

ALLEGATO "C" AL
N. 6884 DI REP.
E AL N. 3024 DI RACC.

Relazioni e Bilanci
al 31 dicembre 2019



Sommario



Introduzione

Cariche sociali	1
Avviso di convocazione di Assemblea ordinaria	2
Lettera agli Azionisti	3
Aziendario	5
Missione e Visione del Gruppo Iren	6
Il Gruppo Iren in cifre: Highlights esercizio 2019	8
L'assetto societario del Gruppo Iren	10
Informazioni sul titolo Iren nel 2019	14

Scenario di mercato	18
Fatti di rilievo dell'esercizio	25
Situazione economica, patrimoniale e finanziaria del Gruppo Iren	29
Analisi per settori di attività	36
Situazione economica, patrimoniale e finanziaria di Iren S.p.A.	46
Fatti di rilievo intervenuti dopo la chiusura dell'esercizio ed evoluzione prevedibile della gestione	51
Gestione finanziaria	53
Rischi e incertezze	55
Rapporti con parti correlate	60
Quadro normativo	61
Personale	87
Organizzazione e Sistemi Informativi	88
Qualità, Ambiente e Sicurezza	91
Ricerca e Sviluppo	92
Iren e la Sostenibilità	100
Altre informazioni	101
Informazioni sulla Corporate Governance di Iren	102
Proposte del Consiglio di Amministrazione all'Assemblea degli Azionisti	113



Bilancio consolidato e Note illustrative

Prospetto della Situazione Patrimoniale-Finanziaria	116
Prospetto di Conto Economico	118
Prospetto delle altre componenti di Conto Economico Complessivo	119
Prospetto delle variazioni delle voci di Patrimonio Netto	120
Rendiconto Finanziario	122
Note illustrative	123
I. Contenuto e forma del bilancio consolidato	124
II. Principi di consolidamento	126
III. Area di consolidamento	128
IV. Principi contabili e criteri di valutazione	131
V. Gestione dei rischi finanziari del Gruppo	146
VI. Informativa sui rapporti con parti correlate	152
VII. Altre informazioni	155
VIII. Informazioni sulla Situazione Patrimoniale-Finanziaria	156
IX. Informazioni sul Conto Economico	187
X. Garanzie e passività potenziali	197
XI. Informativa per settori di attività	199
XII. Allegati al Bilancio Consolidato	201
Attestazione del Bilancio Consolidato ai sensi dell'art. 81-ter del Regolamento Consob n. 11971 del 14 maggio 1999 e successive modifiche e integrazioni	214
Relazione della Società di Revisione sul Bilancio Consolidato	216



Bilancio separato e Note illustrative

Prospetto della Situazione Patrimoniale-Finanziaria	228
Prospetto di Conto Economico	230
Prospetto delle altre componenti di Conto Economico Complessivo	231
Prospetto delle variazioni delle voci di Patrimonio Netto	232
Rendiconto Finanziario	234
Note illustrative	235
I. Contenuto e forma del bilancio	235
II. Principi contabili e criteri di valutazione	236
III. Gestione dei rischi finanziari di Iren S.p.A.	249
IV. Informativa sui rapporti con parti correlate	253
V. Fatti di rilievo intervenuti dopo la chiusura dell'esercizio	255
VI. Altre informazioni	255
VII. Informazioni sulla Situazione Patrimoniale-Finanziaria	256
VIII. Informazioni sul Conto Economico	273
IX. Garanzie e passività potenziali	280
X. Allegati al Bilancio Separato	281
Attestazione del Bilancio d'Esercizio ai sensi dell'art. 81-ter del Regolamento Consob n. 11971 del 14 maggio 1999 e successive modifiche e integrazioni	296
Relazione della Società di Revisione sul Bilancio Separato	296
Relazione del Collegio Sindacale all'Assemblea degli Azionisti	302
Sintesi delle deliberazioni dell'Assemblea	306

CARICHE SOCIALI

Consiglio Amministrazione ⁽¹⁾

Presidente	Renato Boero ⁽²⁾
Vice Presidente	Moris Ferretti ⁽³⁾
Amministratore Delegato e Direttore Generale	Massimiliano Bianco ⁽⁴⁾
Consiglieri	Soria Maria Margherita Cantoni ⁽⁵⁾ Enrica Maria Ghia ⁽⁶⁾ Pietro Paolo Giampellegrini ⁽⁷⁾ Alessandro Giglio ⁽⁸⁾ Francesca Grasselli ⁽⁹⁾ Maurizio Irrera ⁽¹⁰⁾ Cristiano Lavaggi ⁽¹¹⁾ Ginevra Virginia Lombardi ⁽¹²⁾ Giacomo Malmesi ⁽¹³⁾ Gianluca Micconi Tiziana Merlino Licia Soncini ⁽¹⁴⁾

Collegio Sindacale ⁽¹⁵⁾

Presidente	Michele Rutigliano
Sindaci effettivi	Cristina Chiantia Simone Caprari
Sindaci supplenti	Donatella Busso Marco Rossi

Dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili e societari
Massimo Levrino

Società di Revisione

PricewaterhouseCoopers S.p.A. ⁽¹⁶⁾

⁽¹⁾ Nominato dall'Assemblea dei Soci del 22 maggio 2019 per il triennio 2019-2020-2021.

⁽²⁾ Nominato Presidente dall'Assemblea dei Soci del 22 maggio 2019.

⁽³⁾ Nominato Vice Presidente nel corso della seduta del Consiglio di Amministrazione del 22 maggio 2019.

⁽⁴⁾ Nominato Amministratore Delegato nel corso della seduta del Consiglio di Amministrazione del 22 maggio 2019. Nella seduta del Consiglio di Amministrazione del 2 luglio 2019, il dott. Bianco è stato altresì nominato Direttore Generale della Società.

⁽⁵⁾ Componente del Comitato Controllo, Rischi e Sostenibilità, nominata in data 22 maggio 2019.

⁽⁶⁾ Componente del Comitato Controllo, Rischi e Sostenibilità, nominata in data 22 maggio 2019.

⁽⁷⁾ Componente del Comitato per la Remunerazione e le Nomine, nominato in data 22 maggio 2019. L'avv. Giampellegrini è stato altresì nominato Presidente del Comitato per la Remunerazione e le Nomine nel corso della seduta del Consiglio di Amministrazione tenutasi in data 30 maggio 2019.

⁽⁸⁾ Componente del Comitato per le Operazioni con Parti Correlate, nominato in data 22 maggio 2019.

⁽⁹⁾ Componente del Comitato per le Operazioni con Parti Correlate dal 22 maggio al 30 maggio 2019 e componente del Comitato per la Remunerazione e le Nomine dal 30 maggio 2019.

⁽¹⁰⁾ Componente del Comitato per la Remunerazione e le Nomine, nominato in data 22 maggio 2019.

⁽¹¹⁾ Componente del Comitato per la Remunerazione e le Nomine dal 22 maggio al 30 maggio 2019 e componente del Comitato Controllo, Rischi e Sostenibilità dal 30 maggio 2019.

⁽¹²⁾ Componente del Comitato per le Operazioni con Parti Correlate, nominata in data 30 maggio 2019.

⁽¹³⁾ Componente del Comitato Controllo, Rischi e Sostenibilità, nominata in data 22 maggio 2019 e componente del Comitato per le Operazioni con Parti Correlate, nominata in data 30 maggio 2019. L'avv. Malmesi è stato altresì nominato Presidente del Comitato Controllo, Rischi e Sostenibilità nel corso della seduta del Consiglio di Amministrazione tenutasi in data 30 maggio 2019.

⁽¹⁴⁾ Componente del Comitato per le Operazioni con Parti Correlate, nominata in data 22 maggio 2019. La dott.ssa Merlino è stata altresì nominata Presidente del Comitato per le Operazioni con Parti Correlate nel corso della seduta straordinaria del Consiglio di Amministrazione tenutasi in data 28 maggio 2019.

⁽¹⁵⁾ Nominato dall'Assemblea dei Soci del 22 maggio 2019.

⁽¹⁶⁾ Nominato dall'Assemblea dei Soci del 22 maggio 2019.

AVVISO DI CONVOCAZIONE DI ASSEMBLEA ORDINARIA

I Signori Azionisti sono convocati in assemblea ordinaria in prima convocazione a Parma in strada S. Margherita 6/A presso la Sala Polivalente della sede Iren per il giorno 29 aprile 2020 alle ore 11,30 e, ove la prima convocazione andasse deserta, in seconda convocazione stesso luogo per il giorno 29 maggio 2020 alle ore 11,30 per discutere e deliberare sul seguente

Ordine del Giorno:

- 1) Bilancio di esercizio al 31 dicembre 2019; Relazione sulla gestione, Relazione del Collegio Sindacale e della Società di Revisione;
- 2) Proposta di destinazione dell'utile d'esercizio: deliberazioni inerenti e conseguenti;
- 3) Relazione sulla politica in materia di remunerazione predisposta ai sensi dell'art. 123-ter del TUF (così come modificato dal D.Lgs. 49/2019), sezione prima: deliberazioni inerenti e conseguenti;
- 4) Relazione sui compensi corrisposti ai sensi dell'art. 123-ter del TUF (così come modificato dal D.Lgs. 49/2019), sezione seconda: deliberazioni inerenti e conseguenti – deliberazione consultiva;
- 5) Proposta di rinnovo dell'autorizzazione all'acquisto e alla disposizione di azioni proprie di Iren S.p.A. ai sensi degli articoli 2357 e seguenti del codice civile, dell'articolo 132 del D.lgs. n. 58 del 24 febbraio 1998 e del Regolamento Consob adottato con delibera n. 11971 del 14 maggio 1999, previa revoca della precedente autorizzazione all'acquisto ed alla disposizione di azioni proprie di cui alla delibera dell'Assemblea degli Azionisti di Iren S.p.A. del 5 aprile 2019: deliberazioni inerenti e conseguenti.

Il Presidente del Consiglio di Amministrazione

Renato Basso



LETTERA AGLI AZIONISTI

Gentili Azionisti,

In un contesto attuale così complesso, i risultati che vi presentiamo nel Bilancio 2019 sono molto positivi e testimoniano sia la solidità economico finanziaria sia l'eccellenza gestionale ed industriale raggiunta in questi anni dal nostro Gruppo. Una solidità che ci consente di affrontare anche le situazioni emergenziali, come quella che stiamo vivendo in questo momento storico e che impone a ciascuno di noi la ricerca di nuovi orizzonti e di nuove strategie.

Nonostante le difficoltà, il nostro Gruppo continua a garantire ai territori nei quali opera servizi ancora più indispensabili per milioni di persone, modificando il modo di affrontare il quotidiano lavorativo e familiare. Il senso di responsabilità dimostrato da tutti i dipendenti è la miglior prova di cosa significhi essere un grande Gruppo: quello che siamo.

Nel 2019 Iren si è confermato come uno dei primi 25 gruppi industriali italiani, player di rilievo del settore, attore economico e sociale che incide significativamente nell'economia italiana e che in futuro potrà anche guardare oltre.

Il Gruppo conta a dicembre 2019 oltre 8.100 dipendenti, di cui circa 500 nuovi assunti a tempo indeterminato e oltre 840 provenienti dall'ampliamento del perimetro di consolidamento per operazioni di M&A.

La sostenibilità è per noi un pilastro strategico ed è per questo che puntiamo su alcuni elementi chiave come l'utilizzo efficiente delle risorse, la riduzione delle emissioni, l'adozione e la sensibilizzazione verso modelli economici di consumo più sostenibili.

Crediamo fortemente nel concetto di economia circolare con investimenti che vanno dall'estensione di sistemi evoluti di raccolta e trattamento dei rifiuti urbani, che hanno contribuito al raggiungimento di una percentuale di raccolta differenziata pari a 67,3% (rispetto ad una media nazionale del 58,1%), all'incremento della capacità di trattamento dei rifiuti in impianti del Gruppo, che consente il recupero e l'immissione nei mercati delle materie prime seconde.

Abbiamo finalizzato, anche nel corso del 2019, numerose operazioni di M&A che hanno contribuito allo sviluppo del Gruppo, in particolare nel settore ambientale, attraverso l'acquisizione delle società San Germano, CMT, FG Ferrania Ecologia, Territorio e Risorse e del ramo d'azienda Sanremoluce. Un processo che proseguirà anche nel 2020.

Con i nostri investimenti in costante crescita (3,3 miliardi di euro previsti nel Piano Industriale al 2024, di cui il 60% in progetti di sostenibilità) contribuamo alla competitività; con l'eccellenza nella raccolta differenziata riduciamo il consumo di risorse; con l'incremento del recupero di materia - attraverso impianti che trasformano il rifiuto in un nuovo prodotto finito - accentuiamo il focus sull'economia circolare; con gli interventi sulla rete idrica e sulla rete elettrica diamo un contributo a ridurre l'inefficienza infrastrutturale del Paese e soprattutto nei territori in cui operiamo.

Ogni anno generiamo un'ingente mole di investimenti, che nel 2019 sono stati di 524 milioni di euro, in crescita del 17% rispetto allo scorso anno, in un contesto di investimenti nazionali decrescenti, sia nel settore pubblico che in quello privato.

La transizione energetica in corso sta modificando significativamente il nostro business, tuttavia, essa ci vede pronti, non solo per una generazione elettrica sempre più distribuita e basata su fonti rinnovabili, ma anche dallo sviluppo di reti interconnesse e intelligenti: il 76% della nostra energia elettrica è prodotta da fonti rinnovabili o assimilate, come l'idroelettrico, la cogenerazione ed il fotovoltaico, rispetto ad una media nazionale del 39,8%.

Gruppo Iren

Lo sviluppo di molteplici progetti di innovazione connessi allo stoccaggio di energia elettrica e termica, alla riduzione di consumi ed emissioni, unitamente ad un mix produttivo basato su impianti ad alta efficienza, ci ha consentito di ridurre gli impatti ambientali delle nostre attività, evidenziando nel 2019 un incremento dell'energia risparmiata dell'8%.

Contribuiamo al miglioramento della qualità dell'aria nelle città nelle quali operiamo grazie ad un sistema articolato di iniziative, dall'estensione del teleriscaldamento - settore in cui siamo leader a livello nazionale - al risparmio energetico attraverso la riqualificazione degli edifici e il relamping, sino agli investimenti per la mobilità elettrica, l'elettrificazione della flotta aziendale (oltre 480 mezzi) e lo sviluppo dell'infrastruttura abilitante di ricarica.

Iren è un'azienda sempre più dedita all'innovazione e alla tecnologia, ma soprattutto allo sviluppo sostenibile; infatti, la sostenibilità non può affermarsi senza una continua innovazione e l'innovazione dev'essere orientata alla sostenibilità.

Realizziamo tale prospettiva attraverso il digitale e l'internet delle cose, con una forte attenzione alle sfide ambientali sempre più vincolanti, pronti a cogliere le opportunità di un mercato in evoluzione, confermando la centralità dei nostri clienti, la cui crescita anno dopo anno è la migliore conferma della validità del nostro modello di erogazione di servizi ai cittadini.

I risultati ottenuti nel 2019 confermano il percorso di crescita degli ultimi cinque anni. Il Gruppo chiude il 2019 con ricavi pari a 4.275 milioni di euro, in crescita del 5,8% rispetto all'anno precedente, grazie soprattutto alle operazioni di ampliamento del perimetro di consolidamento. Il Margine Operativo Lordo è pari a 917 milioni di euro e l'Utile Netto di Gruppo è pari a 237 milioni di euro. L'Indebitamento Finanziario Netto a fine 2019 si attesta a 2.706 milioni di euro.

Iren festeggia quest'anno i suoi primi 10 anni di vita, ma come sapete ha oltre un secolo di storia alle spalle, quella delle aziende che l'hanno costituita e che, a partire dagli inizi del '900, hanno accompagnato passo dopo passo lo sviluppo dei servizi pubblici in Italia, guidate innanzitutto dall'obiettivo di migliorare la qualità della vita delle persone, rendere più competitive le imprese, promuovere il progresso dei territori, fondere sviluppo e sostenibilità in un valore unico.

La gestione efficiente dell'azienda in termini dimensionali e di indicatori economico-finanziari, lo sviluppo di competenze e di qualità nei servizi erogati, la massima attenzione alla sostenibilità ambientale e alla cura delle risorse interne e dei clienti, sono i fattori chiave che hanno permesso di raggiungere i risultati che presentiamo alla Vostra approvazione. Pertanto, la proposta all'Assemblea dei soci è di un dividendo pari a 9,25 ¢ per azione, in crescita del 10,1% rispetto al 2018, valore che pone Iren tra i titoli del settore con la migliore politica di remunerazione.

Ringrazio, anche a nome del Consiglio di Amministrazione, tutti i dipendenti per la competenza e l'impegno che quotidianamente mettono nel proprio lavoro, da cui derivano i risultati che abbiamo conseguito. Grazie, oggi più che mai, per la dedizione e la responsabilità con cui, anche in questo difficile scenario, stanno continuando a garantire l'erogazione dei servizi essenziali, con l'efficienza di sempre e con modalità innovative rispetto al passato. Ringrazio, infine, tutti i componenti del Consiglio di Amministrazione e del Collegio Sindacale per il determinante contributo alla crescita della Società.

Il Presidente del Consiglio di Amministrazione

Renato Boero

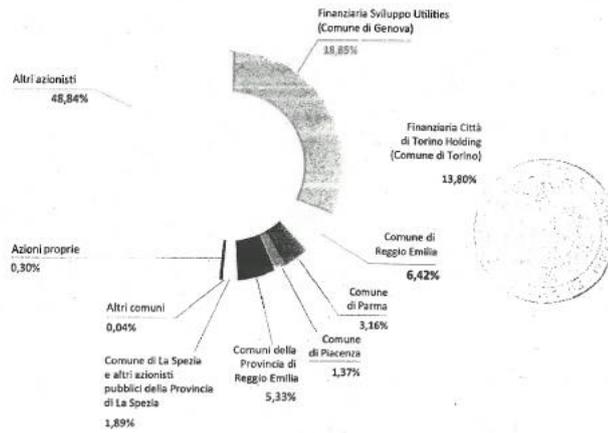


AZIONARIATO

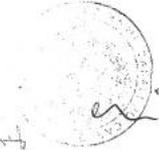
Il Capitale Sociale della Società si attesta a 1.300.931.377 euro interamente versati, ed è costituito da azioni ordinarie del valore nominale di 1 euro ciascuna.

Si segnala che, conformemente al programma di acquisto deliberato dall'Assemblea degli Azionisti del 5 aprile 2019, a partire dal 14 maggio Iren S.p.A. ha acquistato 3.950.587 azioni proprie, pari allo 0,30% del Capitale Sociale. Per maggiori informazioni in merito si rinvia a quanto riportato nel capitolo "Fatti di rilievo del periodo".

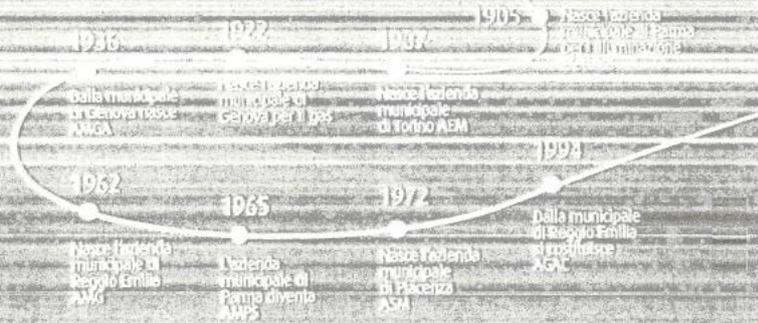
Al 31 dicembre 2019, sulla base delle informazioni disponibili alla società, l'azionariato Iren è di seguito rappresentato.



Alla stessa data non sono presenti soci privati detentori di una quota superiore al 3% del capitale sociale.


Gruppo Iren S

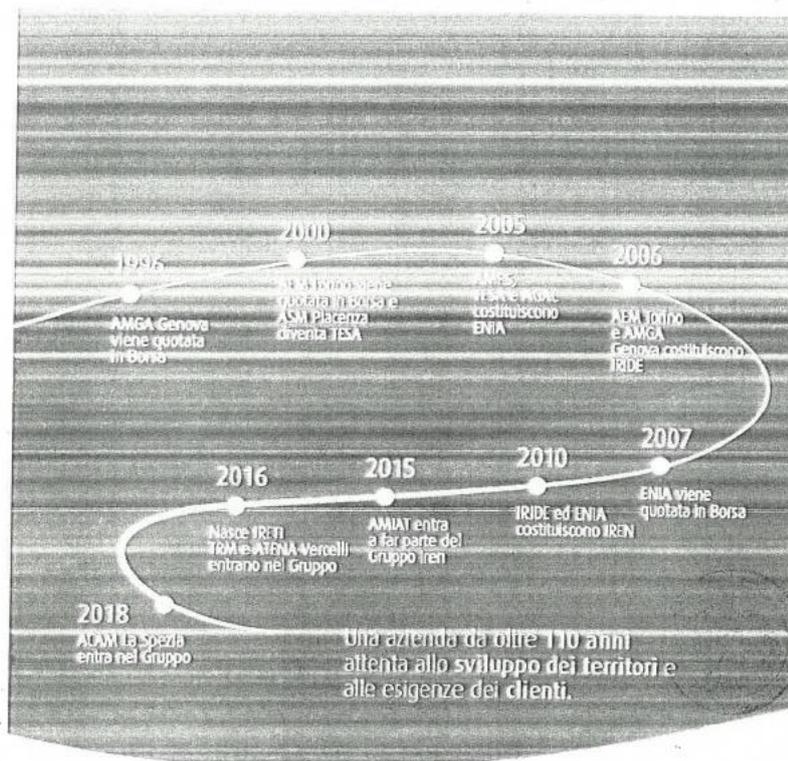
Un secolo di storia



Missione

Offrire ai nostri clienti e ai nostri territori la migliore gestione integrata delle risorse energetiche, idriche e ambientali, con soluzioni innovative e sostenibili, per generare valore nel tempo.

Per tutti, ogni giorno.



Visione

Migliorare la qualità della vita delle persone. Rendere più competitive le imprese. Guardare alla crescita dei territori con gli occhi del cambiamento. Fondere sviluppo e sostenibilità in un valore unico. Siamo la multiutility che, attraverso scelte innovative vuole realizzare questo futuro.

Per tutti, ogni giorno.

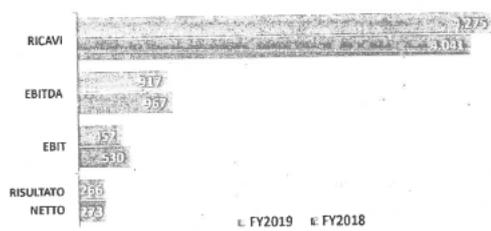


IL GRUPPO IREN IN CIFRE: HIGHLIGHTS ESERCIZIO 2019

Dati economici

milioni di euro

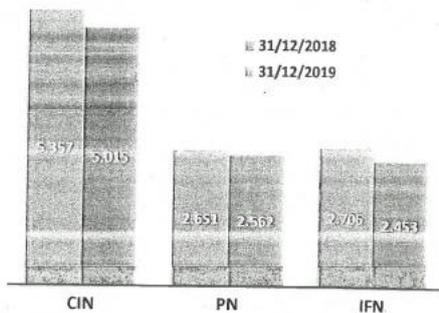
	Esercizio 2019	Esercizio 2018	Variaz. %
Ricavi	4.275	4.041	5,8
EBITDA	917	967	(5,2)
EBIT	452	530	(14,7)
Risultato netto	266	273	(2,6)
EBITDA Margin (EBITDA/Ricavi)	21,5%	23,9%	



Dati patrimoniali

milioni di euro

	31.12.2019	31.12.2018	Variaz. %
Capitale Investito Netto (CIN)	5.357	5.015	6,8
Patrimonio Netto del Gruppo e di terzi (PN)	2.651	2.562	3,5
Indebitamento Finanziario Netto (IFN)	2.706	2.453	10,3
Debt/Equity (Indebitamento Finanziario Netto / Patrimonio Netto)	1,02	0,96	



Dati tecnici e commerciali

	Esercizio 2019	Esercizio 2018	Variaz. %
Energia elettrica prodotta (GWh)	10.381	9.002	15,3
Energia termica prodotta (GWh)	2.994	2.932	2,1
Energia elettrica distribuita (GWh)	3.819	3.836	(0,4)
Gas immesso in rete (mln m ³)	1.289	1.303	(1,1)
Acqua distribuita (mln m ³)	181	187	(3,2)
Energia elettrica venduta (GWh)	18.382	15.717	17,0
Gas venduto (mln m ³)*	2.825	2.636	7,2
Volumetria teleriscaldata (mln m ³)	95,0	94,0	1,1
Rifiuti gestiti (ton)	2.835.309	2.268.791	25,0

* di cui per usi interni 1.764 mln m³ nell'esercizio 2019 (1.477 mln m³ nell'esercizio 2018, +19,5%)

Gruppo Iren S.p.A.

