri tipici del Collegio Sindacale e, a tale riguardo, non vengono evidenziate ulteriori osservazioni;

- ai sensi dell'art. 2426 del c.c., comma 1, punti 5 e 6, il Collegio Sindacale ha rilevato che non sono state fatte appostazioni in bilancio che necessitano del suo preventivo parere.

Risultato dell'esercizio sociale

Il risultato netto accertato dall'organo di amministrazione relativo all'esercizio chiuso al 31 dicembre 2019, come anche evidente dalla lettura del bilancio, risulta essere positivo per euro 40.198.717; il patrimonio netto risulta pari ad euro 401.651.305.

B3) Osservazioni e proposte in ordine all'approvazione del bilancio

Per completezza si ritiene opportuno richiamare l'attenzione sui recentissimi fatti correlati alla diffusione del Covid-19 (c.d. Coronavirus) e delle conseguenti misure governative finalizzate a limitare il contagio, che potrebbero avere effetti negativi, diretti o indiretti, nell'attività della società. Su tale aspetto si richiama l'attenzione, anche da parte dell'organo amministrativo, ai fini di un attento monitoraggio, nel proseguo, della situazione in termini di eventuale impatto economico-finanziario.

Considerando le risultanze dell'attività da noi svolta e preso atto della relazione di revisione rilasciata in data odierna dalla Società di Revisione "Pricewaterhouse-Coopers Spa." senza rilievi né richiami di informativa, il Collegio Sindacale propone all'assemblea di approvare il bilancio d'esercizio chiuso al 31 dicembre 2019, così come redatto dagli amministratori, ivi inclusa la proposta di destinazione del risultato dell'esercizio.

Firenze, lì 24 Aprile 2020

Il Collegio Sindacale

Rag. Alessandro Nacci (Presidente)

Dott,ssa Daniela Ermini (Sindaco effettivo)

Dott.ssa Monica Petrella (Sindaco effettivo)

RELAZIONE DELLA SOCIETÀ DI REVISIONE INDIPENDENTE

pwc

Relazione della società di revisione indipendente
ai sensi dell'articolo 14 del DLgs 27 gennaio 2010, n° 39

Toscana Energia SpA

Bilancio d'esercizio al 31 dicembre 2019

pwc

Relazione della società di revisione indipendente

ai sensi dell'articolo 14 del DLgs 27 gennaio 2010, n° 39

Agli azionisti della Toscana Energia SpA

Relazione sulla revisione contabile del bilancio d'esercizio

Giudizio

Abbiamo svolto la revisione contabile del bilancio d'esercizio della società Toscana Energia SpA (la Società), costituito dalla situazione patrimoniale e finanziaria al 31 dicembre 2019, dal conto economico, dal prospetto dell'utile complessivo, dal prospetto delle variazioni nelle voci di patrimonio netto, dal rendiconto finanziario per l'esercizio chiuso a tale data e dalle note al bilancio che includono anche la sintesi dei più significativi principi contabili applicati.

A nostro giudizio, il bilancio d'esercizio fornisce una rappresentazione veritiera e corretta della situazione patrimoniale e finanziaria della Società al 31 dicembre 2019, del risultato economico e dei flussi di cassa per l'esercizio chiuso a tale data in conformità agli International Financial Reporting Standards adottati dall'Unione Europea.

Elementi alla base del giudizio

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

Responsabilità degli amministratori e del collegio sindacale per il bilancio d'esercizio

Gli amministratori sono responsabili per la redazione del bilancio d'esercizio che fornisca una rappresentazione veritiera e corretta in conformità agli International Financial Reporting Standards adottati dall'Unione Europea e, nei termini previsti dalla legge, per quella parte del controllo interno dagli stessi ritenuta necessaria per consentire la redazione di un bilancio che non contenga errori