L'ASSETTO SOCIETARIO DEL GRUPPO IREN

Il Gruppo è strutturato secondo un modello che prevede una holding industriale, con sede legale a Reggio Emilia, e quattro società responsabili delle singole linee di business nelle principali sedi operative di Genova, Parma, Piacenza, Reggio Emilia, Torino, Vercelli e La Spezia.

Alla Holding fanno capo le attività strategiche, di sviluppo, coordinamento e controllo, mentre alle quattro Business Unit (BU), è stato affidato il coordinamento e l'indirizzo delle società operanti nei rispettivi settori:

- Reti, che opera nell'ambito del ciclo idrico integrato e nei settori della distribuzione gas e della distribuzione di energia elettrica;
- Ambiente, che svolge le attività di raccolta, trattamento e smaltimento dei rifiuti;
- Energia, operante nei settori della produzione di energia elettrica, del teleriscaldamento e dell'efficienza energetica;
- Mercato, attiva nella vendita di energia elettrica, gas, calore e servizi alla clientela.

BU RETI

La società capofila IRETI e le controllate della business unit si occupano del ciclo idrico integrato, della distribuzione di energia elettrica, della distribuzione di gas naturale e di altre attività minori.

Servizi Idrici Integrati

IRETI, direttamente e tramite le società operative controllate Iren Acqua, Iren Acqua Tigullio, ASM Vercelli e ACAM Acque, come sopramenzionato opera nell'ambito dell'approvvigionamento idrico, fognatura e depurazione delle acque reflue nelle province di Genova, Savona, Piacenza, Parma, Reggio Emilia, Vercelli, La Spezia e in alcuni altri comuni siti in Piemonte e Lombardia.

Complessivamente negli Ambiti Territoriali Ottimali (ATO) gestiti il servizio è svolto in 242 comuni attraverso una rete di distribuzione di 19.870 chilometri, per quasi 2,8 milioni di abitanti serviti. Per quanto riguarda le acque reflue la BU Reti gestisce una rete fognaria di complessivi 11.107 chilometri.

Distribuzione Gas

IRETI distribuisce il gas metano in 69 comuni delle province di Reggio Emilia, Parma e Piacenza, nel comune di Genova e in altri 20 comuni limitrofi. Tramite ASM Vercelli distribuisce il gas nella città di Vercelli, in 8 comuni della stessa provincia e in altri 3 comuni siti in Piemonte e Lombardia. La rete di distribuzione, composta da 8.099 chilometri di rete in alta, media e bassa pressione, serve un bacino di oltre 743 mila punti di riconsegna.

A gennaio 2019 IRETI e il Comune di Busseto (provincia di Parma) hanno stipulato un contratto relativo al trasferimento della totalità delle quote di Busseto Servizi S.r.l., società gestore del servizio di distribuzione

del gas metano nello stesso Comune, con oltre 3 mila punti di riconsegna presenti su un totale di 89 chilometri di rete.

Distribuzione di energia elettrica

Con 7.742 chilometri di rete in media e bassa tensione IRETI svolge il servizio di distribuzione dell'energia elettrica nelle città di Torino, Parma e, tramite ASM Vercelli, nella città di Vercelli, per un totale di oltre 721 mila utenze allacciate.

BU AMBIENTE

La Business Unit Ambiente svolge le attività di raccolta, trattamento e smaltimento di rifiuti principalmente attraverso società dislocate territorialmente: IREN Ambiente, operativa in area Emilia, AMIAT, TRM, ASM Vercelli, San Germano, CMT e Territorio e Risorse, operative in area Piemonte, ACAM Ambiente, ReCos e Ferrania Ecologia operanti in area Liguria.

La BU Ambiente svolge tutte le attività della filiera di gestione dei rifiuti urbani (raccolta, selezione, recupero e smaltimento), con particolare attenzione allo sviluppo sostenibile e alla salvaguardia ambientale confermata da crescenti livelli di raccolta differenziata; gestisce inoltre un importante portafoglio clienti a cui fornisce tutti i servizi per lo smaltimento di rifiuti speciali.

Attraverso tali attività, la BU Ambiente ha servito nel 2019 complessivamente 297 comuni per un totale di oltre 3,0 milioni di abitanti presenti nei bacini di operatività; la dotazione impiantistica del ciclo integrato dei rifiuti è costituita principalmente da 3 termovalorizzatori (TRM, di proprietà dell'omonima società, a Torino, il Polo Ambientale Integrato -PAI-, a Parma, e Tecnoborgo, a Piacenza, questi ultimi di proprietà della capofila Iren Ambiente), 2 discariche attive, 197 stazioni tecnologiche attrezzate e 36 impianti di trattamento, selezione, stoccaggio e compostaggio.

Tali valori tengono conto della dotazione impiantistica apportata dalle variazioni di perimetro intervenute nel corso del 2019 con l'ingresso nel gruppo di nuove società.

A partire da gennaio 2019 sono entrate infatti a far parte della BU Ambiente anche le società San Germano e la sua controllata CMT. San Germano ha sede a Pianezza (Torino) e si occupa di raccolta e trasporto rifiuti in 145 comuni per circa un milione di abitanti serviti nelle regioni Piemonte, Sardegna, Lombardia e Emilia Romagna, attraverso 20 siti operativi. CMT si occupa invece di trattamento di rifiuti da raccolta differenziata e riciclaggio di carta, cartone e plastica, e dispone di 6 siti in Piemonte e Sardegna, fra i quali Pianezza e La Loggia, per una capacità autorizzata di 100 Kton/anno.

In data 2 luglio 2019 si è conclusa l'operazione di acquisizione da parte di Iren Ambiente della società Ferrania Ecologia e del ramo d'azienda relativo al settore rifiuti di FG Riciclaggi, conferito all'interno della stessa. Tale operazione ha consentito l'ulteriore estensione della dotazione impiantistica della business unit: Ferrania Ecologia gestisce infatti il biodigestore di Cairo Montenotte, con una capacità di 45 Kton/anno (30 Kton di FORSU e 15 di frazione "verde") destinata ad incrementarsi in virtù di autorizzazioni già ottenute. Il ramo d'azienda conferito da FG Riciclaggi comprende invece 3 impianti ubicati a Cairo Montenotte, Savona e Albenga e destinati all'attività di valorizzazione dei rifiuti da raccolta differenziata relativa, in particolare, a plastica e ingombranti oltre che FORSU.

Infine in data 9 ottobre il Gruppo, attraverso la controllata IREN Ambiente, ha perfezionato l'acquisto del 100% del capitale sociale di Territorio e Risorse S.r.l., società che ha realizzato e gestisce un impianto di compostaggio nel Comune di Santhià, in provincia di Vercelli.

L'impianto esistente è attualmente autorizzato per il trattamento di rifiuti fino a 36 Kton/anno, di cui 26 Kton di frazione organica proveniente da raccolta differenziata domestica (FORSU) e 10 Kton/anno di rifiuti vegetali.

BU ENERGIA

Produzione di energia elettrica e termica

La BU Energia dispone complessivamente di 2.852 MW di potenza installata in assetto elettrico e circa 2.300 MW termici. In particolare, ha la disponibilità diretta di 28 impianti di produzione di energia elettrica: 20

idroelettrici (di cui 3 mini-hydro), 6 termoelettrici in cogenerazione e 1 termoelettrico convenzionale, cui si aggiunge 1 impianto cogenerativo gestito in virtù di un contratto di affitto di ramo d'azienda. La business unit dispone inoltre di 194 impianti di produzione fotovoltaica con una potenza installata pari a 20 MW. Le fonti di energia primaria utilizzate sono eco-compatibili in quanto prevalentemente idroelettriche e cogenerative. In particolare, il sistema idroelettrico di produzione svolge un ruolo importante in tema di salvaguardia ambientale, in quanto utilizza una risorsa rinnovabile e pulita, senza emissione di sostanze inquinanti e consente di ridurre il ricorso ad altre forme di produzione a più elevato impatto ambientale. Dal lato termoelettrico, oltre il 34% della potenza termica a servizio del teleriscaldamento complessiva proviene dagli impianti di cogenerazione di proprietà e produce 80% del calore destinato al teleriscaldamento, mentre la parte restante è relativa a generatori di calore convenzionali per una potenza termica dedicata del 58% e una produzione di calore per il teleriscaldamento del 16%. La parte residuale è prodotta da impianti del gruppo non appartenenti alla BU energia. Iren Energia presidia inoltre le attività di programmazione e dispacciamento delle produzioni di energia elettrica e termica del Gruppo, oltre all'operatività sulla borsa elettrica.

Teleriscaldamento

Iren Energia dispone della rete di teleriscaldamento più estesa a livello nazionale con oltre 1.041 chilometri di rete a doppia tubazione. L'estensione della rete di doppia tubazione ammonta a 679 chilometri nel territorio torinese di cui 76 chilometri di rete situati nel bacino gestito grazie all'affitto annuale del ramo d'azienda di SEI Energia, operativa nei comuni di Grugliasco, Rivoli e Collegno (Città Metropolitana di Torino), 10 nel Comune di Genova, 220 nel Comune di Reggio Emilia, 103 nel Comune di Parma e 29 nel Comune di Piacenza. Il totale della volumetria riscaldata ammonta, nel bacino storicamente servito dalla società, a 89,8 milioni di metri cubi. A tale volumetria si aggiungono i 5,2 milioni di metri cubi di volumetrie riscaldate nel bacino del ramo d'azienda, attestando il totale a 95,0 milioni di metri cubi.

Servizi di efficienza energetica

Iren Energia, attraverso la propria controllata Iren Smart Solutions (già Iren Rinnovabili), opera nel settore dell'efficienza energetica, svolgendo attività di progettazione, realizzazione e gestione di interventi di riduzione di consumi di energia, risparmio e ed efficienza; si occupa della fornitura di servizi energetici e global services destinati a edifici di abitazione, a strutture private e pubbliche nonché a complessi industriali e commerciali garantendo la manutenzione e conduzione degli impianti termici, di condizionamento, idraulici, sanitari, frigoriferi, elettrici e a pannelli solari oltre che la loro progettazione e installazione. Smart Solutions si occupa inoltre dello sviluppo e della gestione dei servizi di illuminazione pubblica e semaforica ed affini.

BU MERCATO

Il Gruppo, tramite Iren Mercato, Atena Trading, Salerno Energia Vendite e da ottobre 2018 Spezia Energy Trading, opera nella commercializzazione dell'energia elettrica, del gas e del calore tramite rete di teleriscaldamento, nella fornitura di combustibili per il Gruppo e nei servizi di gestione clienti delle società partecipate dal Gruppo.

Iren Mercato è presente, nell'ambito del mercato libero, su tutto il territorio nazionale, con una maggiore concentrazione di clientela servita nella zona centro-nord dell'Italia e presidia la commercializzazione dell'energia proveniente dalle diverse fonti del Gruppo sul mercato rappresentato dai clienti finali e da altri operatori grossisti. Le principali fonti di energia del Gruppo disponibili per le proprie attività sono rappresentate dalle centrali termoelettriche e idroelettriche di Iren Energia. Iren Mercato agisce altresì come esercente il servizio di "maggiore tutela" per la clientela retail del mercato elettrico relativamente alla provincia di Torino ed al territorio di Parma; storicamente è attiva nella vendita diretta del gas metano nei territori di Genova, Torino e in area emiliana. Infine, gestisce la vendita del calore ai clienti teleriscaldati del comune di Torino e nei capoluoghi di Reggio Emilia, Parma, Piacenza e Genova e lo sviluppo commerciale sulle aree di nuovo insediamento del teleriscaldamento.

Fra le proposte commerciali in essere, si segnalano la linea di business "New downstream", destinata alla commercializzazione alla clientela retail di prodotti innovativi nell'area della domotica, del risparmio energetico e della manutenzione di impianti domestici, e "IrenGO a zero emissioni", l'innovativa offerta per la mobilità elettrica rivolta a clienti privati, aziende ed enti pubblici con l'obiettivo di ridurre l'impatto ambientale degli spostamenti. In merito, il Gruppo ha inoltre sperimentato le potenzialità e i benefici dell'e-

mobility attraverso l'avvio, al proprio interno, di una serie di iniziative, quali l'installazione di infrastrutture di ricarica e la progressiva introduzione di veicoli elettrici. Tutte le iniziative interne ed esterne di mobilità elettrica IrenGO beneficiano di fornitura energetica 100% green proveniente dagli impianti idroelettrici del Gruppo.

Commercializzazione Gas Naturale

I clienti gas retail gestiti dalla Business Unit Mercato sono oltre 900 mila e comprendono principalmente i clienti dei bacini storici genovese, torinese ed emiliano e delle aree di sviluppo limitrofe e i clienti dei bacini di Vercelli e dell'area campana (rispettivamente tramite ATENA Trading e Salerno Energia Vendite). In particolare, Salerno Energia Vendite è presente in quasi tutte le province campane oltre che in alcuni comuni delle regioni Basilicata, Calabria, Toscana e Lazio. Il bacino si è ulteriormente ampliato con Spezia Energy Trading, che opera prevalentemente in area La Spezia.

Commercializzazione energia elettrica

I clienti retail di energia elettrica gestiti sono oltre 900 mila, distribuiti principalmente sul bacino tradizionalmente servito, corrispondente a Torino e Parma, e sulle altre aree presidiate commercialmente da Iren Mercato e da ATENA Trading e, dal quarto trimestre 2018, anche da Spezia Energy Trading.

Vendita calore tramite rete di teleriscaldamento

Iren Mercato gestisce la vendita del calore, acquistato da Iren Energia, ai clienti teleriscaldati dei comuni di Torino, Nichelino, Beinasco (area torinese), Genova, Reggio Emilia, Piacenza e Parma.



INFORMAZIONI SUL TITOLO IREN NEL 2019

Andamento del titolo IREN in Borsa

Nel corso del 2019, il FTSE Italia All-Share (il principale indice di Borsa Italiana) ha riportato un incremento pari al 27,2% sostenuto dall'attenuarsi delle tensioni commerciali tra Cina e USA e dalle politiche monetarie espansive. Lo spread BTP – Bund ha registrato una riduzione nel corso del 2019, segnale di una minor rischiosità dell'Italia.

In tale contesto, ed in uno scenario in cui i bond offrono rendimenti prossimi allo zero, i titoli delle multiutility che presentano una quota maggiore di attività regolate sono stati particolarmente apprezzati dal mercato grazie alla stabilità dei loro flussi di cassa, che li rende più appetibili per gli investitori orientati ad un rendimento costante.

Il titolo Iren, nonostante l'esposizione verso i mercati energetici ha registrato una performance migliore dell'indice FTSE Italia All-Share, registrando il 12 dicembre il suo prezzo massimo storico dalla fusione tra le società IRIDE ed Eni.

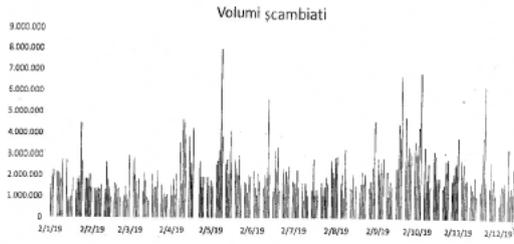
Andamento titolo Iren nei confronti dei competitors



Il prezzo del titolo IREN al 30 dicembre 2019, ultimo giorno di contrattazioni dell'anno, si è attestato a 2,762 euro per azione, in crescita del 31,8% rispetto al prezzo di inizio anno, con volumi medi giornalieri scambiati durante il periodo pari a circa 2,124 milioni di pezzi.

Il prezzo medio nel corso del 2019 è stato di 2,396 euro per azione. Il massimo del periodo è stato registrato il 12 dicembre 2019, pari a 2,834 euro per azione; il minimo di periodo, 2,054 euro per azione, è stato invece rilevato il 9 maggio.

Nei due grafici sotto riportati si evidenzia l'andamento del prezzo e dei volumi scambiati del titolo Iren nell'arco del 2019.



Il coverage del titolo

Nel corso del periodo il Gruppo IREN è stato seguito da otto broker: Banca IMI, Banca Akros, Equita, Fidentis, Intermonte, KeplerCheuvreux, Main First e Mediobanca.



Relazione sulla gestione
al 31 dicembre 2019



[Handwritten signature]

SCENARIO DI MERCATO

LO SCENARIO MACROECONOMICO

La contrazione degli scambi internazionali e il generale clima d'incertezza legato ai rapporti commerciali tra USA e Cina hanno pesato sulla crescita delle maggiori economie mondiali, con riflessi negativi anche sull'Italia. Il Fondo Monetario Internazionale (FMI) stima che la crescita globale nel 2019 sia stata pari al 2,9%, in netta riduzione rispetto al 2018 (+3,6%). In merito, la riduzione degli scambi commerciali, nel 2019 cresciuti dell'1%, a un tasso significativamente inferiore di quello registrato nel 2018 (+3,7%), ha gravato in modo significativo.

L'area Euro ha risentito inoltre dell'incertezza legata alle modalità e alle regole della Brexit, su cui si è cominciato a fare chiarezza soltanto a poche settimane dall'uscita ufficiale del Regno Unito dall'Unione Europea, avvenuta il 31 gennaio 2020. La stima della crescita dell'economia dell'area Euro per il 2019 si attesta al +1,2 dal +1,9% del 2018.

L'Italia, fortemente dipendente dall'andamento dell'export, ha risentito in modo significativo del rallentamento della crescita mondiale e, nello specifico, di quella della Germania, suo principale partner commerciale.

Nel 2019 il tasso di crescita dell'economia italiana (già in rallentamento nel 2018) si è ulteriormente ridotto, attestandosi, secondo le stime del FMI, allo 0,2%. La modesta crescita del PIL è stata supportata in particolare nei mesi estivi dai consumi interni, grazie al buon andamento del mercato del lavoro, del potere d'acquisto delle famiglie e, in parte, dall'introduzione del meccanismo del reddito di cittadinanza, nonostante la contrazione in tale periodo degli investimenti (in particolare in beni strumentali) e delle esportazioni (in particolare dei servizi).

La spesa delle famiglie
L'aumento del reddito disponibile ha portato ad un incremento congiunturale della spesa delle famiglie nel terzo trimestre 2019 dello 0,4%, confermando la ripresa della crescita dei consumi registrata nel trimestre precedente. La spesa delle famiglie è stata inoltre sostenuta dall'incremento del potere d'acquisto e dall'andamento del mercato del lavoro. Nei mesi estivi del 2019, il tasso d'occupazione è aumentato (al 59,2%), mentre il tasso di disoccupazione si è attestato al livello del 9,8%. Secondo le rilevazioni ISTAT, nel quarto trimestre non si sarebbero registrate variazioni significative.

Gli investimenti
Nell'arco dei primi nove mesi, le incertezze di natura geopolitica e le tensioni commerciali tra USA e Cina hanno impattato sugli ordinativi dall'Italia e dall'estero (diminuiti in luglio e in leggera ripresa nei mesi successivi) e sugli investimenti delle imprese, nonostante la crescita della prima parte dell'anno. In particolare, gli investimenti in macchinari e beni strumentali si sono ridotti dello 0,5% rispetto al trimestre precedente. Gli investimenti nel settore delle costruzioni si sono invece leggermente ripresi nel terzo trimestre (+0,2%) dopo la riduzione del secondo quarto, senza tuttavia riuscire a portare il risultato complessivo degli investimenti nei mesi estivi in crescita. Gli investimenti fissi lordi nel loro complesso sono infatti ridotti dello 0,2% nel terzo trimestre su base congiunturale.

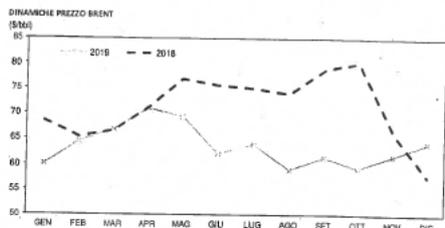
Le esportazioni
Come accennato, la dinamica di contrazione del commercio internazionale nel corso del 2019 ha penalizzato anche le esportazioni italiane. Ciò nonostante, il surplus commerciale per il periodo gennaio-novembre è positivo e superiore a quello dello stesso periodo nel 2018. In particolare, per le esportazioni di beni si è registrata una lieve crescita delle vendite verso paesi extra-UE, in ragione di un lieve miglioramento di competitività dovuto alla riduzione di valore della moneta unica europea.

IL MERCATO PETROLIFERO

I primi mesi del 2019 hanno visto la prosecuzione del recupero dei prezzi iniziato a fine 2018, supportato da previsioni di crescita della domanda, dalla solidità dell'accordo OPEC Plus sui limiti alla produzione e da aspettative di riduzione dell'offerta da Iran, Venezuela e Libia. Nel primo trimestre 2019, l'OPEC ha ridotto l'estrazione di circa 1,6 milioni di milioni di barili al giorno su base congiunturale e ad aprile i prezzi sono arrivati ad attestarsi su una media di 71,6 \$/bbl.

L'accennata incertezza commerciale si è inserita in questo contesto e ha dato avvio al movimento discendente che ha portato alla formazione di un minimo a 59,5 \$/bbl ad agosto.

Tuttavia, domanda e offerta mondiali si sono mantenute in equilibrio (sia la domanda che l'offerta mondiali nel 2019 si sono attestate a 100,8 mbg medi). Nel complesso, il 2019 si è chiuso con un prezzo spot medio del petrolio Brent pari a 64,2 \$/bbl, in ribasso del 10,3% rispetto al 2018, che si era consuntivato ad una media annuale di 71,5 \$/bbl. Il prezzo del Brent in euro nel 2019 si è attestato a 57,3 €/bbl valutato ad un cambio euro/dollaro medio nel 2019 di 1,12, in ribasso del 5,3% rispetto al 2018.



IL MERCATO DELL'ENERGIA ELETTRICA

Domanda e offerta

Nel 2019 la produzione di energia elettrica in Italia è stata pari a 283,8 TWh, in aumento dell'1,4% rispetto al 2018. La richiesta di energia elettrica, pari a 317,5 TWh, è stata soddisfatta dalla produzione nazionale per l'88,7%, mentre per il restante 11,3% da quella importata dall'estero.

La produzione termoelettrica nazionale, attestandosi su un volume di 186,8 TWh, ha rappresentato il 65,8% di quella netta nazionale, mostrando un aumento del 1,3% rispetto ai valori del 2018; la produzione da fonte idroelettrica è stata pari a 46,9 TWh (-5,9% rispetto al 2018) rappresentando il 16,5% di quella nazionale, mentre da fonte geotermica, eolica e fotovoltaica sono stati prodotti 50,1 TWh (+9,8% rispetto al 2018), il 17,6% dell'offerta nazionale.

Nel 2019 i consumi sono diminuiti rispetto a quelli dell'anno precedente (-1,2%) in tutte le zone. In particolare, il Centro ha riportato il maggior calo di domanda pari a 2,3%, a seguire il Sud (-1,5%) e il Nord e le Isole entrambi in riduzione dello 0,6%.

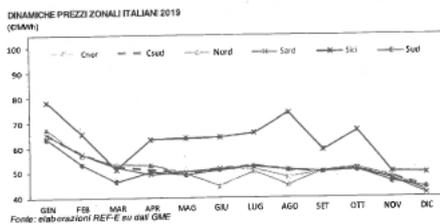
**Domanda e offerta di energia elettrica cumulata
(GWh e variazioni tendenziali)**

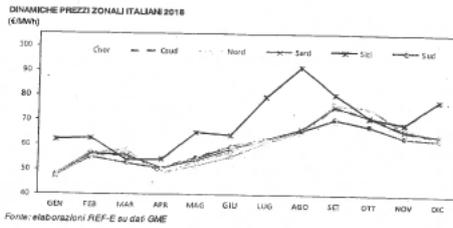
	fino a		Var. %
	31/12/2019	31/12/2018	
Domanda	317.456	321.459	-1,2%
<i>Nord</i>	151.449	152.419	-0,6%
<i>Centro</i>	92.726	94.882	-2,3%
<i>Sud</i>	45.010	45.716	-1,5%
<i>Isole</i>	28.277	28.442	-0,6%
Produzione netta	283.846	279.845	1,4%
<i>Idroelettrica</i>	46.959	49.928	-5,9%
<i>Termoelettrica</i>	186.811	184.338	1,3%
<i>Geotermoelettrica</i>	5.687	5.756	-1,2%
<i>Eolico e fotovoltaico</i>	44.389	39.823	11,5%
Consumo Pompaggi	-2.362	-2.313	2,1%
Saldo estero	35.972	43.927	-18,1%

Fonte: Terna

Prezzi Mercato del Giorno Prima (MGP)

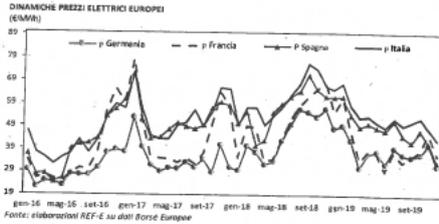
Nel 2019 il prezzo dell'energia elettrica si è attestato a 52,3 €/MWh, in diminuzione rispetto al 2018 (-15%), mostrando un decorso simile per tutte le zone, sebbene in Sicilia il prezzo sia stato decisamente più elevato delle altre. La maggiore diminuzione percentuale, pari a -16%, si è verificata nella zona Nord mentre il Centro Nord, il Centro Sud e il Sud hanno registrato una diminuzione del -14%, la Sardegna del -15% e la Sicilia del -10%. Tale diminuzione del PUN ha caratterizzato i mesi da maggio a dicembre, mese in cui si è registrata la maggiore contrazione, con una variazione di circa il -33% rispetto ai prezzi 2018. In linea con il 2018 a livello di andamento, i prezzi zonali risultano allineati, tra di loro e rispetto all'andamento complessivo, ad eccezione della Sicilia che ha registrato per quasi tutto l'anno un prezzo decisamente maggiore delle altre zone di mercato, mostrando una distanza con il PUN maggiore rispetto all'esercizio precedente (8,17 €/MWh).





Andamenti delle principali borse europee

Il prezzo medio delle borse elettriche europee, calcolato prendendo in considerazione la media aritmetica dei risultati di mercato in Germania, Francia e Spagna, nel 2019 è stato pari a 41,63 €/MWh, in riduzione del -17,8% rispetto al 2018. Il differenziale con il PUN è rimasto stabile a 10,7 €/MWh, valore registrato anche nell'anno precedente.



Future del PUN BaseLoad su EEX

La tabella seguente confronta i prezzi medi dei futures dei prodotti disponibili riferiti al Prezzo Unico Nazionale per l'ultimo trimestre del 2019. Le quotazioni dei prodotti con consegna dicembre e gennaio hanno uniformemente subito un deprezzamento nel corso dell'ultimo trimestre; il Q1 20, Q2 20 e Q3 20 hanno registrato ribassi rispetto al trimestre precedente rispettivamente di -7,70, -6 e -4,2 €/MWh. Il Cal 20 ha seguito lo stesso andamento, portandosi dai 59,2 €/MWh di ottobre ai 54,3 €/MWh di dicembre.

ott-19 Futures		nov-19 Futures		dic-19 Futures	
mensili	€/MWh	mensili	€/MWh	mensili	€/MWh
nov-19	54,4	dic-19	47,7	gen-20	46,7
dic-19	57,2	gen-20	52,6	feb-20	54,1
gen-20	59,8	feb-20	58,4	mar-20	55,9
trimestrali		trimestrali		trimestrali	
Q1 20	61,5	Q1 20	57,8	Q1 20	53,8
Q2 20	54,8	Q2 20	52,0	Q2 20	48,8
Q3 20	58,9	Q3 20	57,3	Q3 20	54,7
annuali		annuali		annuali	
Y1 20	59,2	Y1 20	57,0	Y1 20	54,3

Fonte: Reuters su dati EEX

IL MERCATO DEL GAS NATURALE

Domanda e offerta

Impieghi e fonti di gas naturale nel periodo gennaio-dicembre 2019 e confronto con gli anni precedenti

GAS PRELEVATO (Mld mc)*	2019	2018	2017	Var %	
				2019 vs 2018	2018 vs 2017
Usi industriali	14,0	14,3	14,4	-2,1%	-0,6%
Usi termoelettrici	25,8	23,3	25,4	10,3%	-8,2%
Impianti di distribuzione	31,6	32,3	32,6	-2,1%	-0,9%
Rete terzi e consumi di sistema / line pack	2,4	2,3	2,3	2,6%	3,9%
Totale prelevato	73,8	72,3	74,7	2,0%	-3,2%

*Valori cumulati al 31 dicembre 2019

Fonte: elaborazioni REF-E su dati SRG

GAS IMMESSO (Mld mc)*	2019	2018	2017	Var %	
				2019 vs 2018	2018 vs 2017
Importazioni	70,6	67,4	69,2	4,8%	-2,6%
Produzione nazionale	4,5	5,1	5,2	-11,9%	-2,2%
Stoccaggi	-1,4	-0,3	0,2	(**)	(**)
Totale immesso (inclusi stoccaggi)	73,8	72,3	74,7	2,0%	-3,2%
Capacità massima	141,3	135,9	133,6		
Load factor	50,0%	49,6%	51,8%		

*Valori cumulati al 31 dicembre 2019

**Variazione superiore al 100%

Il valore degli stoccaggi indica la movimentazione netta

Fonte: elaborazioni REF-E su dati SRG

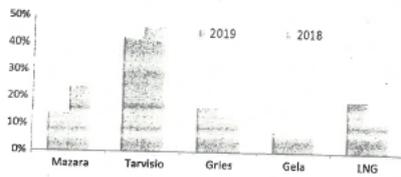
Dopo la battuta di arresto registrata nel corso del 2018, nel 2019 i consumi di gas naturale sono leggermente aumentati (+2,0%, per un totale di 73,8 miliardi di metri cubi). I maggiori consumi sono frutto di un aumento complessivo della domanda nel settore termoelettrico (+10,3%), mentre a livello industriale e residenziale hanno fatto segnare delle riduzioni (-2,1% per entrambi i settori).

La domanda residenziale (31,6 miliardi/mc nel 2019), è stata di 0,7 miliardi di metri cubi inferiore rispetto a quella del 2018, principalmente a causa delle temperature miti degli ultimi mesi dell'anno, che hanno contribuito a bilanciare i forti consumi registrati durante il primo semestre, influenzati dalle contingenze metereologiche che hanno investito l'intero continente europeo ad inizio anno.

La diminuzione dei consumi industriali, che si attestano a 14,0 miliardi/mc nel 2019, è imputabile al generale rallentamento dell'economia italiana, che ha manifestato i suoi effetti nell'ultimo trimestre.

La maggiore richiesta di gas proveniente dal comparto termoelettrico (25,8 miliardi/mc nel 2019), principale driver della crescita complessiva dei consumi di gas, è invece legata al minor contributo alla generazione di energia elettrica del comparto legato alle fonti rinnovabili, al deprezzamento del gas naturale e al contemporaneo aumento delle quotazioni della CO₂, che hanno reso la generazione a gas più competitiva di quella a carbone.

Importazioni per punto d'entrata sul totale*
(Valori %)



*Valori cumulati al 31 dicembre 2019
Fonte: elaborazione REF-E su dati SNG

Per quanto riguarda l'offerta, le importazioni dall'estero sono aumentate di circa 4,8 punti percentuali rispetto ai livelli del 2018, assestandosi sui 70,6 miliardi/mc. Per quanto riguarda i punti di entrata nazionale connessi con l'estero:

- i flussi in ingresso presso l'entry point di Tarvisio (29,7 miliardi/mc) confermano ancora una volta la centralità del gas russo nel bilancio complessivo italiano (42,1% del mercato nazionale), con un lieve aumento in termini di volumi complessivi importati (+1,0%);
- risulta in diminuzione il saldo del gas proveniente dal Nord Africa, con le importazioni di gas algerino (con una quota di mercato superiore al 14,4% nel 2019) presso il punto di entrata di Mazara del Vallo, che sono diminuite di circa il 40% e non sono state interamente compensate dall'aumento di quelle di gas libico in ingresso a Gela (cresciute di circa il 28%);
- è in aumento del 44% l'import da Passo Gries (per il gas proveniente dall'Olanda e dal Nord Europa), assestandosi sui 11,1 miliardi di metri cubi;
- si registra infine un forte incremento del GNL (+61%), con quasi 14,0 miliardi/mc totali e una quota di mercato che ha quasi raggiunto il 20%.

La produzione nazionale è ulteriormente diminuita (-11,9%), con un nuovo minimo storico di soli 4,5 miliardi/mc di gas prodotti. Il contributo all'offerta dei sistemi di stoccaggio (erogazioni +/immersioni -) passa invece dai -0,3 miliardi/mc del 2018 a -1,4 miliardi/mc per le maggiori immissioni (12,9 miliardi/mc) registrate durante l'anno a ripristino delle significative erogazioni verso la rete rese necessarie a causa delle temperature particolarmente rigide manifestatesi a cavallo di febbraio e marzo.

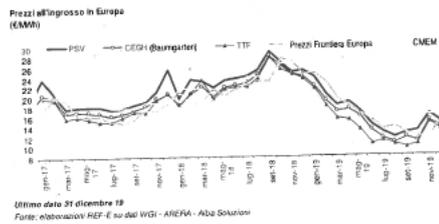
Prezzi Ingrosso gas

Nel 2019, i prezzi all'ingrosso del gas naturale, europei e mondiali, hanno seguito una tendenza ribassista, che si è interrotta soltanto nel quarto trimestre. La flessione tendenziale dei prezzi è imputabile a:

- l'aumento complessivo dell'offerta di gas su scala mondiale (GNL in particolare), che ha avuto importanti risvolti sui prezzi, specialmente durante la prima metà dell'anno;
- l'andamento ribassista del prezzo del Brent;
- l'elevata giacenza di gas naturale nei sistemi di stoccaggio.

Il prezzo medio spot al TTF olandese per il 2019 si è attestato a 13,60 €/MWh, in calo del 40,0% rispetto ai 22,80 €/MWh del 2018. Il prezzo medio CEGH si è consuntivato con un ribasso del 35,7%, su un valore medio di 14,78 €/MWh. Il prezzo medio spot al PSV, nonostante il prezzo medio segni un -33,6% rispetto alle quotazioni 2018, attestandosi a 16,14 €/MWh, dimostra ancora una volta come l'hub italiano continui a rimanere un mercato a premio rispetto quelli nord-europei, con un differenziale medio PSV-TTF di 2,56 €/MWh (in aumento di oltre il 69% rispetto all'anno scorso).

Nel 2019 i prezzi alla frontiera, ancora in parte *oil-linked*, seguono il generale trend ribassista e si assestano su un livello medio europeo di 16,26 €/MWh, in calo di quasi il 28% rispetto al 2018. La media dei prezzi italiani alla frontiera risulta inferiore alla media europea, assestandosi sui 15,8 €/MWh.



Nel mercato italiano, il prezzo di sbilanciamento per l'anno 2019 è stato mediamente di 16 €/MWh, inferiore di circa il 20% rispetto ai valori relativi al 2018. Sui mercati della piattaforma MGAS, funzionali alla definizione del prezzo di sbilanciamento (MGP-GAS e MI-GAS), durante l'anno appena trascorso è stato scambiato complessivamente un volume pari a circa 6,2 miliardi/mc. Il mercato intra-giornaliero MI-GAS continua a rappresentare il comparto principale della piattaforma gestita dal GME, con un ammontare di volumi complessivamente scambiati pari a circa 3,9 miliardi/mc.

La c.d. "componente CEM", intesa a riflettere il costo di approvvigionamento del gas nel prezzo al mercato tutelato e definita dall'ARERA sulla base delle quotazioni *forward* del TTF, risulta in aumento con una media pari a 19,98 €/MWh.

FATTI DI RILIEVO DELL'ESERCIZIO

Acquisizione di Busseto Servizi

Nel mese di gennaio IRETI ha acquistato dal Comune di Busseto (provincia di Parma) il 100% di Busseto Servizi S.r.l., società distributrice del gas metano nello stesso Comune, situato in uno dei principali ATeM di riferimento del Gruppo, con oltre 3.000 punti di riconsegna presenti su un totale di 90 km di rete. L'operazione consegue all'asta pubblica bandita dal Comune ed aggiudicata a IRETI per circa 4,1 milioni di euro.

Acquisizione del gruppo San Germano

Il 30 gennaio 2019 Iren Ambiente ha perfezionato l'acquisizione dell'intera quota di partecipazione della società San Germano e della sua controllata CMT, detenuta dal Gruppo Derichebourg. San Germano si occupa di raccolta e trasporto rifiuti per circa un milione di abitanti serviti nelle regioni Piemonte, Sardegna, Lombardia e Emilia Romagna, con un fatturato annuo di circa 65 milioni di euro, avvalendosi di 20 siti operativi.

CMT si occupa invece di trattamento di rifiuti da raccolta differenziata e riciclaggio di carta, cartone e plastica, attraverso 6 siti in Piemonte e Sardegna.

Programma di acquisto di azioni proprie

Il 5 aprile 2019, il Consiglio di Amministrazione, preso atto di una delibera assembleare in materia assunta in pari data, ha dato mandato all'Amministratore Delegato di avviare un programma di acquisto di azioni proprie, per un massimo di 26.000.000 di azioni, in modo comunque da non superare il 2% del capitale sociale. Il Consiglio ha autorizzato l'AD a determinare i criteri e le condizioni relativi agli atti di alienazione, disposizione e/o utilizzo delle azioni proprie, avuto riguardo alle modalità realizzative in concreto impiegate, all'andamento dei prezzi delle azioni nel periodo precedente all'operazione e al migliore interesse per la Società.

La prima tranche del programma di acquisto ha preso avvio, nel concreto, il 14 maggio, per un ammontare massimo di euro 20.000.000 da completarsi entro 6 mesi a decorrere da tale data. Al 31 dicembre 2019 le azioni proprie in portafoglio sono pari a 3.950.587, corrispondenti allo 0,304% del capitale sociale.

Assemblea degli Azionisti del 22 maggio 2019

L'Assemblea Ordinaria degli Azionisti ha approvato in data 22 maggio 2019 il Bilancio della Società relativo all'esercizio 2018 e la Relazione sulla gestione ed ha deliberato la distribuzione di un dividendo di 0,084 euro per azione, confermando quanto proposto dal Consiglio di Amministrazione. Il dividendo di 0,084 euro per ciascuna azione ordinaria (ad esclusione delle azioni proprie) è stato messo in pagamento a partire dal 26 giugno 2019 (stacco cedola il 24 giugno 2019 e record date il 25 giugno 2019).

Con l'approvazione del bilancio al 31 dicembre 2018 si è concluso il mandato del Consiglio di Amministrazione in carica. L'Assemblea ha provveduto a nominare pertanto il nuovo C.d.A., in carica per gli esercizi 2019/2020/2021 (scadenza: data di approvazione del bilancio dell'esercizio 2021), nominando l'ing. Renato Boero alla carica di Presidente per lo stesso arco temporale.

L'Assemblea degli azionisti ha inoltre:

- conferito l'incarico alla società di revisione KPMG per il novennio 2021-2029 come previsto dalla normativa vigente;
- approvato la prima sezione della relazione sulla remunerazione;
- determinato il compenso annuo da corrispondere ai singoli membri del Consiglio di Amministrazione e l'importo massimo complessivo, comprendente la remunerazione di quelli investiti di particolari cariche;
- approvato la proposta di integrazione dei corrispettivi per l'incarico di revisore legale dei conti relativo agli esercizi 2018 - 2020.

Il nuovo Consiglio di Amministrazione, riunitosi a valle di tale Assemblea, ha proceduto alla nomina del Vice Presidente, nella persona di Moris Ferretti, e dell'Amministratore Delegato, nella persona di Massimiliano Bianco, oltre che all'attribuzione delle deleghe e dei poteri, come previsto dallo Statuto.

Linee di credito *Revolving Credit Facility* (RCF) legate agli indici di sostenibilità

A fine giugno 2019 Iren S.p.A. ha sottoscritto con due primari istituti bancari altrettante linee di credito di tipo *Sustainability linked revolving credit facility* (RCF), nella forma *committed*, per un ammontare complessivo di 150 milioni di euro e della durata di 3 anni. L'operazione è finalizzata al consolidamento del profilo di liquidità a supporto dell'attuale livello di rating, e si affianca alle emissioni *Green Bond* come strumento di finanza sostenibile adottato dal Gruppo. La tipologia di linee di credito sottoscritte annovera un meccanismo di premio/penalità legato al raggiungimento di specifici obiettivi di sostenibilità ambientale, relativi in particolare alla raccolta differenziata ed alla produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili ed assimilate.

Acquisizione del ramo ambiente di FG Riciclaggi e del 100% di Ferrania Ecologia (provincia di Savona)

Ad inizio luglio 2019, a valle del contratto preliminare sottoscritto il 22 maggio fra Iren Ambiente e le società FG Riciclaggi S.r.l. e Liguria Ecologia S.r.l. (controllata dal gruppo Duferco) si è perfezionata l'acquisizione del 100% del capitale sociale di Ferrania Ecologia S.r.l. (partecipata dalle stesse FG Riciclaggi e Liguria Ecologia al 50% ciascuna), previo aumenti di capitale paritetici nella stessa tramite il conferimento del ramo d'azienda di FG afferente al settore rifiuti ed attraverso un versamento in denaro da parte di Iren Ambiente. Il ramo conferito da FG Riciclaggi riguarda attività di valorizzazione dei rifiuti da raccolta differenziata (in particolare plastica e ingombranti, oltre che la Frazione Organica dei Rifiuti Solidi Urbani - FORSU) e comprende tre impianti a Cairo Montenotte, Savona e Albenga, mentre Ferrania Ecologia gestisce il biodigestore di Cairo Montenotte da 45.000 ton/anno, già autorizzato al raddoppio di tale capacità. Il corrispettivo complessivo per l'esecuzione dell'operazione è pari a 6 milioni di euro; l'accordo prevede inoltre la stipula di un contratto con Duferco Engineering per la realizzazione del raddoppio del biodigestore di Cairo Montenotte.

Sottoscrizione di un finanziamento di tipo "Climate Action & Circular Economy"

Il 29 Luglio 2019 Iren S.p.A. ha sottoscritto con la Banca Europea per gli Investimenti (BEI) un contratto di prestito di 120 milioni di euro, di tipo "Climate Action & Circular Economy", che si aggiunge alle linee disponibili già in essere presso tale istituto, ed è volto a sostenere il programma di sviluppo del Gruppo per il periodo 2018-2023 in merito ad investimenti che rientrano nei temi della *circular economy*, della decarbonizzazione e nell'obiettivo di "adattamento ai cambiamenti climatici". La nuova linea di finanziamento, prima in Italia per le peculiarità descritte, rappresenta un importante contributo al rafforzamento della struttura finanziaria di Iren e consolida la pluriennale collaborazione con BEI.

Accordo fra Iren e SNAM in merito alla cessione della quota detenuta in OLT Offshore LNG Toscana

A seguito delle azioni intraprese per valorizzare la propria partecipazione in OLT Offshore LNG Toscana, considerata non più strategica nell'ambito del portafoglio di attività del Gruppo, il 20 settembre 2019 Iren ha sottoscritto con SNAM un accordo relativo al trasferimento a quest'ultima del 49,07% (comprensivo dell'interessenza detenuta dalla collegata ASA) della stessa OLT. L'accordo prevede una valutazione di circa 400 milioni di euro dell'investimento complessivo del Gruppo nella società al 31 dicembre 2017, che include un finanziamento soci erogato da Iren in favore di OLT. Tale valutazione è soggetta ad aggiustamenti in aumento e in riduzione, concordati tra le parti, anche in relazione ai rimborsi del citato finanziamento già effettuati da OLT dopo il 31 dicembre 2017. L'efficacia dell'operazione è soggetta alla preventiva approvazione dell'autorità Antitrust e al nulla osta da parte del Governo (c.d. "Golden Power") in materia di asset di rilevanza strategica nel settore dell'energia. Per gli sviluppi successivi in merito all'operazione si rimanda al capitolo "Fatti di rilievo intervenuti dopo la chiusura dell'esercizio".

Piano Industriale al 2024

Il 25 settembre 2019 il Consiglio di Amministrazione ha approvato il Piano industriale 2019-2024 che, da un lato, conferma rispetto al precedente l'impostazione e le scelte strategiche tratte dall'analisi dei principali trend al 2030, e dall'altra presenta un ulteriore incremento degli investimenti, con margini che proseguono la crescita registrata negli ultimi anni.

In merito, il Gruppo si prefigge:

- un EBITDA di 1.070 milioni di euro al 2024, grazie alla crescita organica per linee interne e alle sinergie realizzabili;
- investimenti complessivi in arco piano per 3,3 miliardi di euro, superiori di 300 milioni rispetto al piano industriale precedente. Circa due terzi degli investimenti previsti (2 miliardi), sono orientati ai settori regolati al fine di potenziare, ammodernare e digitalizzare i servizi a rete. Il restante terzo, pari a 1,3 miliardi, è destinato allo sviluppo ed alla crescita dimensionale del Gruppo nei settori ambientale e del teleriscaldamento, alle gare gas a completamento degli ATeM in cui Iren è soggetto *incumbent* ed ai progetti di *smart solutions* e digitalizzazione;
- una generazione di cassa che permetta di raggiungere un rapporto Posizione finanziaria netta/EBITDA al 2024 pari a 2,4x;
- un utile netto di Gruppo di circa 300 milioni di euro al 2024;
- un dividendo previsto di 0,092 €/azione per il risultato 2019, in aumento del 10% rispetto all'ultimo distribuito. Inoltre, si prevedono incrementi successivi costanti nell'ordine del 10% annuo, con un dividendo pari a 0,149 €/azione nel 2024, confermando la *dividend policy* annunciata lo scorso anno.

Confermando la crescita come priorità, il Gruppo ha inoltre individuato alcune opzioni strategiche aggiuntive non incluse nei dati di Piano, ma considerabili in funzione di sviluppi futuri:

- opzioni di crescita per linee interne per circa 1 miliardo di euro di investimenti in nuovi territori relativi alla partecipazione a gare gas ed allo sviluppo del teleriscaldamento, al repowering della centrale termoelettrica di Turbigo e di alcuni impianti idroelettrici, ai progetti di flessibilizzazione degli impianti di produzione elettrica, allo sviluppo di ulteriori impianti di trattamento rifiuti ed all'ulteriore ampliamento della base clienti;
- opzioni di crescita per linee esterne (M&A), sia di piccole e medie dimensioni, per un EBITDA aggiuntiva pari a 100 milioni di euro, sia attraverso operazioni di dimensioni rilevanti.

Emissione di un terzo Green Bond di 500 milioni di euro

A valere sul Programma Euro Medium Term Notes (EMTN) in essere (incrementato a 2,5 miliardi di euro in settembre), il 7 ottobre 2019 Iren S.p.A. ha concluso, con pieno successo e per il terzo anno consecutivo, l'emissione e la quotazione di un Green Bond riservato ad investitori istituzionali, per un importo di 500 milioni di euro ed una durata di 10 anni, destinato principalmente al rifinanziamento di progetti negli ambiti dell'efficienza energetica, della cogenerazione abbinata al teleriscaldamento e del trattamento delle acque reflue.

I titoli, che hanno un taglio unitario minimo di 100.000 euro e scadono il 14 ottobre 2029, pagano una cedola lorda annua pari a 0,875% e sono stati collocati a un prezzo di emissione di 99,345. Il tasso di rendimento lordo effettivo a scadenza è pari a 0,944%, corrispondente ad un rendimento di 110 punti base sopra il tasso midswap a 10 anni.

Acquisizione di Territorio e Risorse

Nel mese di ottobre 2019 Iren Ambiente ha acquisito il 100% di Territorio e Risorse S.r.l., società che ha realizzato e gestisce un impianto di compostaggio nel Comune di Santhià, in provincia di Vercelli, che dispone di una capacità di trattamento di 36.000 tonnellate annue per un fatturato di circa 2 milioni di euro. Il corrispettivo dell'acquisizione è pari a 5 milioni. L'operazione fa seguito al contratto preliminare siglato il 23 luglio 2019 con EntsorgaFin S.p.A..

La società è inoltre titolare dell'autorizzazione all'ampliamento dell'impianto, che prevede un aumento della potenzialità di trattamento a complessive 50.000 tonnellate. In conseguenza dell'ampliamento e della parallela conversione in assetto anaerobico, comportanti un investimento aggiuntivo di circa 10 milioni, l'impianto potrà inoltre produrre circa 2,6 milioni di metri cubi annui di biometano.

Acquisizione di 23 mila clienti del mercato elettrico nel ponente ligure

A novembre 2019 Iren Mercato, a seguito di procedura pubblica, ha sottoscritto il contratto di acquisizione di un ramo d'azienda organizzato per l'esercizio del servizio di maggior tutela del comparto elettrico, denominato "Sanremo Luce", messo in vendita da AMAIE S.p.A., società del comune di Sanremo (provincia di Imperia). Il trasferimento avrà efficacia il 1° gennaio 2020. Il ramo d'azienda comprende un portafoglio di 23 mila clienti, per consumi attesi pari a 50 GWh annui.

Incremento del plafond del Programma EMTN (Euro Medium Term Notes)

In data 28 novembre 2019 il Consiglio di Amministrazione di Iren S.p.A. ha deliberato un ulteriore aumento del plafond del Programma EMTN, ai fini di eventuali future emissioni obbligazionarie, fino ad un controvalore massimo complessivo di 4 miliardi di euro, oltrepassando così il tetto dei 2,5 miliardi fissato nel mese di settembre.