PricewaterhouseCoopers SpA

Sede legale e amministrativa: Milano 20149 Via Monte Rosa 91 Tel. 0277851 Fax 027785240 Cap. Soc. Euro 6.890.000,00 i.v., C .F. e P.IVA e Reg. Imp. Milano 12979880155 Iscritta al n° 119644 del Registro dei Revisori Legali - Altri Uffici: **Ancona** 60131 Via Sandro Totti 1 Tel. 0712132311 - **Bari** 70122 Via Abate Gimma 72 Tel. 0805640211 - **Bologna** 40126 Via Angelo Finelli 8 Tel. 0516186211 - **Brescia** 25123 Via Borgo Pietro Wuhrer 23 Tel. 0303697501 - **Catania** 95129 Corso Italia 302 Tel. 0957532311 - **Firenze** 50121 Viale Gramsci 15 Tel. 0552482811 - **Genova** 16121 Piazza Piccapietra 9 Tel. 01029041 - **Napoli** 80121 Via dei Mille 16 Tel. 08136181 - **Padova** 35138 Via Vicenza 4 Tel. 049873481 - **Palermo** 90141 Via Marchese Ugo 60 Tel. 091349737 - **Parma** 43121 Viale Tanara 20/A Tel. 0521275911 - **Pescara** 65127 Piazza Ettore Troilo 8 Tel. 0854545711 - **Roma** 00154 Largo Fochetti 29 Tel. 06570251 - **Torino** 10122 Corso Palestro 10 Tel. 011556771 - **Trento** 38122 Viale della Costituzione 33 Tel. 0461237004 - **Treviso** 31100 Viale Felissent 90 Tel. 0422696911 - **Trieste** 34125 Via Cesare Battisti 18 Tel. 0403480781 - **Udine** 33100 Via Poscolle 43 Tel. 043225789 - **Varese** 21100 Via Albuzzi 43 Tel. 0332285039 - **Verona** 37135 Via Francia 21/C Tel. 0458263001 - **Vicenza** 36100 Piazza Pontelandolfo 9 Tel. 0444393311

www.pwc.com/it

significativi dovuti a frodi o a comportamenti o eventi non intenzionali.

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

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

Responsabilità della società di revisione per la revisione contabile del bilancio d'esercizio

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

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

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

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

- abbiamo valutato la presentazione, la struttura e il contenuto del bilancio d'esercizio nel suo complesso, inclusa l'informativa, e se il bilancio d'esercizio rappresenti le operazioni e gli eventi sottostanti in modo da fornire una corretta rappresentazione.

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

Relazione su altre disposizioni di legge e regolamentari

Giudizio ai sensi dell'articolo 14, comma 2, lettera e), del DLgs 39/10

Gli amministratori della Toscana Energia SpA sono responsabili per la predisposizione della relazione sulla gestione della Toscana Energia SpA al 31 dicembre 2019, incluse la sua coerenza con il relativo bilancio d'esercizio e la sua conformità alle norme di legge.

Abbiamo svolto le procedure indicate nel principio di revisione (SA Italia) n° 720B al fine di esprimere un giudizio sulla coerenza della relazione sulla gestione con il bilancio d'esercizio della Toscana Energia SpA al 31 dicembre 2019 e sulla conformità della stessa alle norme di legge, nonché di rilasciare una dichiarazione su eventuali errori significativi.

A nostro giudizio, la relazione sulla gestione è coerente con il bilancio d'esercizio della Toscana Energia SpA al 31 dicembre 2019 ed è redatta in conformità alle norme di legge.

Con riferimento alla dichiarazione di cui all'articolo 14, comma 2, lettera e), del DLgs 39/10, rilasciata sulla base delle conoscenze e della comprensione dell'impresa e del relativo contesto acquisite nel corso dell'attività di revisione, non abbiamo nulla da riportare.

Firenze, 24 aprile 2020

PricewaterhouseCoopers SpA

Luigi Necci
(Revisore legale)

A cura di:
Toscana Energia

Impaginazione:
www.sinaptic.it

Maggio 2020

toscana energia

una Società Italgas

www.toscanaenergia.eu