Concessione per la costruzione e gestione dell'impianto di Trattamento Meccanico-Biologico di Scarpino
Il 19 dicembre 2019 Iren Ambiente si è aggiudicata la procedura aperta indetta da AMIU Genova per l'affidamento della concessione, in regime di *project financing*, relativa alla progettazione, costruzione, gestione ed esercizio di un impianto di Trattamento Meccanico – Biologico del rifiuto residuo urbano, da realizzarsi nel Polo impiantistico in località Scarpino (Genova). L'impianto, previsto dal Piano Gestione Rifiuti della Regione Liguria, avrà una capacità di trattamento pari a 100 Kton/anno e avrà la funzione di separare la frazione umida da quella secca dei rifiuti solidi urbani, avviandole allo smaltimento o recupero, ottenendo da quest'ultima combustibile solido secondario.

L'investimento previsto è pari a 42 milioni di euro e, al termine della fase di costruzione, Iren Ambiente gestirà l'impianto per un periodo di 25 anni. A tal proposito, il 21 gennaio 2020 è stata costituita la società di scopo Rigenera Materiali S.r.l., con sede a Genova e interamente controllata da Iren Ambiente.

SITUAZIONE ECONOMICA, PATRIMONIALE E FINANZIARIA DEL GRUPPO IREN

Situazione economica

CONTO ECONOMICO DEL GRUPPO IREN

migliaia di euro

	Esercizio 2019	Esercizio 2018	Var. %
Ricavi			
Ricavi per beni e servizi	4.081.333	3.764.302	8,4
Altri proventi	193.373	276.387	(30,0)
Totale ricavi	4.274.706	4.040.689	5,8
Costi operativi			
Costi materie prime sussidiarie di consumo e merci	(1.410.798)	(1.377.066)	2,4
Prestazioni di servizi e godimento beni di terzi	(1.458.394)	(1.271.959)	14,7
Oneri diversi di gestione	(78.976)	(64.653)	22,2
Costi per lavori interni capitalizzati	33.444	33.198	0,7
Costo del personale	(442.721)	(393.618)	12,5
Totale costi operativi	(3.357.445)	(3.074.098)	9,2
MARGINE OPERATIVO LORDO	917.261	966.591	(5,1)
Ammortamenti, accantonamenti e svalutazioni			
Ammortamenti	(403.262)	(354.947)	13,6
Accantonamenti a fondo svalutazione crediti	(37.203)	(52.217)	(28,8)
Altri accantonamenti e svalutazioni	(24.647)	(28.933)	(14,8)
Totale ammortamenti, accantonamenti e svalutazioni	(465.112)	(436.097)	6,7
RISULTATO OPERATIVO	452.149	530.494	(14,8)
Gestione finanziaria			
Proventi finanziari	34.614	42.844	(19,2)
Oneri finanziari	(114.482)	(148.976)	(23,2)
Totale gestione finanziaria	(79.868)	(106.132)	(24,7)
Risultato di partecipazioni contabilizzate con il metodo del patrimonio netto	4.477	776	(*)
Rettifica di valore di partecipazioni	558	(35.614)	(*)
Risultato prima delle imposte	377.316	389.524	(3,1)
Imposte sul reddito	(111.635)	(116.287)	(4,0)
Risultato netto delle attività in continuità	265.681	273.237	(2,8)
Risultato netto da attività operative cessate	-	-	-
Risultato netto del periodo	265.681	273.237	(2,8)
attribuibile a:			
- Utile (perdita) del periodo attribuibile agli azionisti	236.578	242.116	(2,3)
- Utile (perdita) del periodo attribuibile alle minoranze	29.103	31.121	(6,5)

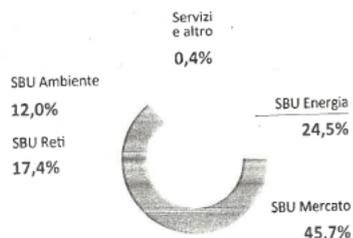
(*) Variazione superiore al 100%



Gruppo Iren 29

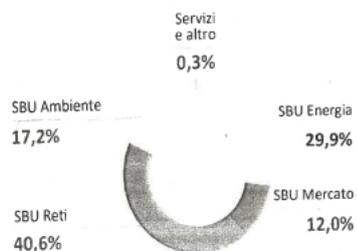
Ricavi

Al 31 dicembre 2019 il Gruppo ha conseguito ricavi per 4.275 milioni di euro, in aumento del 5,8% rispetto ai 4.041 milioni di euro dell'esercizio 2018. Concorre all'incremento dei ricavi principalmente l'ampliamento del perimetro di consolidamento. In particolare, sono state acquisite partecipazioni di controllo nelle seguenti entità: il gruppo ACAM La Spezia e ReCos, consolidate a partire da aprile 2018, Spezia Energy Trading da ottobre 2018, San Germano e CMT da gennaio 2019, e altre partecipazioni minori. L'incremento del fatturato è stato conseguito nonostante l'esercizio 2018 fosse stato caratterizzato da importanti proventi straordinari relativi ai certificati di efficienza energetica (circa 60 milioni di euro) e alla revisione della stima dei crediti per fatture da emettere della business unit Mercato (circa 41 milioni di euro). Si segnala inoltre la scadenza, a decorrere dal 1° marzo 2019, degli incentivi (ex certificati verdi) relativi agli impianti idroelettrici di Pont Ventoux e Bussento, che erano riconosciuti sempre nell'esercizio 2018 per circa 32 milioni di euro.



Margine Operativo Lordo

Il margine operativo lordo ammonta a 917 milioni di euro, in decremento del -5,1% rispetto ai 967 milioni di euro dell'esercizio 2018. La flessione del margine è da ricondurre in primo luogo al venir meno degli anzidetti proventi straordinari sull'esercizio 2018 e non più replicabili. Al netto di tali effetti di discontinuità, il margine operativo lordo risulterebbe in miglioramento del 5,9% rispetto al periodo comparativo. Tale miglioramento ha riguardato tutte le linee di business, con la sola eccezione della vendita di gas per la quale si sono registrati margini in flessione per effetto di una stagione termica invernale non favorevole che ha comportato una riduzione dei volumi di gas venduti.



Risultato operativo

Il risultato operativo è pari a 452 milioni di euro, in diminuzione (-14,8%) rispetto ai 530 milioni di euro del corrispondente periodo 2018. Si registrano maggiori ammortamenti per circa 48 milioni di euro relativi principalmente all'entrata in esercizio di nuovi investimenti, all'ampliamento del perimetro di consolidamento, all'iscrizione dei diritti d'uso a seguito dell'applicazione dell'IFRS 16. Si rilevano inoltre minori accantonamenti al fondo svalutazione crediti per 15 milioni di euro e minori accantonamenti per rischi e svalutazioni, al netto dei rilasci, per 4 milioni di euro.

Gestione finanziaria

Le componenti economiche di natura finanziaria esprimono un saldo di oneri finanziari netti per 79,9 milioni di euro, in significativo calo (-24,7%) rispetto al dato dell'esercizio precedente. Analizzando le singole voci, in particolare gli oneri finanziari ammontano a 114,5 milioni (-34,5 milioni rispetto al 2018, quando si attestavano a 149 milioni). Il decremento è riconducibile ai minori oneri per operazioni di *liability management* e rafforzato dalla diminuzione del costo medio dell'indebitamento finanziario, parzialmente controbilanciati dalla rilevazione degli interessi passivi, di natura contabile, relativi ai *leases* iscritti a seguito dell'adozione dell'IFRS 16 e dall'andamento degli oneri di attualizzazione dei fondi. I proventi finanziari si attestano a 34,6 milioni di euro, in diminuzione rispetto ai 42,8 milioni del 2018.

Risultato di partecipazioni contabilizzate con il metodo del patrimonio netto

Nel periodo, il risultato di partecipazioni contabilizzate con il metodo del patrimonio netto è pari a +4,5 milioni di euro (+0,7 milioni nel 2018). A tale risultato concorrono principalmente le partecipate Aguas de San Pedro, ASTEA, ACOS e Acquaenna.

Il dato comparativo comprendeva la quota del risultato, allora negativo, di OLT Offshore LNG Toscana, la cui partecipazione, essendo attualmente iscritta nelle "Attività destinate ad essere cedute", non è più oggetto di valutazione con il metodo del patrimonio netto.

Rettificazione di valore di partecipazioni

Tale voce si attesta nel periodo a +0,6 milioni di euro. Il dato dell'esercizio 2018 (-35,6 milioni di euro) era in gran parte riferito all'aumento del valore della partecipazione in OLT Offshore LNG Toscana (-27,7 milioni), ed alle svalutazioni riferite alle partecipate Acque Potabili (-5 milioni) e AMAT (-2,1 milioni).

Risultato prima delle imposte

Per effetto delle dinamiche sopra indicate il risultato consolidato prima delle imposte si attesta a 377,3 milioni di euro (389,5 nell'esercizio 2018).

Imposte sul reddito

Le imposte sul reddito del periodo sono pari a 111,6 milioni di euro (-4% rispetto all'esercizio precedente), anche in correlazione al minor risultato ante imposte, con un tax rate effettivo del 29,6% (29,9% nell'esercizio 2018).

Risultato netto del periodo

In conseguenza di quanto sopra esposto, si rileva un utile netto del periodo pari a 265,7 milioni di euro, in leggera flessione (-2,8%) rispetto al risultato 2018 influenzato dagli accennati elementi di discontinuità, senza considerare i quali l'utile netto sarebbe risultato in incremento.

Il dato è riconducibile al risultato di pertinenza degli azionisti per 236,6 milioni, mentre l'utile attribuibile alle minoranze è pari a 29,1 milioni.



Situazione patrimoniale e finanziaria

STATO PATRIMONIALE RICLASSIFICATO DEL GRUPPO IREN (1)

	migliaia di euro		
	31.12.2019*	31.12.2018	Var. %
Attivo immobilizzato	6.095.998	5.786.294	5,4
Altre attività (Passività) non correnti	(444.550)	(431.648)	3,0
Capitale circolante netto	165.707	132.325	25,2
Attività (Passività) per imposte differite	163.888	148.745	10,2
Fondi rischi e Benefici ai dipendenti	(625.240)	(621.063)	0,7
Attività (Passività) destinate a essere cedute	1.293	524	(*)
Capitale investito netto	5.357.106	5.015.177	6,8
Patrimonio netto	2.651.529	2.562.371	3,5
Attività finanziarie a lungo termine	(148.051)	(147.867)	0,2
Indebitamento finanziario a medio e lungo termine	3.167.048	3.013.303	5,2
Indebitamento finanziario netto a medio lungo termine	3.018.997	2.865.436	5,4
Attività finanziarie a breve termine	(774.583)	(849.993)	(8,9)
Indebitamento finanziario a breve termine	461.163	437.363	5,4
Indebitamento finanziario netto a breve termine	(313.420)	(412.630)	(24,0)
Indebitamento finanziario netto	2.705.577	2.452.806	10,3
Mezzi propri ed indebitamento finanziario netto	5.357.106	5.015.177	6,8

(*) Variazione superiore al 300%

[1] Per la riconciliazione del prospetto di stato patrimoniale riclassificato con quello di bilancio si rimanda all'apposito allegato alle Note Illustrative al Bilancio Consolidato

Nel seguito sono commentate le principali dinamiche patrimoniali del periodo.

L'attivo immobilizzato al 31 dicembre 2019 ammonta a 6.096 milioni di euro, incrementatosi rispetto al 31 dicembre 2018, quando era pari a 5.786 milioni. L'aumento (+310 milioni) è principalmente da ricondursi all'effetto delle seguenti determinanti:

- gli investimenti tecnici in immobilizzazioni materiali ed immateriali (+524 milioni), le dismissioni (-6 milioni) e gli ammortamenti (-403 milioni) del periodo;
- le attività alla data di acquisizione, comprensive dell'avviamento, a seguito del consolidamento di:
 - San Germano e CMT con i relativi automezzi ed impiantistica afferenti alla filiera ambiente (19 milioni);
 - Busseto Servizi, le cui immobilizzazioni sono costituite dalla rete gas sita nel relativo comune (4 milioni);
 - Ferrania Ecologia, con il relativo biodigestore e gli impianti di selezione dei rifiuti conferiti da FG Riciclaggi (34 milioni);
 - Territorio e Risorse, che ricomprende un impianto di compostaggio (6 milioni);
- l'applicazione dell'IFRS 16 - Leases, che ha comportato la rilevazione al 1° gennaio 2019 nell'attivo immobilizzato di assets oggetto di affitto, noleggio, locazione o leasing per complessivi 105 milioni di euro, riferiti in gran parte a fabbricati e automezzi funzionali agli ambiti di attività del Gruppo. Le variazioni del periodo relative ai leases ammontano invece a 21 milioni di euro.

Per maggiori informazioni sul dettaglio settoriale degli investimenti del periodo si rimanda al successivo capitolo "Analisi per settori di attività".

Le Altre Passività non correnti nette aumentano principalmente per la quota a lungo termine dei risconti legati ai contributi per gli allacciamenti del periodo.

Il Capitale Circolante Netto è in aumento per 34 milioni di euro (+25,2%), attestandosi a 166 milioni contro i 132 milioni del 31 dicembre 2018. L'incremento è essenzialmente riferibile alle componenti tributarie, parzialmente controbilanciato dall'andamento dei crediti di natura commerciale.

I "Fondi Rischi e Benefici ai Dipendenti" ammontano a 625 milioni di euro, e risultano di fatto allineati rispetto al dato del 31 dicembre 2018, in virtù di variazioni di perimetro ed accantonamenti del periodo sostanzialmente controbilanciati dalle revisioni di stima e dagli utilizzi effettuati.

Il Patrimonio Netto ammonta a 2.651 milioni di euro, contro i 2.562 milioni del 31 dicembre 2018 (+89 milioni). La variazione del periodo è principalmente riferita all'effetto del risultato netto (+266 milioni), dei dividendi erogati (-150 milioni), della variazione della riserva *cash flow hedge* legata agli strumenti derivati di copertura tasso e *commodities* in portafoglio (-15 milioni) ed agli acquisti di azioni proprie (-9 milioni).

L'indebitamento finanziario netto al termine del periodo è pari a 2.706 milioni di euro, in aumento di 253 milioni rispetto al 31 dicembre 2018 (+10,3%). In particolare, l'aumento risente fra l'altro degli effetti delle *business combinations* avvenute nel periodo e, a seguito dell'adozione dell'IFRS 16, dell'iscrizione delle passività'espressione dei flussi finanziari futuri attualizzati relativi ai *leases* in capo al Gruppo.

Per maggiori dettagli, si rinvia all'analisi del rendiconto finanziario di seguito presentata.



RENDICONTO FINANZIARIO DEL GRUPPO IREN

Variazione indebitamento finanziario netto

Il seguente prospetto dettaglia la movimentazione dell'indebitamento finanziario netto di Gruppo avvenuta nel periodo.

	migliaia di euro		
	Esercizio 2019	Esercizio 2018	Var. %
A. (Indebitamento) Finanziario Netto iniziale	(2.452.806)	(2.371.785)	3,4
Flusso finanziario generato dall'attività operativa			
Risultato del periodo	265.681	273.237	(2,8)
Rettifiche per movimenti non finanziari	718.775	738.824	(2,7)
Erogazioni benefici ai dipendenti	(10.950)	(16.764)	(34,7)
Utilizzo fondo rischi e altri oneri	(42.306)	(40.272)	5,1
Variazione altre attività/passività non correnti	10.827	13.450	(19,5)
Altre variazioni patrimoniali	(37.635)	(58.329)	(35,5)
Imposte pagate	(157.924)	(128.947)	22,5
B. Cash flow operativo prima delle variazioni di CCN	746.468	781.199	(4,4)
C. Flusso finanziario derivante da variazioni di CCN	(21.817)	(3.302)	(*)
D. Cash flow operativo (B+C)	724.651	777.897	(6,8)
Flusso finanziario da (per) attività di investimento			
Investimenti in attività materiali e immateriali	(523.985)	(446.984)	17,2
Investimenti in attività finanziarie	(277)	(800)	(65,4)
Realizzo investimenti e variazione attività destinate ad essere cedute	5.955	22.780	(73,9)
Variazione area di consolidamento	(64.245)	(231.324)	(72,2)
Dividendi incassati	1.784	3.339	(46,6)
E. Totale flusso finanziario da attività di investimento	(580.768)	(652.989)	(11,1)
F. Free cash flow (D+E)	143.883	124.908	15,2
Flusso finanziario da attività di finanziamento			
Aumento capitale	-	52.622	(100,0)
Acquisto azioni proprie	(9.054)	-	-
Erogazione di dividendi	(150.122)	(113.080)	32,8
Interessi pagati	(109.122)	(113.539)	(3,9)
Interessi incassati	14.398	14.595	(1,3)
Variazione fair value strumenti derivati di copertura	(26.006)	(15.945)	63,1
Variazione debiti finanziari per leasing	(126.276)	-	-
Altre variazioni	9.528	(30.582)	(*)
G. Totale flusso finanziario da attività di finanziamento	(396.654)	(205.929)	92,6
H. Variazione (indebitamento) Finanziario Netto (F+G)	(252.771)	(81.021)	(*)
I. (Indebitamento) Finanziario Netto finale (A+H)	(2.705.577)	(2.452.806)	10,3

(*) Variazione superiore al 100%

L'incremento dell'indebitamento finanziario deriva dalle seguenti determinanti:

- un *cash flow* operativo pari a +725 milioni, in flessione rispetto al dato del periodo comparativo (-6,8%);
- un flusso finanziario da attività di investimento (-581 milioni di euro) che sconta gli investimenti tecnici del periodo (524 milioni, in significativo aumento rispetto ai 447 milioni del 2018) e l'effetto del consolidamento delle società San Germano, CMT, Busseto Servizi, Ferrania Ecologia e Territorio e Risorse (per complessivi 64 milioni alle rispettive date di acquisizione, 89 milioni al 31 dicembre 2019). Nell'esercizio 2018 tale voce, pari a 232 milioni, ricomprendeva principalmente l'effetto dell'acquisizione del gruppo ACAM;
- le componenti del flusso finanziario dell'attività di finanziamento (complessivamente pari a -397 milioni di euro) si riferiscono in buona parte all'applicazione dell'IFRS 16 (126 milioni fra iscrizione iniziale e variazioni del periodo), alla variazione negativa del *fair value* degli strumenti derivati di copertura dei flussi finanziari (-26 milioni), legata alla diminuzione dei tassi di interesse e all'andamento dei prezzi di

acquisto delle commodities, e ai dividendi erogati (150 milioni, un importo superiore ai 113 milioni distribuiti nell'esercizio precedente).

Si segnala infine che il rendiconto finanziario redatto secondo la configurazione espressa come variazione delle disponibilità liquide è presentato nelle "Note Illustrative al Bilancio consolidato al 31 dicembre 2019".



ANALISI PER SETTORI DI ATTIVITÀ

Il Gruppo Iren individua i seguenti settori di attività:

- Reti (Reti di distribuzione dell'energia elettrica, Reti distribuzione del gas, Servizio Idrico Integrato)
- Ambiente (Raccolta e Smaltimento rifiuti)
- Energia (Produzione Idroelettrica e da altre fonti rinnovabili, Cogenerazione elettrica e calore, Reti di Teleriscaldamento, Produzione termoelettrica, Illuminazione Pubblica, Servizi global service, Gestione calore, Servizi di efficienza energetica)
- Mercato (Vendita energia elettrica, gas, calore e altri servizi alla clientela)
- Altri servizi (Laboratori, Telecomunicazioni ed altri minori).

Al fine di una più omogenea rappresentazione delle attività ricomprese nei settori di operatività del Gruppo, si segnala che, a partire dal 1° gennaio 2019, le attività di efficienza energetica, gestione calore e illuminazione pubblica sono state riallocate dal settore "Servizi e altro" al settore "Energia".

Tali segmenti operativi sono presentati in accordo all'IFRS 8, che richiede di basare l'informativa di settore sugli elementi che il management utilizza nel prendere le proprie decisioni operative e strategiche.

Ai fini di una corretta lettura dei conti economici relativi alle singole attività, esposti e commentati nel seguito, si precisa che i ricavi ed i costi riferiti alle attività comuni sono stati interamente allocati sui business, in base all'utilizzo effettivo dei servizi forniti oppure in base a driver tecnico-economici.

L'informativa di settore che segue non contiene l'informativa secondaria di settore per area geografica data la sostanziale univocità territoriale in cui il Gruppo opera prevalentemente.

Nei prospetti seguenti vengono esposti il capitale investito netto comparato ai valori al 31 dicembre 2018 e i conti economici dell'esercizio 2019 (fino al risultato operativo) per settore di attività, raffrontati ai dati dell'esercizio 2018.

Le grandezze economiche di seguito riportate sono state riallocate, per i periodi comparativi del 2018, in coerenza con la struttura settoriale sopra esposta.

Nel 2019, le attività non regolate contribuiscono alla formazione del margine operativo lordo per il 30% (27% nel 2018), le attività regolate pesano per il 46% sostanzialmente in linea con il 2018, mentre le attività semi-regolate per il 24% (28% nel 2018).

Situazione patrimoniale riclassificata per settori di attività al 31 dicembre 2019

	milioni di euro						
	Reti	Ambiente	Energia	Mercato	Altri servizi	Non allocabili	Totale
Capitale immobilizzato	2.823	1.031	1.884	175	38	145	6.096
Capitale circolante netto	(69)	64	87	71	13	-	166
Altre attività e passività non correnti	(603)	(165)	(140)	0	3	-	(905)
Capitale investito netto (CIN)	2.151	930	1.831	246	54	145	5.357
Patrimonio netto							2.651
Posizione Finanziaria netta							2.706
Mezzi propri ed indebitamento finanziario netto							5.357

Situazione patrimoniale riclassificata per settori di attività al 31 dicembre 2018

	milioni di euro						
	Reti	Ambiente	Energia	Mercato	Altri servizi	Non allocabili	Totale
Capitale immobilizzato	2.609	946	1.884	146	59	142	5.786
Capitale circolante netto	(21)	70	66	41	(24)		132
Altre attività e passività non correnti	(610)	(156)	(124)	(7)	(6)		(903)
Capitale investito netto (CIN)	1.978	860	1.826	180	29	142	5.015
Patrimonio netto							2.562
Posizione Finanziaria netta							2.453
Mezzi propri ed indebitamento finanziario netto							5.015

Conto Economico per settori di attività esercizio 2019

	milioni di euro						
	Reti	Ambiente	Energia	Mercato	Altri servizi	Non allocabili	Totale
Totale ricavi e proventi	1.046	715	1.473	2.746	22	(1.727)	4.275
Totale costi operativi	(679)	(557)	(1.199)	(2.636)	(20)	1.727	(3.358)
Margine Operativo Lordo (EBITDA)	373	158	274	110	2	-	917
Amm. ti, acc. ti netti e svalutazioni	(175)	(102)	(134)	(53)	(1)		(465)
Risultato operativo (EBIT)	198	56	140	57	1	-	452

Conto Economico per settori di attività esercizio 2018

	milioni di euro						
	Reti	Ambiente	Energia	Mercato	Altri servizi	Non allocabili	Totale
Totale ricavi e proventi	947	610	1.412	2.602	17	(1.547)	4.041
Totale costi operativi	(606)	(454)	(1.082)	(2.463)	(16)	1.547	(3.074)
Margine Operativo Lordo (EBITDA)	342	155	330	139	1	-	967
Amm. ti, acc. ti netti e svalutazioni	(166)	(80)	(136)	(53)	(1)		(436)
Risultato operativo (EBIT)	176	75	194	86	0	-	530



SBU Reti

Al 31 dicembre 2019 il settore di attività Reti, che comprende i business della Distribuzione Gas, Energia Elettrica e del Servizio Idrico Integrato, ha registrato ricavi per 1.046 milioni di euro, in crescita del +10,5% rispetto ai 947 milioni di euro dell'esercizio 2018. Concorrono all'incremento dei ricavi il consolidamento di ACAM Acque, operativa in La Spezia e provincia, a far data da aprile 2018 e di Busseto Servizi (Parma) a partire da gennaio 2019.

Il margine operativo lordo (EBITDA) è stato pari a 373 milioni di euro in aumento del +9,0% rispetto ai 342 milioni di euro dell'esercizio 2018, mentre il risultato operativo netto (EBIT) è stato pari a 198 milioni di euro, in aumento del +12,5% rispetto ai 176 milioni di euro dell'esercizio 2018.

La dinamica positiva del margine operativo lordo è parzialmente assorbita dai maggiori ammortamenti per circa 9 milioni di euro correlati all'incremento degli investimenti tecnici e all'ampliamento del perimetro di consolidamento, e a maggiori accantonamenti ai fondi rischi per circa 2 milioni di euro.

		Esercizio 2019	Esercizio 2018	Δ %
Ricavi	€/mil.	1.046	947	10,5%
Margine operativo lordo (Ebitda)	€/mil.	373	342	9,0%
Ebitda Margin		35,6%	36,1%	
	da Reti Elettriche	€/mil. 75	74	1,9%
	da Reti Gas	€/mil. 89	80	10,4%
	da Servizio Idrico Integrato	€/mil. 209	188	11,2%
Risultato Operativo (Ebit)	€/mil.	198	176	12,5%
	€/mil.	289	268	8,0%
Investimenti	in Reti Elettriche	€/mil. 49	44	11,8%
	in Reti Gas	€/mil. 54	59	-9,6%
	in Servizio Idrico Integrato	€/mil. 186	165	13,3%
Energia elettrica distribuita	GWh	3.819	3.836	-0,4%
Gas immesso in rete	Mmc	1.289	1.303	-1,1%
Acqua Venduta	Mmc	181	187	-3,0%

Di seguito vengono espone le dinamiche dei margini operativi lordi dei settori interessati.

SBU Reti - Energia elettrica

Il margine operativo lordo è stato pari a 75 milioni di euro, in aumento del +1,9% rispetto ai 74 milioni di euro dell'esercizio 2018.

L'incremento del margine è da ricondursi principalmente al miglioramento del vincolo dei ricavi tariffari (VRT).

Nel periodo sono stati effettuati investimenti per 49 milioni di euro, in aumento del +11,8% rispetto ai 44 milioni di euro del 2018 prevalentemente inerenti ai nuovi allacciamenti, alla costruzione di nuove cabine e linee BT/MT, oltre al completamento di alcune cabine primarie.

SBU Reti - Distribuzione Gas

Il margine operativo lordo della distribuzione gas ammonta a 89 milioni di euro, in aumento del +10,4% rispetto agli 80 milioni di euro dell'esercizio 2018. L'incremento del margine è da ricondursi principalmente al miglioramento del vincolo ricavi tariffari (VRT), all'incremento dei ricavi per lavori e alle sinergie.

Gli investimenti di periodo realizzati ammontano a 54 milioni di euro, in diminuzione del 9,6% rispetto ai 59 milioni di euro dell'esercizio 2018, e riguardano quanto previsto dalle delibere di ARERA, in particolare l'adeguamento della rete alla protezione catodica e l'installazione di misuratori elettronici.

SBU Reti - Ciclo Idrico

Il margine operativo lordo di periodo ammonta a 209 milioni di euro, in aumento del +11,2% rispetto ai 188 milioni di euro dell'esercizio 2018. L'incremento del margine è da ricondursi principalmente al consolidamento di ACAM Acque a far data dal 1° aprile 2018, dall'incremento del vincolo sui ricavi tariffari (VRG) e da maggiori sinergie sui costi operativi. Inoltre nell'esercizio si sono manifestate importate sopravvenienze attive legate ad un rilascio di fondi rischi relativi a conguagli tariffari del periodo 2007 - 2011 e ad un indennizzo assicurativo a seguito di eventi straordinari.

Gli investimenti di periodo ammontano a 187 milioni di euro, in aumento del +13,3% rispetto ai 165 milioni di euro dell'esercizio 2018, e sono relativi alla realizzazione, sviluppo e manutenzione di reti ed impianti di distribuzione, alla rete fognaria e, in particolare, alla realizzazione di nuovi impianti di depurazione e alla sostituzione e posa di gruppi di misura prevalentemente oggetto di telelettura.

SBU Ambiente

Al 31 dicembre 2019 i ricavi del settore ammontano a 715 milioni di euro, in aumento del +17,2% rispetto ai 610 milioni di euro dell'esercizio 2018. L'incremento dei ricavi è da ricondursi per circa 87 milioni di euro all'ampliamento del perimetro di consolidamento correlato ad ACAM Ambiente e ReCos (+13 milioni di euro), a far data da aprile 2018, San Germano e CMT dal gennaio 2019 (+69 milioni di euro) e Ferrania Ecologia da luglio 2019 (+5 milioni di euro), oltre che ai maggiori ricavi dell'attività di intermediazione dei rifiuti speciali (+15 milioni di euro) e all'incremento dei ricavi di smaltimento (+5 milioni di euro). Si sono rilevati inoltre minori ricavi energetici per circa 4 milioni di euro.

		Esercizio 2019	Esercizio 2018	Δ %
Ricavi	€/mil.	715	610	17,2%
Margine operativo lordo (Ebitda)	€/mil.	158	155	1,8%
Ebitda Margin		22,1%	25,5%	
Risultato Operativo (Ebit)	€/mil.	56	75	-25,9%
Investimenti	€/mil.	72	31	(*)
Energia Elettrica venduta	GWh	507	486	4,5%
Energia termica prodotta	GWh _t	173	177	-2,1%
Rifiuti gestiti	ton	2.835.309	2.268.791	25,0%
Raccolta differenziata area Emilia	%	77,0%	74,2%	3,7%
Raccolta differenziata area Piemonte	%	54,8%	47,3%	15,9%
Raccolta differenziata area Liguria	%	74,1%	68,2%	8,6%

(*) variazione superiore al 100%

Il margine operativo lordo del settore ammonta a 158 milioni di euro in miglioramento del +1,8% rispetto ai 155 milioni di euro dell'esercizio 2018. Il miglioramento del margine è attribuibile principalmente all'apporto positivo delle attività di raccolta rifiuti, anche per gli ampliamenti di perimetro del Gruppo derivanti dal consolidamento di ACAM Ambiente e San Germano. Per quanto concerne le attività di smaltimento il margine risulta in flessione prevalentemente per il calo del prezzo delle energia elettrica (circa -15%) prodotta tramite gli impianti di termovalorizzazione, soltanto parzialmente compensato dall'incremento dei volumi smaltiti in impianti del Gruppo e dalla crescita dei prezzi di mercato relativi allo smaltimento dei rifiuti speciali.

Il risultato operativo ammonta a 56 milioni di euro in diminuzione del -25,9% rispetto ai 75 milioni di euro dell'esercizio 2018. La dinamica positiva del margine operativo lordo è stata assorbita da maggiori ammortamenti per circa 9 milioni di euro, in parte correlati agli ampliamenti di perimetro, oltre a 9 milioni

di euro per la svalutazione di quote di avviamento relative ad impianti ed a maggiori accantonamenti per 3,5 milioni di euro (1,5 milioni per accantonamenti aggiuntivi al fondo smantellamento dell'ex impianto inceneritore di Reggio Emilia e 2 milioni per altri).

Gli investimenti realizzati nell'esercizio ammontano a 72 milioni di euro, in aumento rispetto ai 31 milioni di euro dell'esercizio 2018, e si riferiscono ad investimenti per la manutenzione straordinaria dei diversi impianti e ad investimenti in attrezzature e mezzi a supporto della raccolta rifiuti con la modalità porta a porta e differenziata.

SBU Energia

A partire dal 1° gennaio 2019 il settore energia comprende le attività di gestione calore illuminazione pubblica ed efficienza energetica che nel precedente esercizio erano ricompresi negli altri servizi. Ai fini comparativi anche il 2018 è stato proformato alla nuova composizione di attività del settore energia.

Al 31 dicembre 2019 i ricavi della SBU Energia ammontano a 1.473 milioni di euro, in incremento del +4,3% rispetto ai 1.412 milioni di euro dell'esercizio 2018 principalmente per l'effetto della maggior produzione di energia elettrica.

		Esercizio 2019	Esercizio 2018	Δ %
Ricavi	€/mil.	1.473	1.412	4,3%
Margine operativo lordo (Ebitda)	€/mil.	274	330	-17,0%
<i>Ebitda Margin</i>		18,6%	23,4%	
Risultato Operativo (Ebit)	€/mil.	140	194	-27,9%
Investimenti	€/mil.	66	80	-16,6%
Energia elettrica prodotta	GWh	9.712	8.371	16,0%
<i>da fonte idroelettrica e altre rinnovabili</i>	GWh	1.321	1.496	-11,7%
<i>da fonte cogenerativa</i>	GWh	5.920	5.692	4,0%
<i>da fonte termoelettrica</i>	GWh	2.471	1.183	(*)
Calore prodotto	GWh	2.821	2.755	2,4%
<i>da fonte cogenerativa</i>	GWh	2.381	2.255	5,6%
<i>da fonte non cogenerativa</i>	GWh	440	500	-12,0%
Volumetrie teleriscaldate	Mmc	95,0	93,8	1,3%

(*) variazione superiore al 100%

Alla stessa data l'energia elettrica prodotta è stata pari a 9.712 GWh, in aumento del +16% rispetto agli 8.371 GWh dell'esercizio 2018. L'incremento di produzione ha riguardato la generazione termoelettrica e cogenerativa mentre risulta in flessione del -11,7% la produzione idroelettrica.

La produzione termoelettrica complessiva è stata pari a 8.391 GWh, di cui 5.920 GWh da fonte cogenerativa, in aumento del +4% rispetto ai 5.692 GWh dell'esercizio 2018 e 2.471 GWh da fonte termoelettrica convenzionale, in forte aumento rispetto ai 1.183 GWh dell'esercizio 2018.

La produzione da fonti rinnovabili è stata pari a 1.321 GWh, di cui 1.300 GWh derivanti da fonte idroelettrica e, marginalmente, per circa 21 GWh da altre rinnovabili (fotovoltaico); complessivamente la produzione risulta in diminuzione del -11,7% rispetto ai 1.496 GWh dell'esercizio 2018 per effetto dell'idraulicità straordinaria che aveva caratterizzato i mesi di maggio e giugno 2018.

La produzione di calore del periodo è stata pari a 2.821 GWh, in aumento del +2,4% rispetto ai 2.755 GWh dell'esercizio precedente. Complessivamente le volumetrie teleriscaldate ammontano a circa 95 Mmc in aumento del +1,3% rispetto ai circa 94 Mmc del 2018. I dati comprendono le volumetrie gestite grazie all'affitto del ramo d'azienda di SEI Energia.

Il margine operativo lordo (EBITDA) ammonta a 274 milioni di euro, in diminuzione del -17% rispetto ai 330 milioni di euro dell'esercizio 2018. La significativa flessione del margine è principalmente da ricondurre al

venir meno del riconoscimento straordinario, avvenuto nel 2018, di circa 60 milioni di euro di certificati di efficienza energetica pregressi e, inoltre, alla scadenza del 1° marzo 2019 degli incentivi (ex certificati verdi) relativi agli impianti idroelettrici di Pont Ventoux e Bussento riconosciuti per l'esercizio 2018 per circa 32 milioni di euro.

Escludendo dal dato comparativo l'effetto di tali fattori di discontinuità gestionale, il margine operativo lordo presenterebbe un miglioramento del +15,1% rispetto ai 238 milioni di euro del 2018 ricalcolati. L'esercizio 2019 è stato caratterizzato da un andamento del prezzo medio di periodo dell'energia elettrica (PUN) di 52,3 €/MWh mediamente inferiore rispetto ai 61,3 €/MWh dell'esercizio 2018 e da un incremento sostenuto dei prezzi dei certificati ETS che sono passati da un valore di 14,49 (€/t) a 20,43 (€/t) (+40%). Nonostante tale scenario energetico, il calo dei prezzi del gas, grazie anche ad una stagione termica invernale particolarmente mite, ha comportato un aumento della marginalità della generazione termoelettrica. Ciò ha consentito di assorbire la minor marginalità dei servizi di dispacciamento (MSD) ed il saldo negativo dei certificati energetici (ETS e TEE). Contribuiscono al miglioramento del margine il riconoscimento di alcune partite relative a certificati energetici di anni pregressi e il riconoscimento dei corrispettivi del "capacity payment", oltre alle attività del settore teleriscaldamento legate all'affitto del ramo d'azienda SEI Energia e lo sviluppo delle attività di efficienza energetica.

Il risultato operativo del settore energia ammonta a 140 milioni di euro, in flessione del -27,9% rispetto ai 194 milioni di euro del corrispondente periodo del 2018. Escludendo i fattori di discontinuità evidenziati, il risultato operativo presenterebbe un miglioramento del +37,2% rispetto ai 102 milioni dell'2018 a tal fine ricalcolato. Gli ammortamenti di periodo risultano in incremento per circa 12 milioni di euro rispetto all'esercizio 2018, come pure si registrano minori accantonamenti per circa 11 milioni di euro.

Gli investimenti di periodo ammontano a 66 milioni di euro in flessione del -16,6% rispetto agli 80 milioni di euro dell'esercizio 2018.

SBU Mercato

Al 31 dicembre 2019 i ricavi del settore ammontano a 2.746 milioni di euro in aumento del +5,5% rispetto ai 2.602 milioni di euro dell'esercizio 2018. Si segnala che a far data da ottobre 2018 rientra nel perimetro di consolidamento della SBU Mercato la società Spezia Energy Trading.

Il margine operativo lordo (EBITDA) ammonta a 110 milioni di euro, in diminuzione del -20,6% rispetto ai 139 milioni di euro dell'esercizio 2018. La flessione del margine operativo lordo è imputabile al fatto che l'esercizio 2018 beneficiava di una sopravvenienza attiva per circa 41 milioni di euro riconducibile alla revisione della stima dei crediti per fatture da emettere di cui la parte preponderante era relativa alla vendita gas. Escludendo questa partita straordinaria, il margine operativo lordo presenterebbe un miglioramento del +12,9% rispetto ai 98 milioni di euro del 2018 (valore pro-forma al netto di tale provento straordinario). Tale miglioramento è riconducibile alla vendita di energia elettrica che presenta maggiori quantità vendute e un netto miglioramento dei margini unitari di commercializzazione. In flessione il margine operativo lordo della vendita gas a causa di una stagione termica invernale non favorevole e di un peggioramento della marginalità conseguenza di uno scenario energetico particolarmente volatile.

Il risultato operativo (EBIT) ammonta a 57 milioni di euro, in diminuzione del -33,1% rispetto agli 86 milioni di euro del esercizio 2018. Escludendo il fattore di discontinuità evidenziato, il margine migliorerebbe del +28,4% rispetto ai 45 milioni di euro del 2018 ricalcolati. Si registrano maggiori ammortamenti per circa 6 milioni di euro e minori accantonamenti al fondo svalutazione crediti per circa 5 milioni di euro.



		Esercizio 2019	Esercizio 2018	Δ %	Esercizio 2018 adjusted	Δ adj %
Ricavi	€/mil.	2.746	2.602	5,5%	2.561	7,2%
Margine operativo lordo (Ebitda)	€/mil.	110	139	-20,6%	98	12,9%
Ebitda Margin		4,0%	5,3%		3,8%	
da Energia Elettrica	€/mil.	35	21	65,8%	19	85,8%
da Gas	€/mil.	71	126	-43,2%	77	-7,2%
da Altri servizi vendita	€/mil.	4	-8	[*]	2	94,9%
Risultato Operativo (Ebit)	€/mil.	57	86	-33,1%	45	28,4%
Investimenti		40	31	28,5%		
Energia Elettrica Venduta	GWh	9.452	8.936	5,8%		
Gas Acquistato	Mmc	3.014	2.845	6,0%		
Gas commercializzato dal Gruppo	Mmc	1.061	1.160	-8,5%		
Gas destinato ad usi interni	Mmc	1.764	1.477	19,5%		
Gas in stoccaggio	Mmc	189	209	-9,5%		

(*): variazione superiore al 100%

Commercializzazione Energia Elettrica

I volumi venduti di energia elettrica ammontano a 9.452 GWh (al netto di pompaggi, perdite di rete, ritiri dedicati e comprensivo degli sbilanciamenti) in aumento del 5,8% rispetto agli 8.936 GWh dell'esercizio 2018.

I volumi venduti sul mercato libero, comprendente i segmenti dei clienti business, small business, retail e grossisti, ammontano complessivamente a 9.033 GWh in aumento del +6,9% rispetto ai 8.448 GWh del 2018. L'incremento delle vendite del mercato libero è da ricondursi principalmente al segmento dei grossisti, con vendite che ammontano a 2.775 GWh in aumento del +83% rispetto ai 1.516 GWh dell'esercizio 2018. Per quanto concerne i clienti finali, risulta in aumento il segmento small business che ammonta a 1.201 GWh rispetto ai 264 GWh del 2018 e il segmento retail a 1.554 GWh rispetto ai 1.482 GWh del 2018 (+4,8%), mentre risulta in flessione il segmento business a 3.503 GWh rispetto ai 5.185 GWh del 2018 (-33,4%).

Le vendite del mercato tutelato ammontano a 414 GWh, in flessione (-15,2%) rispetto ai 483 GWh del corrispondente periodo 2018.

Il margine operativo lordo (EBITDA) della vendita di energia elettrica ammonta a 35 milioni di euro, in miglioramento del +65,8% rispetto ai 21 milioni di euro dell'esercizio 2018. Al netto della componente straordinaria il margine del 2018 ricalcolato ammonta a 19 milioni di euro. Il miglioramento del risultato è da ricondursi al miglioramento della marginalità, all'incremento delle quantità vendute e all'aumento della quota di commercializzazione clienti liberi riconosciuta (PCV). Questo ha consentito di assorbire le sopravvenienze negative di alcuni conguagli e dei riconoscimenti tariffari sul 2018 della componente relativa alla morosità. Concorre al miglioramento del margine l'acquisizione di Spezia Energy trading a far data da ottobre 2018.

Commercializzazione Gas Naturale

I volumi acquistati ammontano a 3.014 Mmc in aumento del +6%, rispetto ai 2.845 Mmc dell'esercizio 2018. Il gas commercializzato dal gruppo ammonta a 1.061 Mmc in diminuzione del -8,5% rispetto ai 1.160 Mmc del 2018, mentre il gas impiegato per consumi interni ammonta a 1.764 Mmc, in aumento del +19,5% rispetto ai 1.477 Mmc dell'esercizio 2018.

Il margine operativo lordo (EBITDA) della vendita gas ammonta a 71 milioni di euro in diminuzione del -43,2% rispetto ai 126 milioni di euro dell'esercizio 2018. Al netto della componente straordinaria relativa alla revisione delle stime dei crediti per fatture da emettere e di cui aveva beneficiato l'esercizio precedente, la flessione del margine ammonta al -7,2% rispetto ai 77 milioni del 2018 ricalcolato. Detta flessione è riconducibile prevalentemente ad una stagione termica invernale meno favorevole rispetto al 2018, che ha

comportato una riduzione significativa dei volumi venduti. Si registra inoltre uno scostamento negativo connesso a conguagli tariffari positivi e non replicabili contabilizzati da Salerno Energia Vendita nell'esercizio 2018.

Vendita calore e altri servizi

La vendita calore e altri servizi presenta un margine operativo lordo di 4 milioni di euro a fronte dei -8 milioni di euro dell'esercizio 2018. L'esercizio 2018 era stato caratterizzato da una sopravvenienza negativa pari a circa 10 milioni di euro per una revisione della stima dei crediti per fatture da emettere. Al netto di tale sopravvenienza l'incremento del 2019 ammonterebbe a circa 2 milioni di euro e principalmente per lo sviluppo della nuova linea di business "New Downstream".

Gli investimenti di periodo ammontano a 40 milioni di euro in aumento rispetto ai 31 milioni di euro dell'esercizio 2018 e afferiscono ai costi di acquisizione di nuova clientela.

Servizi e altro

Al 31 dicembre 2019 i ricavi del settore che comprende le attività dei laboratori d'analisi, telecomunicazioni ed altre attività minori, ammontano a 22 milioni di euro in aumento del +35,5% rispetto ai 17 milioni di euro dell'esercizio 2018.

		Esercizio 2019	Esercizio 2018	Δ%
Ricavi	€/mil.	22	17	35,5%
Margine operativo lordo (Ebitda)	€/mil.	2	1	(*)
Ebitda Margin		9,1%	4,9%	(*)
Risultato Operativo (Ebit)	€/mil.	1	0	(*)
Investimenti	€/mil.	56	37	50,6%

(*) variazione superiore al 100%

Il margine operativo lordo è pari a 2 milioni di euro e risulta in miglioramento rispetto ad 1 milione di euro del 2018. Gli investimenti di periodo ammontano a 56 milioni di euro, in aumento rispetto ai 37 milioni del 2018, e sono relativi prevalentemente ad attività corporate: sistemi informativi, automezzi e servizi immobiliari.

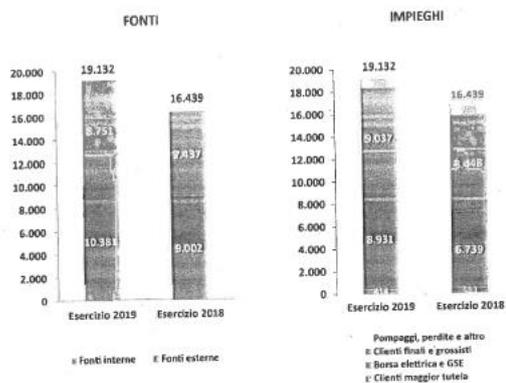


BILANCI ENERGETICI

Bilancio dell'energia elettrica

GWh		Esercizio 2019	Esercizio 2018	Δ %
FONTI				
Produzione lorda del Gruppo		50.381	9.002	15,3%
	a) Idroelettrica e altre rinnovabili	1.352	1.528	-11,5%
	b) Cogenerativa	5.970	5.692	4,0%
	c) Termoelettrica	2.471	1.183	(*)
	d) Produzione da WTE e discariche	638	599	6,5%
Acquisto da Acquirente Unico		458	533	-14,2%
Acquisto energia in Borsa Elettrica		7.706	5.189	48,5%
Acquisto energia da grossisti e importazioni		588	1.715	-65,7%
Totale Fonti		19.132	16.439	16,4%
IMPIEGHI				
Vendite a clienti di maggior tutela		414	483	-14,2%
Vendite in Borsa Elettrica		8.931	6.739	32,5%
Vendite a clienti finali e grossisti		9.037	8.448	7,0%
Pompaggi, perdite di distribuzione e altro		750	769	-2,6%
Totale Impieghi		19.132	16.439	16,4%

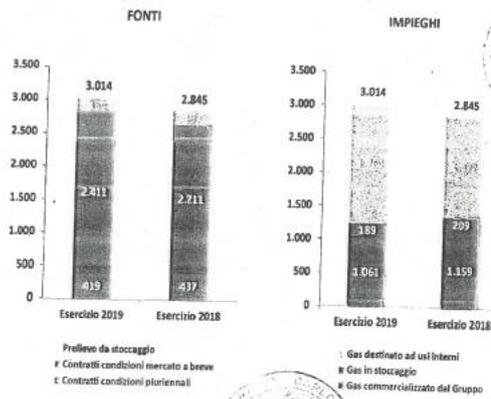
(*) variazione superiore al 100%



Bilancio del gas

Millioni di metri cubi	Esercizio 2019	Esercizio 2018	Δ %
FONTI			
Contratti con condizioni pluriennali	439	437	-4,1%
Contratti con condizioni mercato a breve e medio periodo	2.411	2.211	9,1%
Prelievi da stoccaggio	184	197	-6,5%
Totale Fonti	3.014	2.845	6,0%
IMPIEGHI			
Gas commercializzato dal Gruppo	1.061	1.160	-8,5%
Gas destinato ad usi interni ⁽¹⁾	1.764	1.477	19,5%
Gas in stoccaggio	189	209	-9,5%
Totale Impieghi	3.014	2.845	6,0%

(1) Gli usi interni riguardano il termoelettrico e l'impiego per i servizi calore e gli autoconsumi



SITUAZIONE ECONOMICA, PATRIMONIALE E FINANZIARIA DI IREN S.P.A.

Situazione economica

CONTO ECONOMICO DI IREN S.p.A.

migliaia di euro

	Esercizio 2019	Esercizio 2018	Var. %
Ricavi			
Ricavi per beni e servizi	198.929	179.288	11,0
Altri proventi	14.712	11.850	24,2
Totale ricavi	213.641	191.138	11,8
Costi operativi			
Costi materie prime sussidiarie di consumo e merci	(34.947)	(17.790)	96,4
Prestazioni di servizi e godimento beni di terzi	(112.745)	(106.372)	6,0
Oneri diversi di gestione	(7.870)	(7.203)	9,3
Costi per lavori Interni capitalizzati	24.438	10.369	(*)
Costo del personale	(70.046)	(78.239)	(10,5)
Totale costi operativi	(201.170)	(199.235)	1,0
Margine Operativo Lordo (EBITDA)	12.471	(8.097)	(*)
Ammortamenti, accantonamenti e svalutazioni			
Ammortamenti	(26.602)	(14.945)	78,0
Accantonamenti al fondo svalutazione crediti	(350)	(9.600)	(96,4)
Altri accantonamenti e svalutazioni	8.127	(55)	(*)
Totale ammortamenti, accantonamenti e svalutazioni	(18.825)	(24.600)	(23,5)
Risultato Operativo (EBIT)	(6.354)	(32.697)	(80,6)
Gestione finanziaria			
Proventi finanziari	331.644	265.480	24,9
Oneri finanziari	(87.110)	(126.831)	(31,3)
Totale gestione finanziaria	244.534	138.649	76,4
Rettifica di valore di partecipazioni	-	-	-
Risultato prima delle imposte	238.180	105.952	(*)
Imposte sul reddito	3.234	19.976	(83,8)
Risultato netto delle attività in continuità	241.414	125.928	91,7
Risultato netto da attività operative cessate	-	-	-
Risultato netto del periodo	241.414	125.928	91,7

(*) Variazione superiore al 100%

Ricavi
Il totale dei ricavi di IREN S.p.A. è pari a 213,6 milioni di euro (in aumento rispetto ai 191,1 milioni del 2018) ed è principalmente riferito alle attività di servizio per prestazioni di carattere tecnico-amministrativo ed informatico a favore delle società del Gruppo. La composizione della voce annovera lungo tutto l'esercizio i servizi corporate derivanti dall'operazione di fusione per incorporazione delle società ACAM e InTeGra avente efficacia da aprile 2018, forniti alle società operative spezzine, oltre a quelli erogati alle nuove società acquisite dal Gruppo.

Costi operativi

I costi operativi sono pari a 201,1 milioni di euro, sostanzialmente allineati al dato dell'esercizio 2018 (199,2 milioni di euro). L'aumento rispetto all'esercizio precedente dei costi per materie prime, per servizi e godimento beni di terzi, al netto delle capitalizzazioni di costi interni, è principalmente riconducibile alla gestione delle attività di staff a favore delle società del Gruppo, ed è anch'esso influenzato dalla variazione di perimetro dovuta alla fusione di ACAM e InTeGra e dai costi per servizi e dotazioni informatiche. Si segnala inoltre che nel 2018 la voce "Prestazioni di servizi e godimento beni di terzi" comprendeva costi per *leases* immobiliari (in particolare l'affitto dei fabbricati direzionali dal Fondo Core Multiutilities) e per noleggi di autovetture, per circa 10 milioni di euro. Tali oneri, a partire dal 1° gennaio 2019, e senza rideterminazione del periodo comparativo, non vengono più rilevati a conto economico e, in applicazione dell'IFRS 16, le passività e i diritti d'uso inerenti ai beni a cui essi si riferiscono sono rilevati nello stato patrimoniale. La diminuzione dei costi del personale (-10,5%) è legata ai minori oneri stanziati a fronte di piani di incentivazione all'esodo dei dipendenti rispetto all'esercizio precedente.

Ammortamenti, accantonamenti e svalutazioni

Gli ammortamenti, accantonamenti e svalutazioni ammontano a 18,8 milioni di euro. Gli ammortamenti, che si attestano a 26,6 milioni rispetto ai 14,9 milioni dell'esercizio precedente, includono le quote di competenza legate ai beni in diritto d'uso iscritti a partire dal 1° gennaio 2019 a norma IFRS 16, che in gran parte comportano l'incremento della voce. I rilasci netti di fondi, pari a 8,1 milioni, sono principalmente riferiti al venir meno di rischi per oneri attinenti agli immobili direzionali in affitto dal fondo immobiliare, in ragione dell'elevata probabilità di esercizio della relativa opzione di riscatto.

Gestione finanziaria

Il saldo fra proventi ed oneri finanziari è positivo per 244,5 milioni di euro. Analizzando la composizione delle voci, i proventi finanziari, pari a 331,6 milioni di euro, includono principalmente i dividendi dalle società controllate (266,5 milioni, +66 milioni rispetto al 2018), gli interessi attivi su finanziamenti a società controllate, collegate e joint venture (62,9 milioni). Gli oneri finanziari sono pari a 87,1 milioni di euro, e si riferiscono essenzialmente a interessi passivi su mutui e prestiti obbligazionari. Il significativo decremento rispetto al dato 2018, quando si attestavano a 126,8 milioni, è riconducibile ai minori oneri per operazioni di *liability management*, rafforzato dalla diminuzione del costo medio dell'indebitamento finanziario e parzialmente controbilanciato dalla rilevazione degli interessi passivi, di natura contabile, relativi ai *leases* iscritti a seguito dell'adozione dell'IFRS 16.

Risultato prima delle imposte

In conseguenza delle dinamiche illustrate in precedenza, il risultato prima delle imposte è positivo per 238,1 milioni di euro, significativamente superiore rispetto ai 105,9 milioni dell'esercizio 2018.

Imposte sul reddito

Le imposte sul reddito sono positive (3 milioni di euro), in funzione di un imponibile fiscale negativo derivante dalla non imponibilità del 95% dei dividendi ricevuti. La Società ha optato per il consolidato fiscale ai sensi dell'art. 118 del Tuir, e determina l'IRES di Gruppo su una base imponibile corrispondente alla somma algebrica degli imponibili positivi e negativi delle singole società che partecipano al consolidato. Inoltre, come previsto nel Regolamento infragruppo, vengono remunerati i crediti e gli interessi passivi trasferiti e coperti dai RoI fiscali.

Risultato netto

Il risultato, comprensivo delle imposte di periodo, è positivo per 241,4 milioni di euro.



Situazione patrimoniale e finanziaria

STATO PATRIMONIALE RICLASSIFICATO DI IREN S.p.A. (1)

	migliaia di euro		
	31.12.2019	31.12.2018	Var. %
Attivo immobilizzato	2.770.445	2.637.590	5,0
Altre attività (Passività) non correnti	(8.902)	65	(*)
Capitale circolante netto	61.576	63.250	(2,6)
Attività (Passività) per imposte differite	12.760	12.756	0,0
Fondi rischi e Benefici ai dipendenti	(37.411)	(57.046)	(34,4)
Attività (passività) destinate a essere cedute	240	240	-
Capitale investito netto	2.798.708	2.656.855	5,3
Patrimonio netto	1.908.159	1.789.787	6,6
Attività finanziarie a lungo termine	(1.810.266)	(1.620.371)	11,7
Indebitamento finanziario a medio e lungo termine	2.835.231	2.676.602	5,9
Indebitamento finanziario netto a medio lungo termine	1.024.965	1.056.231	(3,0)
Attività finanziarie a breve termine	(621.458)	(675.421)	(8,0)
Indebitamento finanziario a breve termine	487.042	486.258	0,2
Indebitamento finanziario netto a breve termine	(134.416)	(189.163)	(28,9)
Indebitamento finanziario netto	890.549	867.068	2,7
Mezzi propri ed indebitamento finanziario netto	2.798.708	2.656.855	5,3

(*) Variazione superiore al 100%

(1) Per la riconciliazione del prospetto di stato patrimoniale riclassificato con quello di bilancio si rimanda all'appendice allegata al Bilancio Separato

Nel seguito sono commentate le voci oggetto di significative dinamiche patrimoniali avvenute nel periodo.

L'attivo immobilizzato al 31 dicembre 2019 ammonta a 2.770 milioni di euro, incrementatosi rispetto al 31 dicembre 2018, quando era pari a 2.638 milioni. L'aumento (+133 milioni) è principalmente da ricondursi all'effetto delle seguenti determinanti:

- gli investimenti tecnici in immobilizzazioni materiali ed immateriali (+47 milioni), in buona parte relativi a dotazione informatiche, oltre che ad immobili direzionali acquistati da società del Gruppo, le dismissioni (-3 milioni) e gli ammortamenti (-27 milioni) del periodo;
- l'applicazione dell'IFRS 16 - Leases, che ha comportato la rilevazione al 1° gennaio 2019 nell'attivo immobilizzato di assets oggetto di affitto, noleggio, locazione o leasing per complessivi 94 milioni di euro, riferiti in gran parte a fabbricati e automezzi funzionali alle attività di servizio della società. Le variazioni relative ai leases del periodo ammontano invece a 21 milioni di euro.

La variazione delle Altre passività non correnti nette rispetto al 31 dicembre 2018 è essenzialmente dovuta all'operazione di factoring con *derecognition* dei crediti tributari maturati a seguito dell'istanza di deduzione IRAP dalla base imponibile IRES.

I "Fondi Rischi e Benefici ai Dipendenti" ammontano a 37 milioni di euro (-20 milioni rispetto al 31 dicembre 2018). La diminuzione della voce consegue essenzialmente ai rilasci effettuati a seguito del venir meno di rischi per oneri attinenti agli immobili direzionali in affitto e alle erogazioni per piani di incentivi all'esodo del personale stanziati in esercizi precedenti.

Il Patrimonio Netto ammonta a 1.908 milioni di euro, contro i 1.790 milioni del 31 dicembre 2018 (+118 milioni). La variazione del periodo è principalmente riferita all'effetto del risultato netto (+241 milioni), dei dividendi erogati (-109 milioni), della variazione della riserva *cash flow hedge* legata agli strumenti derivati di copertura tasso (-4 milioni) e agli acquisti di azioni proprie (-9 milioni).

L'indebitamento finanziario netto al termine del periodo è pari a 891 milioni di euro, in aumento di 24 milioni rispetto al 31 dicembre 2018 (+2,7%). L'incremento risente, fra l'altro, dell'adozione dell'IFRS 16 per quanto riguarda l'iscrizione delle passività espressione dei flussi finanziari futuri attualizzati relativi ai leases. In capo alla società, in parte compensato dal cash flow operativo e dai maggiori dividendi incassati. Per maggiori dettagli, si rinvia all'analisi del rendiconto finanziario di seguito presentata.

RENDICONTO FINANZIARIO DI IREN S.p.A.

Variatione indebitamento finanziario netto

Il seguente prospetto dettaglia la movimentazione dell'indebitamento finanziario netto di Gruppo avvenuta nel periodo.

	migliaia di euro		
	Esercizio 2019	Esercizio 2018	Var. %
A. (Indebitamento) Finanziario Netto iniziale	(867.068)	(872.736)	(0,6)
Flusso finanziario generato dall'attività operativa			
Risultato del periodo	241.413	125.928	91,7
 Rettifiche per movimenti non finanziari	(229.907)	(126.252)	82,1
Erogazioni benefici ai dipendenti	(1.494)	(2.653)	(49,7)
Utilizzo fondo rischi e altri oneri	(8.557)	(2.968)	(*)
Variatione altre attività/passività non correnti	8.967	(699)	(*)
Altre variazioni patrimoniali			
Imposte pagate	15.552	8.862	75,5
B. Cash flow operativo prima delle variazioni di CCN	25.974	2.218	(*)
C. Flusso finanziario derivante da variazioni di CCN	(9.421)	(6.249)	50,8
D. Cash flow operativo (B+C)	16.553	(4.031)	(*)
Flusso finanziario da (per) attività di investimento			
Investimenti in attività materiali e immateriali	(46.681)	(27.156)	71,9
Investimenti in attività finanziarie	(50)		
Realizzo investimenti e variazione attività destinate ad essere cedute	756		
Variatione perimetro societario		(53.794)	(100,0)
Dividendi incassati	266.515	200.560	92,9
E. Totale flusso finanziario da attività di investimento	220.540	119.610	84,8
F. Free cash flow (D+E)	237.093	115.579	(*)
Flusso finanziario da attività di finanziamento			
Aumento capitale		52.623	(100,0)
Acquisto azioni proprie	(9.054)		
Erogazione di dividendi	(108.994)	(91.065)	19,7
Interessi pagati	(90.710)	(94.220)	(3,7)
Interessi incassati	50.320	64.514	(22,0)
Variatione fair value strumenti derivati di copertura	(5.392)	(853)	(*)
Variatione debiti finanziari per leasing	(115.297)		
Altre variazioni	18.553	(40.910)	(*)
G. Totale flusso finanziario da attività di finanziamento	(260.574)	(109.911)	(*)
H. Variatione (Indebitamento) Finanziario Netto (F+G)	(23.481)	5.668	(*)
I. (Indebitamento) Finanziario Netto finale (A+H)	(890.549)	(867.068)	2,7

(*) Variazione superiore al 300%

La variatione dell'indebitamento finanziario deriva dalle seguenti determinanti:

- un cash flow operativo pari a +17 milioni;
- un flusso finanziario da attività di investimento (+221 milioni di euro) che annovera i dividendi incassati da società controllate (267 milioni, in aumento rispetto all'esercizio precedente) e gli investimenti tecnici del periodo (-47 milioni, superiori ai 27 milioni del 2018).

- le componenti del flusso finanziario da attività di finanziamento (complessivamente pari a -261 milioni di euro) si riferiscono in buona parte all'applicazione dell'IFRS 16 nell'esercizio 2019 (-115 milioni fra iscrizione iniziale e variazioni del periodo) e ai dividendi erogati (109 milioni, un importo superiore ai 91 milioni distribuiti nell'esercizio precedente).

Si segnala infine che il rendiconto finanziario redatto secondo la configurazione espressa come variazione delle disponibilità liquide è presentato nel Bilancio Separato al 31 dicembre 2019.

Di seguito viene riportato il prospetto di raccordo tra il patrimonio netto e il risultato della Capogruppo Iren S.p.A. risultanti al 31 dicembre 2019 e al 31 dicembre 2018 e quelli risultanti dal bilancio consolidato.

	migliaia di euro	
31/12/2019	Patrimonio Netto	Risultato del periodo
Patrimonio netto e utile del bilancio d'esercizio della Capogruppo	1.908.359	241.413
Differenza fra valore di carico e valore delle società collegate valutate con il metodo del patrimonio netto	36.695	4.121
Maggior valore risultante dal consolidamento rispetto al valore di carico delle partecipazioni consolidate	361.667	244.449
Sorno dividendi da società controllate/collegate	0	(266.513)
Eliminazione Margini Infragruppo	(50.908)	2.647
Altre	32.160	10.461
Patrimonio netto e utile del Gruppo	2.287.773	236.578

Si sottolinea che la riga "eliminazione di margini infragruppo" si riferisce allo storno delle plusvalenze relative a cessione di rami d'azienda o di società all'interno del Gruppo. In particolare si evidenzia l'operazione relativa al servizio Idrico Integrato di Genova effettuata dall'ex-AMGA (effetto positivo per 2,6 milioni di euro sul conto economico e negativo per 33,8 milioni di euro sul Patrimonio Netto).

	migliaia di euro	
31/12/2018	Patrimonio Netto	Risultato del periodo
Patrimonio netto e utile del bilancio d'esercizio della Capogruppo	1.789.787	125.928
Differenza fra valore di carico e valore delle società collegate valutate con il metodo del patrimonio netto	32.831	10.395
Maggior valore risultante dal consolidamento rispetto al valore di carico delle partecipazioni consolidate	395.457	296.081
Sorno dividendi da società controllate/collegate	0	(200.521)
Eliminazione Margini Infragruppo	(53.555)	2.695
Altre	20.923	7.538
Patrimonio netto e utile del Gruppo	2.185.443	242.116

FATTI DI RILIEVO INTERVENUTI DOPO LA CHIUSURA DELL'ESERCIZIO ED EVOLUZIONE PREVEDIBILE DELLA GESTIONE

Manifestazione di interesse per l'acquisizione del ramo d'azienda della vendita gas di Sidigas.com

A gennaio 2020 SIDIGAS – Società Irlina Distribuzione GAS S.p.A. ha accettato la manifestazione d'interesse vincolante presentata da Iren avente ad oggetto l'acquisizione di un ramo d'azienda della sua controllata Sidigas.com S.r.l. relativo alla vendita di gas naturale, con un portafoglio di circa 55 mila clienti (il 95% dei quali in ambito *retail*), distribuiti su 78 Comuni prevalentemente nella Provincia di Avellino. L'operazione è subordinata al verificarsi di alcune condizioni sospensive, verificatesi le quali il ramo – nel frattempo conferito in un veicolo societario di nuova costituzione (NewCO) – sarà acquisito da una società controllata da Iren S.p.A.; in merito, SIDIGAS S.p.A. e Iren hanno concordato un periodo di esclusiva per la finalizzazione dell'operazione.

Accordo vincolante con Idealservice per l'acquisizione dell'80% di I.Blu e per una partnership nei servizi ambientali

Il 29 gennaio 2020 Iren S.p.A. ha siglato un Accordo preliminare con Idealservice al fine di acquisire (attraverso Iren Ambiente) l'80% del capitale sociale di I.Blu, che opera:

- nella selezione dei rifiuti plastici da avviare a recupero e riciclo, in gran parte del circuito del Consorzio Corepla, in due impianti aventi una capacità complessiva di 200 Kton/anno e
- nel trattamento di rifiuti in plastica per la produzione di Blupolymer (polimero per usi civili) e Bluair ("agente riducente" per gli impianti siderurgici).

Oltre a ciò, l'Accordo preliminare prevede fra l'altro la definizione di una partnership con Idealservice per la gestione dei servizi di raccolta di rifiuti solidi urbani in alcune aree del nord Italia.

Il corrispettivo dell'operazione è pari a 16 milioni di euro; i risultati economici pro-forma 2019 del business in fase di acquisizione presentano un fatturato pari a 46 milioni ed un EBITDA di 7,5 milioni.

La firma dell'Accordo Definitivo è subordinata all'avveramento delle condizioni sospensive e al raggiungimento di un pieno accordo su tutti i termini e condizioni di dettaglio dell'operazione.

L'operazione permetterà a Iren di divenire leader nazionale nella selezione delle plastiche Corepla e, in prospettiva, nel trattamento del c.d. *plasmix*, plastiche eterogenee che attualmente non trovano sbocco nel mercato del riciclo a valle della raccolta differenziata.

Perfezionamento della cessione della quota di OLT Offshore LNG Toscana

A completamento dell'operazione evidenziata nel "Fatti di rilievo dell'esercizio" ed a seguito dell'ottenimento delle autorizzazioni dalle autorità competenti, il 26 febbraio 2020 il Gruppo ha trasferito a SNAM il 49,07% di OLT Offshore LNG Toscana. Il corrispettivo per la compravendita della partecipazione, nonché della quota residua del finanziamento soci, è complessivamente pari a 332 milioni di euro, esclusi eventuali futuri aggiustamenti in aumento al verificarsi di determinate condizioni.

La cessione della partecipazione in OLT permetterà al Gruppo di migliorare la propria struttura finanziaria, disponendo delle risorse necessarie per accelerare gli investimenti previsti nel piano industriale e per cogliere opportunità di crescita per linee esterne.

Contratto per l'ampliamento della centrale di Turbigo

Il 3 marzo 2020 Iren ha firmato con Ansaldo Energia un contratto del valore di 180 milioni di euro per la progettazione esecutiva, fornitura e realizzazione di un nuovo impianto di generazione di energia elettrica a ciclo combinato, alimentato a gas, e delle relative opere ausiliarie, che consentirà di aumentare la capacità installata complessiva del sito di Turbigo dagli attuali 850 MW a circa 1.280 MW.

In sede di asta del *Capacity Market*, l'ampliamento della centrale ha permesso il riconoscimento del contributo per quindici anni a partire dal 2022, esercizio in cui è previsto l'inizio della fase produttiva, di complessivi 117 milioni di euro.

Il potenziamento di Turbigo collocherà l'impianto fra quelli che, operando ad alta flessibilità ed in modo complementare alle fonti rinnovabili, risultano essenziali per sostenere l'adeguatezza del sistema di produzione elettrica nazionale.

EVOLUZIONE PREVEDIBILE DELLA GESTIONE

La recente pandemia globale legata alla diffusione del Coronavirus ha provocato uno shock inaspettato sui mercati finanziari ed avrà un impatto incisivo nell'economia reale, anche se ad oggi è difficilmente stimabile l'impatto in Italia della chiusura delle attività non essenziali. Le politiche monetarie espansive attuate dalle maggiori banche centrali potranno favorire la ripresa dell'economia globale soprattutto se accompagnate da interventi di finanza pubblica. Oltre a quanto suddetto è importante segnalare anche il crollo del prezzo del petrolio avvenuto nel mese di marzo 2020, quando il WTI ha registrato il prezzo più basso dal 2003.

L'emergenza Coronavirus in Italia potrà avere nel corrente esercizio un impatto che, al momento, è ritenuto limitato sulle attività del Gruppo, principalmente in ragione della natura del business (oltre 70% in settori regolati o semi regolati) in cui opera. La mancanza di dati oggettivi sia consuntivi che previsionali, questi ultimi legati a scenari ad oggi difficilmente ipotizzabili, impedisce al momento di valutare un possibile impatto nel corso dell'anno sulla domanda di energia elettrica da parte delle aziende e quindi sui ricavi di vendita. È comunque prevedibile, anche in funzione delle recenti disposizioni di ARERA e dei provvedimenti aziendali adottati a mitigazione degli impatti economici e sociali conseguenti alla crisi, un effetto sul capitale circolante a seguito dell'interruzione di nuove azioni di sospensione/riduzione delle forniture (gas, luce, acqua e teleriscaldamento) dovute alla morosità dal 9 marzo e alla possibilità, in caso di oggettiva situazione di difficoltà economica, di richiedere il rinvio della scadenza di pagamento di 30 giorni oppure la rateizzazione in tre rate nei tre mesi successivi. Tale effetto è considerato limitato. Tuttavia il perdurare della situazione negativa potrebbe comportare un deterioramento delle condizioni creditizie e del grado di solvibilità finanziaria delle controparti, e quindi la necessità di dover adeguare il fondo svalutazione crediti in ragione della valutazione delle perdite attese secondo i principi contabili internazionali. Inoltre è in fase di attento monitoraggio il verificarsi di extra costi operativi e gestionali dovuti all'emergenza ed è ipotizzabile il rallentamento di alcuni progetti di efficientamento. Infine, in linea generale, data l'interconnessione fra i settori di mercato e fra le economie su scala globale non è da escludere che il perdurare oltre misura delle restrizioni e delle difficoltà correlate alla diffusione del virus possa comportare per il Gruppo ulteriori impatti futuri anche considerevoli al momento non identificati o ritenuti di entità non rilevante quali ad esempio, una riduzione, anche significativa, nei prezzi o nella domanda di beni e servizi nei settori, diversi da quelli regolati, in cui il Gruppo opera.

Dato il recente crollo del prezzo del petrolio e la probabile minore domanda di energia elettrica, ci si attende una riduzione dei volumi di energia elettrica prodotta ed un minor PUN. Nonostante questo, la costante espansione della rete di teleriscaldamento, che è un'attività semi regolata, ci permetterà di saturare la produzione dei nostri impianti cogenerativi per limitare la volatilità dello scenario energetico. Nel 2020 il Gruppo prevede di poter cogliere le potenzialità del proprio portafoglio clienti attraverso un parziale recupero della marginalità unitaria ma anche attraverso l'incremento del numero dei clienti, grazie anche all'ampliamento della linea di prodotti "New Downstream". Data la situazione attuale, l'acquisizione di nuovi clienti potrebbe subire un rallentamento ed i volumi di vendita potrebbero subire una contrazione, comunque limitata data la bassa percentuale di clienti business in portafoglio. In prospettiva, si prevede che le modifiche tariffarie, collegate al quadro regolatorio approvato da ARERA nel settore idrico e nella distribuzione gas e alle nuove norme introdotte nel settore della raccolta rifiuti, non abbiano impatti significativi sulla marginalità attesa grazie ad azioni di ulteriore efficientamento dei processi e all'incremento dei ricavi legati agli investimenti realizzati e previsti.

Il Gruppo proseguirà inoltre nel proprio percorso di crescita declinato nell'ultimo piano industriale, che prevede rilevanti investimenti soprattutto nelle divisioni Reti e Ambiente oltre che ad investimenti destinati a potenziare la capacità di generazione elettrica alla luce delle positive indicazioni di prezzo per le prime due aste di Capacity Market effettuate per il 2022 e 2023. Iren conferma inoltre la sostenibilità come uno dei principali pilastri strategici, continuando ad investire in progetti legati alla Circular Economy, l'utilizzo efficiente delle risorse e la riduzione delle emissioni, per un ammontare pari a circa il 60% degli investimenti previsti nel piano industriale.

GESTIONE FINANZIARIA

Scenario di riferimento

Nel corso del 2019 la parte a breve termine della curva dei tassi si è mantenuta sostanzialmente stabile fino a giugno, con un successivo movimento al ribasso; la parte a medio/lungo, nel mentre, ha proseguito la discesa iniziata a fine anno 2018, pur con una breve parentesi rialzista nel quarto trimestre dell'anno. L'ultimo intervento della Banca Centrale Europea risale al taglio dei tassi operato a marzo 2016; il tasso di riferimento è attualmente pari a 0%. Esaminando l'andamento del tasso euribor a sei mesi si rileva che il parametro, in territorio stabilmente negativo, dai mesi estivi ha registrato ulteriori ribassi e attualmente risulta pari a -0,40%.

Anche le quotazioni dei tassi fissi, riflesse nei valori dell'IFRS a 5 e 10 anni, in particolare nel primo semestre 2019 hanno proseguito il movimento ribassista iniziato a settembre 2018, raggiungendo nuovi minimi storici che si ripropongono nel momento attuale di mercato dopo una fase rialzista già terminata nella parte finale del 2019.

Attività svolta

Nel corso dell'anno 2019 è proseguita l'attività volta a consolidare la struttura finanziaria del Gruppo Iren. L'evoluzione dei fabbisogni finanziari viene monitorata attraverso una attenta pianificazione finanziaria, che consente di prevedere la necessità di nuove risorse finanziarie tenuto conto dei rimborsi dei finanziamenti in essere, dell'evoluzione dell'indebitamento, degli investimenti, dell'andamento del capitale circolante e dell'equilibrio delle fonti tra breve e lungo termine.

Il modello organizzativo adottato dal Gruppo Iren prevede, ai fini dell'ottimizzazione finanziaria per le società, l'adozione di una gestione accentrata in Iren delle operazioni di tesoreria, delle operazioni di finanziamento a medio/lungo termine e del monitoraggio e gestione del rischio finanziario. Iren intrattiene rapporti con i principali Istituti di Credito Italiani e Internazionali al fine di ricercare le forme di finanziamento più adatte alle proprie esigenze e le migliori condizioni di mercato.

Passando più dettagliatamente alle operazioni compiute nel 2019 si evidenzia che, come descritto nei "Fatti di rilievo dell'esercizio", nel mese di luglio è stato sottoscritto un nuovo contratto di finanziamento BEI nella forma Climate Action & Circular Economy Loan, di 120 milioni di euro a supporto di iniziative nel settore della produzione idroelettrica e nel settore ambientale per il miglioramento della gestione sostenibile dei rifiuti solidi. Nel mese di dicembre sono stati inoltre utilizzati ulteriori 30 milioni di euro a valere sul finanziamento BEI Teleriscaldamento e Ambiente di complessivi 130 milioni di euro sottoscritto a dicembre 2015, con rinvio del tiraggio del residuo 50 milioni all'anno 2020. A seguito di quanto sopra i finanziamenti diretti con Banca Europea per gli Investimenti, con durata fino a 16 anni, non utilizzati e disponibili risulteranno pari complessivamente a 195 milioni di euro.

Nel mese di ottobre è stato concluso con pieno successo il collocamento di una terza emissione obbligazionaria di tipo *Green Bond*, per un importo benchmark di 500 milioni di Euro a valere sul Programma Euro Medium Term Notes (EMTN, incrementato a 2,5 miliardi di euro a settembre). Le obbligazioni, rating Fitch BBB, hanno cedola pari a 0,875% e scadenza 14 ottobre 2029 (durata 10 anni) e sono quotate presso il mercato regolamentato della borsa irlandese, dove è stato depositato il prospetto informativo, e presso il mercato ExtraMOT di Borsa Italiana.

Ai fini dell'ottimizzazione della struttura finanziaria del Gruppo e in connessione con l'emissione obbligazionaria sopra citata, è proseguita l'attività di *Liability Management* e si è dato corso al rimborso anticipato volontario di finanziamenti in portafoglio della capogruppo per complessivi 370 milioni di euro, di cui 172 milioni già definiti nell'ambito delle suddette attività nel 2018.

A livello di società controllate, nel periodo si segnala l'accensione di una nuova posizione di 750 mila euro per Studio Alfa e l'estinzione anticipata di posizioni di debito di Ferrania Ecologia e Territorio e Risorse per complessivi 6 milioni di euro.

L'indebitamento finanziario da finanziamenti (escluse le passività finanziarie iscritte in applicazione dell'IFRS 16) al termine del periodo è costituito al 20% da prestiti e all'80% da obbligazioni.

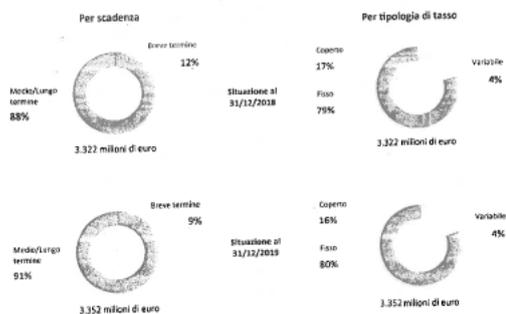
Per quanto concerne i rischi finanziari, il Gruppo Iren è esposto a diverse tipologie di rischi tra i quali, rischi di liquidità, rischi di variazione nei tassi di interesse, cambi. Nell'ambito dell'attività di Risk Management, al fine di limitare i rischi di variazione nei tassi di interesse, il Gruppo utilizza contratti di copertura, seguendo un'ottica non speculativa. Nel periodo sono stati perfezionati nuovi contratti di Interest Rate Swap a

copertura di complessivi 150 milioni di debito, con scadenza tra il 2025 e il 2027 ed effetti differiti con decorrenza dicembre 2020/giugno 2022.

Al 31 dicembre 2019 la quota di debito a tasso variabile non coperta con strumenti di derivato tasso è pari al 4% dell'indebitamento finanziario da finanziamenti, in linea con l'obiettivo del Gruppo Iren di mantenere un'adeguata protezione da significativi rialzi del tasso di interesse.

Nel suo complesso l'attività svolta è finalizzata al rifinanziamento del debito in un'ottica di miglioramento della struttura finanziaria, di riduzione strutturale del costo del capitale e di allungamento della durata media dell'indebitamento finanziario.

La composizione dell'indebitamento finanziario da finanziamenti per scadenza e per tipologia di tasso, confrontata con la situazione al 31 dicembre 2018, è riportata nel seguente grafico.



Rating

A ottobre 2019 e da ultimo a febbraio 2020, l'agenzia Fitch ha confermato ad Iren e alle sue emissioni *senior unsecured* il rating BBB, con outlook stabile. Il giudizio si basa principalmente sull'aggiornamento del piano industriale al 2024 che, in continuità rispetto agli anni precedenti, conferma la prevalenza delle attività regolate e quasi regolate (oltre il 70% del Margine Operativo Lordo a fine Piano). Fitch valuta Iren ben posizionata all'interno degli indici di riferimento, con un rafforzamento del profilo di liquidità.

A sostegno del profilo di liquidità del Gruppo e del livello di rating, Iren dispone delle anzidette linee di finanziamento a medio lungo termine sottoscritte e disponibili ma non utilizzate per 195 milioni di euro; inoltre come riportato nei "Fatti di rilievo dell'esercizio", sono state contrattualizzate nuove linee di credito *committed* di tipo *Sustainability linked revolving credit facility* (RCF) che al 31 dicembre 2019 ammontano ad euro 150 milioni e si aggiungono alle disponibilità liquide correnti.

RISCHI E INCERTEZZE

La gestione dei rischi aziendali rappresenta una componente essenziale del Sistema di Controllo Interno della Corporate Governance di una Società quotata e il Codice di Autodisciplina di Borsa Italiana attribuisce su tale aspetto specifiche responsabilità. Il modello di Enterprise Risk Management operativo nell'ambito del Gruppo contiene l'approccio metodologico alla identificazione, valutazione e gestione integrata dei rischi del Gruppo.

Per ciascuna delle seguenti tipologie di rischio:

- Rischi Finanziari (liquidità, tasso di interesse, tasso di cambio);
- Rischi di Credito;
- Rischi Energetici, riconducibili all'approvvigionamento del gas per la generazione termoelettrica ed alla commercializzazione di energia elettrica, calore e gas, nonché ai mercati dei derivati di *hedging*;
- Rischi Cyber, legati a eventi potenziali inerenti alla perdita di confidenzialità, integrità o disponibilità di dati o informazioni a valle dei quali potrebbero derivare impatti negativi sull'organizzazione, a persone, all'operatività o altre organizzazioni;
- Rischi Operativi, riconducibili alla proprietà degli asset, all'esercizio dell'attività industriale, ai processi, alle procedure ed ai flussi informativi

sono state definite specifiche "policy", con l'obiettivo primario di esplicitare le linee guida strategiche, i principi organizzativo/gestionali, i macro processi e le tecniche necessarie alla gestione attiva dei relativi rischi. Il modello di Enterprise Risk Management del Gruppo disciplina, inoltre, il ruolo dei vari soggetti coinvolti nel processo di gestione dei rischi, che fa capo al Consiglio di Amministrazione, e prevede specifiche Commissioni per la gestione dei rischi finanziari, informatici, di credito ed energetici.

Poiché il Gruppo Iren pone particolare attenzione anche al mantenimento della fiducia e dell'immagine positiva del Gruppo, il modello di Enterprise Risk Management gestisce anche i rischi c.d. Reputazionali, che afferiscono agli impatti sugli stakeholder di eventuali *malpractices*.

Nell'ambito del Gruppo è presente la Direzione Risk Management, posta alle dipendenze del Vice Presidente, al quale sono state demandate, fra l'altro, le seguenti attività:

- verifica della gestione integrata del Sistema di Enterprise Risk Management (ERM) di Gruppo: impostazione metodologica, definizione delle *policies* e monitoraggio del Sistema;
- in raccordo con l'Amministratore Delegato, stipula e gestisce le polizze assicurative con il supporto delle funzioni "Approvvigionamenti, Logistica e Servizi" ed "Affari Legali".

È inoltre attivo un processo di valutazione periodica della sinistrosità nei diversi settori e su tutte le aree del Gruppo al fine di circostanziarne le cause e rendere operative le più idonee azioni di trattamento per prevenire e/o contenere gli impatti dei sinistri.

Di seguito si riporta, per le diverse tipologie di rischio, un dettaglio delle modalità di gestione attive nell'ambito del Gruppo.

1. RISCHI FINANZIARI

L'attività del Gruppo Iren è esposta a diverse tipologie di rischi finanziari tra le quali: rischi di liquidità, rischio cambio e rischi di variazione nei tassi di interesse. Nell'ambito dell'attività di Risk Management, al fine di limitare i rischi di cambio e di variazione dei tassi di interesse, il Gruppo utilizza contratti di copertura seguendo un'ottica non speculativa.

a) Rischio di liquidità

Il rischio di liquidità rappresenta il rischio che le risorse finanziarie disponibili all'azienda non siano sufficienti per far fronte alle obbligazioni finanziarie e commerciali nei termini e nelle scadenze prestabilite.

L'attività di approvvigionamento delle risorse finanziarie è centralizzata allo scopo di ottimizzarne l'utilizzo. In particolare, la gestione centralizzata dei flussi finanziari in Iren consente di allocare i fondi disponibili a livello di Gruppo secondo le necessità che di volta in volta si manifestano tra le singole Società. I movimenti di liquidità sono registrati su conti infragruppo sui quali vengono contabilizzati anche le spese e gli interessi attivi e passivi infragruppo.

Alcune società partecipate hanno una gestione finanziaria autonoma, nel rispetto delle linee guida fornite dalla Capogruppo.

b) **Rischio di cambio**

Fatta eccezione per quanto riportato nell'ambito del rischio energetico, il Gruppo Iren non è particolarmente esposto al rischio di cambio.

c) **Rischio tassi di interesse**

Il Gruppo Iren è esposto alle fluttuazioni dei tassi d'interesse soprattutto per quanto concerne la misura degli oneri finanziari relativi all'indebitamento. La strategia del Gruppo Iren è quella di limitare l'esposizione al rischio di volatilità del tasso di interesse, mantenendo al contempo un costo della provvista contenuto. Nel corso delle Commissioni Financial Risk, si verifica il rispetto dei limiti imposti dalla policy per quanto riguarda le principali metriche e si analizzano la situazione di mercato, l'andamento dei tassi di interesse, il valore delle coperture stipulate e la rispondenza alle condizioni imposte dai covenant.

2. RISCHIO DI CREDITO

Il rischio di credito del Gruppo è legato essenzialmente all'ammontare dei crediti commerciali derivanti dalla vendita di energia elettrica, teleriscaldamento, gas e all'erogazione dei servizi energetici, idrici ed ambientali. I crediti sono suddivisi su un ampio numero di controparti, appartenenti a categorie di clienti eterogenee (clientela retail, business, enti pubblici); alcune esposizioni risultano di ammontare elevato e sono costantemente monitorate e, se del caso, fatte oggetto di piani di rientro. Le unità di Credit Management del Gruppo Iren dedicate al recupero crediti sono responsabili di questa attività.

Il Gruppo, nello svolgimento della propria attività, è esposto al rischio che i crediti possano non essere onorati alla scadenza con conseguente aumento dell'anzianità e dell'insolvibilità sino all'aumento dei crediti sottoposti a procedure concorsuali o inesigibili. Tale rischio risente, tra gli altri fattori, anche della situazione economico-finanziaria congiunturale.

Per limitare l'esposizione al rischio di credito, sono stati attivati strumenti tra i quali l'analisi di solvibilità dei Clienti in fase di acquisizione attraverso un'accurata valutazione del merito creditizio, l'affidamento dei crediti di Clienti cessati e/o attivi a società di recupero crediti esterne e l'introduzione di nuove modalità di recupero per la gestione del contenzioso legale. Inoltre, sono offerti ai Clienti metodi di pagamento attraverso canali digitali.

La politica di gestione dei crediti e gli strumenti di valutazione del merito creditizio, nonché le attività di monitoraggio e recupero, sono differenziate in relazione alle diverse tipologie di clientela e di servizio erogato.

Il rischio di credito è coperto, per alcune tipologie di Clienti business, con opportune forme di garanzie bancarie o assicurative a prima richiesta emesse da soggetti di primario standing creditizio e con l'assicurazione crediti per il segmento di clientela reseller.

Per alcune tipologie di servizio (settore idrico, gas naturale, energia elettrica maggior tutela), in ottemperanza alle disposizioni normative che ne regolano l'attività, è previsto il versamento di un deposito cauzionale fruttifero, che viene rimborsato qualora il Cliente utilizzi, come modalità di pagamento, la domiciliazione bancaria/postale con addebito sul conto corrente.

Le condizioni di pagamento generalmente applicate alla clientela sono riconducibili alla normativa o ai regolamenti vigenti o in linea con gli standard del mercato libero; in caso di mancato pagamento, è prevista l'applicazione di interessi di mora nella misura indicata nei contratti o dalla normativa.

Gli accantonamenti ai fondi svalutazione crediti riflettono, in maniera accurata e nel rispetto della normativa vigente (applicata la metodologia IFRS 9), i rischi di credito effettivi e sono determinati basandosi sull'estrazione dalle banche dati degli importi componenti il credito e, in generale, valutando le eventuali variazioni del predetto rischio rispetto alla rilevazione iniziale nonché, in particolare per i crediti commerciali, stimando le relative perdite attese determinate su base prospettica, tenendo in debita considerazione la serie storica.

Il controllo sui rischi di credito è inoltre rafforzato dalle procedure di monitoraggio e reportistica, al fine di individuare in modo tempestivo possibili contromisure.

Inoltre, su base trimestrale, la Direzione Risk Management si occupa di raccogliere ed integrare i principali dati in merito all'evoluzione dei crediti commerciali delle società del Gruppo, in termini di tipologia della clientela, stato del contratto, filiera di business e fascia di ageing. La valutazione del rischio credito è effettuata sia a livello consolidato sia a livello di Business Unit e società.

Alcune delle suddette valutazioni sono effettuate a intervalli inferiori al trimestre o su specifica esigenza. Per ulteriori considerazioni in materia legate all'emergenza Coronavirus si veda anche il paragrafo "Evoluzione prevedibile della gestione".

3. RISCHIO ENERGETICO

Il Gruppo Iren è esposto al rischio prezzo, sulle commodity energetiche trattate, ossia energia elettrica, gas naturale, titoli di emissione ambientale, ecc., dal momento che sia gli acquisti sia le vendite risentono delle oscillazioni dei prezzi di dette commodity direttamente, ovvero attraverso formule di indicizzazione. E' presente l'esposizione rischio cambio, tipica delle commodity di derivazione petrolifera, ma in modo attenuato grazie allo sviluppo dei mercati organizzati europei che trattano la commodity gas in valuta Euro e non più indicizzata ai prodotti petroliferi.

La politica del Gruppo è orientata ad una strategia di gestione attiva delle posizioni per stabilizzare il margine cogliendo le opportunità offerte dai mercati; essa si realizza sia mediante l'allineamento delle indicizzazioni delle commodity in acquisto e in vendita, sia attraverso lo sfruttamento verticale e orizzontale delle varie filiere di business, sia operando sui mercati finanziari.

A tal fine viene eseguita un'attività di pianificazione della produzione per gli impianti del Gruppo, degli acquisti e delle vendite di energia e di gas naturale, sia in relazione ai volumi che alle formule di prezzo. L'obiettivo è ottenere una sufficiente stabilità dei margini attraverso:

- per la filiera elettrica, l'opportuno bilanciamento dell'autoproduzione e dell'energia dal mercato a termine rispetto alla domanda proveniente dai clienti del Gruppo, con un ricorso al mercato spot adeguato;
- per la filiera del gas naturale la priorità di allineamento delle indicizzazioni della commodity in acquisto e in vendita.

Per una più dettagliata analisi dei rischi sinora trattati si rimanda a quanto riportato nel paragrafo "Gestione dei rischi finanziari del Gruppo", inserito nelle Note Illustrative al Bilancio Consolidato.

4. RISCHI OPERATIVI

Rientrano in questa categoria tutti i rischi che, in aggiunta a quelli già evidenziati nei paragrafi precedenti, possono impattare sul conseguimento degli obiettivi, relativi all'efficacia e all'efficienza delle operazioni aziendali, ai livelli di performance, di redditività e di protezione delle risorse da eventuali perdite.

Il modello di Enterprise Risk Management del Gruppo ha come obiettivo la gestione integrata e sinergica dei rischi.

Il processo di gestione dei rischi di Gruppo prevede che, per ciascuna filiera di business e ambito operativo, si analizzino le attività svolte e si identifichino i principali fattori di rischio connessi al raggiungimento degli obiettivi. In seguito all'attività di individuazione, i rischi sono valutati quali-quantitativamente (in termini di magnitudo e probabilità di accadimento), consentendo così l'identificazione dei rischi più rilevanti. L'analisi prevede altresì una valutazione del livello di controllo attuale e prospettico del rischio, monitorato mediante specifici *key risk indicators*.

Le fasi di cui sopra consentono di strutturare piani di trattamento specifici per ciascun fattore di rischio. Lungo tutte le fasi di gestione, ciascun rischio è sottoposto su base continuativa a un processo di controllo e monitoraggio durante il quale si verifica la corretta ed efficace messa in atto delle attività di trattamento approvate e pianificate, nonché l'insorgenza di eventuali nuovi rischi operativi. Al processo di gestione dei rischi operativi è associato un sistema organico e strutturato di reportistica per la rappresentazione dei risultati dell'attività di misura e di gestione dei rischi.

Lo svolgimento di ciascuna delle fasi del processo avviene sulla base di standard e riferimenti definiti a livello di Gruppo. Con periodicità almeno trimestrale, si aggiorna la situazione dei rischi del Gruppo, nella quale sono evidenziati la dimensione e il livello di controllo di tutti i rischi monitorati, compresi quelli finanziari, informatici, di credito ed energetici. La reportistica sul rischio è trasmessa al top management e al risk owner, che sono coinvolti nelle attività di gestione. L'analisi di rischio supporta altresì la redazione degli strumenti di pianificazione.

In particolare si evidenziano:

a. Rischi normativi e regolatori

Il quadro normativo e regolatorio è soggetto a possibili variazioni nel tempo, costituendo pertanto una potenziale fonte di rischio. In merito opera una Direzione alla diretta dipendenza dell'Amministratore Delegato, dedicata al continuo monitoraggio della legislazione e della normativa di riferimento al fine di valutarne le implicazioni, garantendone la corretta applicazione nel Gruppo.

b. Rischio impianti

In relazione alla consistenza degli asset di produzione del Gruppo il rischio impianti è gestito con l'approccio metodologico sopra descritto, al fine di allocare correttamente le risorse in termini di azioni di controllo e prevenzione (manutenzione preventiva/predittiva, sistemi di controllo e supervisione, piani di emergenza e continuità, ecc.).

Per gli impianti più rilevanti, la Direzione Risk Management svolge periodicamente delle survey, grazie alle quali può dettagliare accuratamente gli eventi a cui tali impianti potrebbero essere esposti, nonché le conseguenti azioni di prevenzione.

Il rischio è altresì presidiato mediante coperture assicurative progettate in considerazione delle singole realtà impiantistiche.

c. Rischi informatici

I rischi informatici (Cyber Risk) sono definiti come l'insieme di minacce interne ed esterne che possono compromettere la continuità aziendale o causare a terzi danni da responsabilità civile in caso di perdita o divulgazione di dati sensibili. Da un punto di vista interno, i rischi operativi di tipo informatico sono strettamente correlati all'attività del Gruppo Iren, che gestisce infrastrutture di rete ed impianti, anche tramite telecontrollo, sistemi di gestione operativa contabile e di fatturazione e le piattaforme di trading delle commodity energetiche. Il Gruppo Iren è infatti uno dei principali operatori italiani sulla borsa elettrica ed eventuali indisponibilità accidentali del sistema potrebbero portare conseguenze economiche rilevanti, legate alla mancata presentazione di offerte di vendita e di acquisto dell'energia. Allo stesso tempo, problematiche relative alla supervisione e acquisizione dati di sistemi fisici potrebbero causare fermi impianti e danni collaterali anche gravi. Un blocco dei sistemi di fatturazione potrebbe inoltre determinare ritardi nell'emissione delle bollette e dei relativi incassi, nonché danni d'immagine.

A mitigazione di tali rischi sono state predisposte specifiche misure, quali ridondanze, sistemi in alta affidabilità e debite procedure di emergenza, che periodicamente sono sottoposte a simulazioni, al fine di garantirne l'efficacia.

Il Gruppo Iren è inoltre esposto al rischio di attacchi informatici volti sia all'acquisizione di dati sensibili sia a produrre il blocco dell'operatività, danni agli impianti e alle reti e a compromettere la continuità dei servizi. Benchmark di mercato mostrano inoltre che sono sempre più frequenti attacchi volti all'acquisizione di dati propri e di terzi, con conseguenti azioni di responsabilità civile e sanzioni anche gravi, e all'acquisizione di segreti industriali. Le tecnologie di sicurezza perimetrale sono state aggiornate. La rete dati è stata ulteriormente segregata secondo l'utilizzo funzionale, inoltre è stato introdotto il sistema di gestione delle vulnerabilità, esteso anche a fornitori che trattano a vario titolo dati aziendali sensibili. È stato avviato il Security Operation Center (SOC) esterno per il presidio h24, con l'utilizzo delle piattaforme di sicurezza Iren.

In merito, di rilevanza è stato l'attacco Cyber avvenuto in data 4 dicembre 2019, ascrivibile ad un virus di tipo Ransomware/Cryptolocker. Il malware ha colpito parte dei server Microsoft Windows rendendoli indisponibili, mentre non ha avuto impatto su sistemi Linux/Unix e ICS/Scada; le postazioni di lavoro degli utenti sono state protette con successo dal sistema Antivirus, attraverso il suo modulo comportamentale. Dalle evidenze riscontrate in fase di analisi *post-incident* è emerso come la diffusione del ransomware sia stata l'epilogo di un attacco effettuato attraverso attività manuali di compromissione, utilizzando strumenti in maniera mirata e diretta.

Il processo di riattivazione è stato graduale al fine di verificare puntualmente, per ogni servizio ripristinato, l'assenza di compromissione.

Nessun dato, grazie ai sistemi di backup in essere, è stato perso; inoltre dall'analisi forense si escludono perdite di confidenzialità e di integrità dei dati, anche riguardo a quelli amministrativo-contabili necessari al processo di formazione del bilancio ed alla redazione dell'informativa finanziaria.

In data 23 gennaio 2020, il Consiglio di Amministrazione di Iren S.p.A. ha approvato la Cyber Risk Policy, che – analogamente alle altre principali risk policy – prevede la convocazione di specifiche Commissioni rischi, il monitoraggio di indicatori di performance e reportistica dedicata.

Il processo di gestione dei rischi operativi è anche finalizzato all'ottimizzazione dei programmi assicurativi del Gruppo.

5. RISCHI STRATEGICI

Il Gruppo Iren si è dotato di un Piano Industriale con un orizzonte temporale al 2024 che ne definisce gli orientamenti strategici e i relativi obiettivi industriali da cui derivano le grandezze economiche, patrimoniali e finanziarie di riferimento. Detti obiettivi si riferiscono a:

- a) efficientamento dell'organizzazione e dei processi del Gruppo e relativi saving;
- b) sviluppo (investimenti in settori regolati e quasi regolati, incremento della base clienti, efficienza energetica);
- c) consolidamento dei settori regolati (rinnovo delle concessioni, distribuzione gas, ciclo idrico integrato e settore ambiente);
- d) crescita esterna;
- e) scenario energetico;
- f) sostenibilità e target ESG (Environment, Social, Governance).

Detto Piano è stato sottoposto, in applicazione delle policy di Gruppo, a un *risk assessment* effettuato dalla Direzione Risk Management e ai relativi stress test che ne hanno evidenziato la sostanziale tenuta anche a fronte di eventi avversi caratterizzati da specifiche *sensitivity*. Oltre alle analisi di rischio legate al Piano, la Direzione Risk Management contribuisce con *risk assessment* specifici alle operazioni di *merger & acquisition* che stanno coinvolgendo il Gruppo Iren.



RAPPORTI CON PARTI CORRELATE

Previo parere favorevole del Comitato per le Operazioni con Parti Correlate (in seguito anche "COPC", interamente composto da Amministratori indipendenti), il Consiglio di Amministrazione di IREN in data 30 maggio 2019 ha approvato un aggiornamento della Procedura in materia di Operazioni con Parti Correlate ("Procedura OPC"), previa modifica del relativo art. 7.1, relativo alla composizione quantitativa del COPC. La vigente Procedura OPC è pubblicata sul sito Iren (www.grupporen.it).

Il documento di cui sopra è stato predisposto in attuazione:

- delle disposizioni in materia di operazioni con parti correlate di cui all'art. 2391-bis del Codice Civile, come da ultimo modificato con D. Lgs. 10 maggio 2019, n. 49 avente ad oggetto "Attuazione della direttiva 2017/828 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 17 maggio 2017, che modifica la direttiva 2007/36/CE per quanto riguarda l'incoraggiamento dell'impegno a lungo termine degli azionisti";
- del Regolamento recante disposizioni in materia di operazioni con parti correlate, adottato dalla Consob con delibera n. 17221 del 12 marzo 2010 e ss.mm.ii. ("Regolamento Consob"), tenuto conto delle indicazioni di cui alla Comunicazione Consob n. DEM/10078683 del 24 settembre 2010 ("Comunicazione Consob");
- delle disposizioni di cui all'art. 114 del D. Lgs. 24 febbraio 1998, n. 58 (il "Testo Unico della Finanza" ovvero "TUF") nonché di quanto previsto dal Regolamento (UE) n. 596/2014 in materia di abusi di mercato.

I documenti societari adottati in ottemperanza alla normativa in materia di operazioni con parti correlate, definiti in coordinamento con quanto previsto dalle procedure amministrative e contabili di cui all'art. 154-bis TUF, hanno per scopo, in particolare:

- (i) disciplinare l'effettuazione delle operazioni con parti correlate da parte di IREN, direttamente o per il tramite di società controllate, individuando procedure e regole interne idonee ad assicurare la trasparenza e la correttezza sostanziale e procedurale di tali operazioni, nonché
- (ii) stabilire le modalità di adempimento dei relativi obblighi informativi, ivi compresi quelli previsti dalle disposizioni di legge e regolamentari vigenti e applicabili.

Questi, in estrema sintesi, prevedono:

- a) l'individuazione del perimetro delle parti correlate;
- b) la definizione di operazione con parte correlata;
- c) l'individuazione dei casi di esclusione nonché delle operazioni c.d. "di importo esiguo";
- d) le procedure applicabili alle operazioni di minore e di maggiore rilevanza, a seconda dei casi;
- e) i soggetti preposti all'istruttoria in materia di operazioni con parti correlate;
- f) le operazioni di competenza assembleare;
- g) le forme di pubblicità.

Iren e le Società dalla stessa controllate informano i rapporti con parti correlate a principi di trasparenza e correttezza. Tali rapporti attengono principalmente a prestazioni fornite alla generalità della clientela (gas, acqua, energia elettrica, calore ecc.) o a seguito di concessioni e affidamenti di servizi, in particolare per il settore ambiente, e sono regolati dai contratti applicati in tali situazioni.

Ove non si tratti delle prestazioni di cui sopra, i rapporti sono regolati da specifici contratti le cui condizioni sono fissate, ove possibile, sulla base delle normali condizioni praticate sul relativo mercato. Nel caso in cui tale riferimento non sia disponibile o significativo, vengono definite le condizioni contrattuali anche mediante ricorso ad esperti e/o professionisti indipendenti.

Le informazioni relative ai rapporti patrimoniali ed economici con le parti correlate sono riportate nelle Note illustrative al Bilancio Consolidato ai capitoli "VI. Informativa sui rapporti con parti correlate" e "XII. Allegati al Bilancio Consolidato" quale parte integrante delle stesse.

Sono in corso di monitoraggio e studio le prospettate novità derivanti dal recepimento, nell'ordinamento italiano, della Direttiva 2017/828 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 17 maggio 2017, che modifica la direttiva 2007/36/CE per quanto riguarda l'incoraggiamento dell'impegno a lungo termine degli azionisti (c.d. *Shareholder Rights Directive 2*).

QUADRO NORMATIVO

Nel seguito sono presentati i principali riferimenti normativi dell'esercizio 2019 in relazione ai settori di competenza del Gruppo Iren.

SERVIZI PUBBLICI LOCALI DI INTERESSE ECONOMICO E NORMATIVA DI INTERESSE GENERALE

Norme in materia di gestione dei servizi pubblici locali di interesse economico

La disciplina dei servizi pubblici locali risultante dal quadro normativo è contenuta nella Legge 17/12/2012 n. 221 e s.m.i. di conversione del Decreto Legge 18/10/2012 n. 179 recante ulteriori misure urgenti per la crescita del Paese, art. 34 c.20 e seguenti, come modificata dal D.L. 30/12/2013 n. 150 - Proroga di termini previsti da disposizioni legislative, art. 13 *Termini in materia di servizi pubblici locali*, in vigore dal 1° marzo 2014.

Sulla base del quadro normativo indicato, gli affidamenti diretti assentiti alla data del 1° ottobre 2003 a società a partecipazione pubblica già quotate in Borsa a tale data, e a quelle da esse controllate, cessano alla scadenza prevista nel contratto di servizio; gli affidamenti che non prevedono una data di scadenza cessano, improrogabilmente, il 31 dicembre 2020.

Le funzioni di organizzazione dei servizi pubblici locali a rete di rilevanza economica, compresi quelli appartenenti al settore dei rifiuti urbani, di scelta della forma di gestione, di determinazione delle tariffe all'utenza per quanto di competenza, di affidamento della gestione e relativo controllo sono esercitate unicamente dagli enti di governo degli ambiti o bacini territoriali ottimali.

Con Determinazione dell'8 novembre 2017, n. 1134, l'Autorità Nazionale Anti Corruzione ha emanato le "Nuove linee guida per l'attuazione della normativa in materia di prevenzione della corruzione e trasparenza da parte delle società e degli enti di diritto privato controllati e partecipati dalle pubbliche amministrazioni e degli enti pubblici economici", che confermano l'esclusione delle società quotate dalla normativa, fatta salva l'applicazione alle sole attività di pubblico interesse svolte da società appartenenti ad un gruppo quotato ma partecipate direttamente da una Pubblica Amministrazione.

Il Testo Unico in materia di società a partecipazione pubblica (TUSP) è stato pubblicato in Gazzetta Ufficiale con D.lgs. 19 agosto 2016, n. 175, in vigore dal 23 settembre 2016. Il TUSP è stato da ultimo modificato dall'art. 1 comma 721 della Legge di Bilancio 2019 (L. 30 dicembre 2018, n. 145), la quale ha previsto l'applicazione dello stesso alle società quotate ed alle società da esse controllate solo se espressamente previsto.

Codice dei contratti pubblici

Il Codice dei Contratti Pubblici attualmente in vigore è stato approvato con D.lgs. 18 aprile 2016, n. 50 ed è stato rettificato con successivi provvedimenti:

- D.L. 14 dicembre 2018, n. 135 (D.L. "Semplificazioni"), convertito nella L. 12/2019 "Conversione in legge, con modificazioni, del D.lgs. 14 dicembre 2018, n. 135, recante disposizioni urgenti in materia di sostegno e semplificazione per le imprese e per la pubblica amministrazione";
- L. 30 dicembre 2018, n. 145 (Legge di Bilancio 2019);
- D.L. 18 aprile 2019, n. 32 (c.d. Sblocca Cantieri), recante "Disposizioni urgenti per il rilancio del settore dei contratti pubblici, per l'accelerazione degli interventi infrastrutturali, di rigenerazione urbana e di ricostruzione a seguito di eventi sismici", approvato definitivamente e convertito in L. 14 giugno 2019, n. 55, la cui entrata in vigore è stata fissata dal 18 giugno 2019.

In particolare:

- il DL Semplificazioni (rubricato "Norme in materia di semplificazione e accelerazione delle procedure negli appalti pubblici sotto soglia comunitaria"), ha apportato una modifica all'art. 80, comma 5 del D. Lgs. 50/2016, introducendo una serie di cause di esclusione dalle procedure di appalto o di concessione riferibili alle condotte degli operatori economici in fase di partecipazione alla gara o di esecuzione di un precedente contratto. Tali nuove disposizioni si applicano alle procedure con bandi o avvisi, con i quali

si indicano le gare, sono pubblicati successivamente alla data di entrata in vigore del presente decreto, nonché, in caso di contratti senza pubblicazione di bandi o avvisi, alle procedure in cui, alla medesima data, non sono ancora stati inviati gli inviti a presentare le offerte;

- il c.d. "Sbloccacantieri" ha invece introdotto le seguenti principali novità:
 - alcune norme del codice dei contratti pubblici sono sospese in via sperimentale fino al 31 dicembre 2020: l'obbligo di ricorrere a centrali di committenza per i Comuni non capoluogo di Provincia, il divieto di appalto integrato e l'obbligo di scegliere i commissari di gara dall'Albo ANAC;
 - un nuovo regolamento unico sostituirà le linee guida ANAC;
 - nuove regole per l'affidamento dei lavori, servizi e forniture sotto determinate soglie;
 - la fissazione di una quota massima subappaltabile (40%), sospensione dell'obbligo di indicazione della terra dei subappaltatori e delle verifiche sui subappaltatori in sede di gara;
 - possono essere aggiudicati al minor prezzo i servizi e le forniture con caratteristiche standardizzate o le cui condizioni sono definite dal mercato, fatta eccezione per i servizi ad alta intensità di manodopera;
 - sotto soglia, si può ricorrere ai criteri del minor prezzo oppure dell'offerta economicamente più vantaggiosa;
 - al fine di prevenire le controversie nella fase di esecuzione del contratto, le parti possono nominare un collegio consultivo tecnico prima dell'avvio dell'esecuzione e comunque non oltre 90 giorni dalla data di tale avvio; tale organismo svolge funzioni di assistenza per la rapida risoluzione delle controversie di ogni natura insorte nel corso dell'esecuzione del contratto;
 - è abrogato il rito "superaccelerato" in materia di esclusioni dalle gare;
 - è confermata la proroga al 31 dicembre 2020 del termine entro il quale le concessionarie già in essere si devono adeguare agli adempimenti previsti dal comma 1 dell'art.177 (quota di affidamento di lavori, servizi e forniture assegnate mediante procedura di gara ad evidenza pubblica).

In attuazione del Codice, continua l'attività di revisione e pubblicazione delle Linee Guida da parte dell'ANAC. Nel corso del 2019 sono stati pubblicati i seguenti principali provvedimenti:

- a seguito della Deliberazione n. 614 del 4 luglio 2018 sono state emanate le Linee Guida n. 11, recanti "Indicazioni per la verifica del rispetto del limite di cui all'articolo 177, comma 1, del codice da parte dei soggetti pubblici o privati titolari di concessioni di lavori, servizi pubblici o forniture già in essere alla data di entrata in vigore del codice non affidate con la formula della finanza di progetto ovvero con procedure di gara ad evidenza pubblica secondo il diritto dell'Unione europea";
- Comunicato del Presidente ANAC dell'8 maggio 2019 contenente "Indicazioni per la verifica del rispetto del limite di cui all'articolo 177, comma 1, del Codice dei Contratti Pubblici, da parte dei soggetti pubblici o privati titolari di concessioni di lavori, servizi pubblici o forniture già in essere alla data di entrata in vigore del codice non affidate con la formula della finanza di progetto ovvero con procedure di gara ad evidenza pubblica secondo il diritto dell'Unione Europea", in cui si precisa che nelle Linee guida n. 11, al paragrafo 5 sono indicati alcuni obblighi di pubblicazione a carico dei concedenti e dei concessionari per la verifica del rispetto degli obblighi di esternalizzazione previsti dall'articolo 177 del decreto legislativo 18 aprile 2016, n. 56. Al punto 5.6, per un refuso, è fissato il primo termine per la pubblicazione dei dati, relativi al periodo 19 aprile 2018 – 31 dicembre 2019, entro il 31 marzo 2019 anziché il 31 marzo 2020. Pertanto, il termine per la pubblicazione deve intendersi il 31 marzo 2020. L'Autorità si è riservata ulteriori provvedimenti ad esito della conversione del decreto legge;
- dato che la l. 55/2019 di conversione del DL "Sbloccacantieri", ha confermato il termine del 31 dicembre 2020 per l'adeguamento alle prescrizioni dell'art. 177 (vedi sopra), il primo termine per l'adeguamento alle prescrizioni di cui all'art. 177 per la pubblicazione dei dati relativi all'anno 2021 andrà a scadere al 31 marzo 2022.

I provvedimenti sono stati impugnati innanzi al TAR del Lazio dalle società del Gruppo Iren, insieme alle altre società quotate concessionarie di servizi pubblici locali, con intervento *ad adiuvandam* di Utilitalia. Il 20 giugno 2019 sono state pubblicate le prime sentenze.

Il TAR ha ritenuto gli atti impugnati non lesivi in quanto inidonei ad incidere nella sfera giuridica dei concessionari ed ha pertanto dichiarato inammissibili i ricorsi. Analoghe sentenze sono state emesse in relazione ai ricorsi presentati dagli altri concessionari.

In data 30 ottobre 2019 sono stati depositati gli atti di appello avanti al Consiglio di Stato aventi ad oggetto la richiesta, in via principale, di annullamento dei provvedimenti impugnati in primo grado, previa, ove occorra, remissione alla Corte Costituzionale della questione di legittimità costituzionale dell'art. 177 del D. Lgs. 50/16, dell'art. 1, lett. iii) della L. 11/16 e conseguentemente delle Linee Guida n. 11, e in subordine, la richiesta al Consiglio di Stato di accertare e dichiarare la non applicabilità alla ricorrente dell'art. 177 del D. Lgs. 50/16 e delle stesse LG n. 11.

Il Consiglio di Stato, Sez. V, ha fissato per l'11 giugno 2020 l'udienza di trattazione degli appelli proposti contro le sentenze di dichiarazione di inammissibilità dei ricorsi d'impugnazione delle Linee Guida n. 11. In data 11 novembre 2019 Iren e le società del gruppo hanno depositato ricorso avanti al TAR Lazio - Roma, in merito alle concessioni in essere, per l'annullamento della nuova Delibera dell'ANAC n. 570 del 26 giugno 2019, Linee Guida n. 11 recanti "Indicazioni per la verifica del rispetto del limite di cui all'articolo 177, comma 1, del codice, da parte dei soggetti pubblici o privati titolari di concessioni di lavori, servizi pubblici o forniture già in essere alla data di entrata in vigore del codice non affidate con la formula della finanza di progetto ovvero con procedure di gara ad evidenza pubblica secondo il diritto dell'Unione europea", pubblicata nella G.U. n. 182 del 5 agosto 2019 ("Del. n. 570/2019") e di tutti gli atti presupposti e conseguenti con richiesta, in via principale, di annullare il provvedimento impugnato, previa, ove occorra, remissione alla Corte Costituzionale della questione di legittimità costituzionale dell'art. 177 del D. Lgs. 50/16, dell'art. 1, lett. iii) della L. 11/16 e conseguentemente delle LG n. 11, in riferimento agli artt. 3, 11, 41, 42, 76, 97 e 117 Cost. e in subordine, di accertare e dichiarare la non applicabilità alla Società dell'art. 177 del D. Lgs. 50/16 e delle LG n. 11. Con riferimento al 31 dicembre 2019 non è stata fissata la data di discussione di detti ricorsi.

Inoltre, è stato emesso un Comunicato del Presidente dell'ANAC del 29 maggio 2019 con cui l'Autorità nazionale anticorruzione ha ritenuto opportuno fornire dei chiarimenti su alcune criticità applicative segnalate da soggetti aggregatori in merito alle Linee Guida n. 13 "La disciplina delle clausole sociali". I chiarimenti riguardano i dati che la stazione appaltante - nel rispetto della clausola sociale - deve indicare nella documentazione di gara per la formulazione dell'offerta e la presentazione del piano di compatibilità, da parte dell'offerente.

Infine il Presidente dell'ANAC ha emanato due ulteriori comunicati, rispettivamente in data 16 ottobre e 18 dicembre 2019, aventi ad oggetto "Indicazioni relative all'obbligo di acquisizione del CIG e di pagamento del contributo in favore dell'Autorità (i) per le fattispecie escluse dall'ambito di applicazione del codice dei contratti pubblici e (ii) per i regimi particolari di appalto di cui alla parte II, Titolo VI, del codice dei contratti pubblici".

Questi due comunicati, che introducono una serie di nuovi adempimenti per particolari categorie di contratti, sono stati impugnati da Iren e da IRETI innanzi al TAR del Lazio.

AFFIDAMENTO E SVOLGIMENTO DEL SERVIZIO DISTRIBUZIONE GAS

La disciplina del servizio di Distribuzione gas è stata profondamente modificata dalle disposizioni del c.d. Decreto Letta, approvato con D.lgs. n. 164 del 2000, che ha introdotto la concorrenza nel mercato del gas naturale italiano attraverso la liberalizzazione delle importazioni, esportazioni, trasporto, dispacciamento e vendita di gas.

Con Decreto del 19 gennaio 2011 il Ministro dello sviluppo economico ha determinato gli ambiti territoriali nel settore della distribuzione del gas naturale e con il D.M. 12/11/2011, n. 226 c.d. Decreto Criteri (aggiornato da ultimo con il DM 20/05/2015 nr. 106) è stato adottato il Regolamento per i criteri di gara e per la valutazione delle offerte per l'affidamento del servizio di distribuzione gas.

I termini per l'indizione delle gare, inizialmente fissati in sei mesi dall'entrata in vigore del regolamento, sono stati più volte prorogati e le concessioni sono attualmente in regime di *prorogatio* in attesa della indizione e dell'aggiudicazione delle gare ad evidenza pubblica.

Unbundling funzionale

La Separazione Funzionale, o unbundling, nei gruppi integrati verticalmente si traduce nell'obbligo di gestire le infrastrutture essenziali in modo neutrale, senza favorire in alcun modo qualsivoglia impresa che svolge attività commerciali nel settore dell'energia. Secondo le norme di Unbundling Funzionale, la distribuzione del gas naturale è gestita in modo neutrale nel caso in cui sia affidata ad un Gestore Indipendente, vale a

dire ad un amministratore che, pur operando all'interno del gruppo integrato, sia dotato di un'ampia autonomia decisionale ed organizzativa, oppure se il Gestore Indipendente adotti una serie di misure idonee ad impedire comportamenti discriminatori in materia di governance, organizzazione, procedure, sistemi informativi, personale, approvvigionamenti e molti altri importanti aspetti della gestione aziendale. La Delibera 296/2015/R/Com emanata da ARERA (Autorità di Regolazione per Energia, Reti e Ambiente) ha approvato le disposizioni in merito agli obblighi di separazione (unbundling) funzionale per le imprese operanti nei settori dell'energia elettrica e del gas (TIUF – Testo Integrato Unbundling Funzionale) con la quale si stabilisce, tra gli altri, l'obbligo di separazione della politica di comunicazione e del marchio tra le imprese di vendita e distribuzione.

IRETI, in quanto facente parte del Gruppo Iren che forma un'Impresa Verticalmente Integrata (IVI) nel settore sia dell'energia elettrica che del gas naturale ai sensi dell'art. 1.1 del TIUF, in quanto nel gruppo sono esercitate sia attività rientranti nell'elenco di cui all'art. 4.1 del TIUF, sia attività liberalizzate del settore energetico. Pertanto, al fine della realizzazione della separazione funzionale, ha proceduto ad affidare l'amministrazione dell'attività di distribuzione del gas naturale e dell'energia elettrica ad un Gestore Indipendente, in possesso di tutti i poteri e le caratteristiche previste dalla normativa.

Si segnala inoltre che, con Determinazione del Direttore della Direzione Infrastrutture Energia e Unbundling n. 1/2019 – DIEU è stato introdotto il nuovo sistema on line di raccolta delle informazioni e delle comunicazioni relative agli obblighi di separazione funzionale previsti per le imprese di vendita di energia elettrica ai clienti finali in maggior tutela, disponibile a partire dal 21 febbraio 2019.

Servizio di default

Il servizio di default è un servizio complementare e sostitutivo al servizio di fornitura di ultima istanza, di carattere temporaneo, destinato ad operare quando nella gestione dei contratti di fornitura con i clienti finali si verificano, anche per periodi transitori, situazioni in cui il cliente resta privo del proprio venditore. Il servizio in esame è stato introdotto dall'Autorità di Regolazione in attuazione dell'art. 7, comma 4, del D.lgs. 2011 n. 93 con la deliberazione ARG/gas 99/11. Tale Delibera era stata inizialmente ritenuta illegittima e sospesa dal TAR Lombardia con la sentenza 29/12/2012 n. 3296, sentenza poi ribaltata dal Consiglio di Stato. In estrema sintesi il Consiglio di Stato, aderendo alle difese dell'AEEGSI, ha ritenuto che il servizio di default sia riconducibile al servizio di bilanciamento e che lo stesso non possa essere qualificato come attività di vendita ma, piuttosto, come attività di regolazione ex post dei rapporti di indebito oggettivo sorti in seguito ai prelievi effettuati dal cliente rimasto allacciato alla rete di distribuzione. Ciò, anche in considerazione del fatto che non sussiste il rischio tipico dell'attività di vendita, in quanto la morosità del cliente finale servito è pressoché integralmente socializzata e posta a carico della collettività.

AFFIDAMENTO E SVOLGIMENTO DEL SERVIZIO DISTRIBUZIONE ENERGIA ELETTRICA

Il Decreto legislativo n. 79 del 16 marzo 1999 (il "Decreto Bersani") ha istituito un quadro normativo generale per il mercato elettrico italiano che ha introdotto gradualmente la concorrenza nella produzione di energia elettrica e vendita a clienti idonei, a fronte del mantenimento di una struttura di monopolio regolamentato per la trasmissione e la distribuzione. L'attività di distribuzione è affidata a IRETI (già AEM Torino Distribuzione S.p.A. e già AMPS S.p.A.) dal ministero delle Attività produttive in concessione fino al 2030 rispettivamente sui territori dei Comuni di Torino e Parma e, tramite ASM Vercelli, nel comune di Vercelli. Nel 2007 sono state adottate misure per assicurare la separazione funzionale ("unbundling"). In analogia a quanto specificato nella sezione Distribuzione gas, con la Delibera del 296/2015/R/COM sono stati introdotti obblighi di separazione funzionale anche per gli esercenti l'attività di distribuzione di energia elettrica,

Come già indicato nella sezione Unbundling funzionale, con Determinazione del Direttore della Direzione Infrastrutture Energia e Unbundling n. 1/2019 – DIEU, è stato introdotto il nuovo sistema on line di raccolta delle informazioni e delle comunicazioni relative agli obblighi di separazione funzionale previsti per le imprese di vendita di energia elettrica ai clienti finali in maggior tutela, ivi incluse le imprese che operano contestualmente nell'attività di distribuzione elettrica e quelle che operano nella distribuzione elettrica con meno di 25.000 punti di prelievo, previo accreditamento presso l'Anagrafica operatori istituita ai sensi della deliberazione dell'Autorità 23 giugno 2008 - GOP 35/08.

Il sistema on line di raccolta costituisce ora l'unico canale per comunicare le informazioni di stato ed è stato reso disponibile, come anticipato, a partire dal 21 febbraio 2019. Da tale data, inoltre, è decorso il termine per la prima compilazione delle informazioni fissato in 30 giorni, ai sensi del punto 2 della predetta determinazione.

Codice di Rete (CADE) e oneri generali di sistema

La Delibera ARERA 481/17/R/eel ha definito la nuova struttura degli oneri generali di sistema. La disciplina degli oneri generali di sistema (OGS) si trova in primo luogo all'art. 3, comma 11, del D.lgs. n. 79/99, all'art. 39, comma 3, del D.L. 22 giugno 2012, n. 83 nonché, per le modalità di esazione degli stessi, gli artt. 40 e seguenti del Testo Integrato delle disposizioni per l'erogazione dei servizi di trasmissione e distribuzione dell'energia elettrica (TIT).

Il TAR Lombardia, in accoglimento di ricorsi presentati da alcuni venditori, ha dichiarato illegittima la Delibera 268/2015/R/eel (CADE - Codice di rete tipo per il trasporto dell'energia elettrica) nella parte in cui prevede che le garanzie che i venditori sono tenuti a prestare al distributore debbano coprire gli OGS oltre ai corrispettivi per il trasporto. Tale pronuncia ha chiarito che sono i clienti finali i soggetti della filiera elettrica obbligati, dal punto di vista giuridico ed economico, a sostenere gli OGS, evidenziando l'assenza di norme che prevedessero la traslazione in capo ai venditori dell'obbligazione gravante sui clienti finali e non riconoscendo in questo ambito all'Autorità un potere di eterointegrazione dei contratti tra distributore e venditore.

AFFIDAMENTO E SVOLGIMENTO DEL SERVIZIO IDRICO INTEGRATO

Il processo di riforma del Servizio Idrico Integrato (SII), avviato con la Legge 36/94 (Legge Galli), è stato rivisto con l'approvazione del D. Lgs. 3 aprile 2006, n. 152 (T.U. Ambientale, anche questo oggetto di periodiche importanti modifiche) e con l'emanazione dell'art. 23-bis del d.l. 25 giugno 2008, n. 112, convertito con modificazioni nella legge 6 agosto 2008, n. 133, relativo ai "servizi pubblici di rilevanza economica".

A seguito del Referendum indetto il 12 e 13 giugno 2011 con l'abrogazione dell'art. 23 bis, si è prodotta l'applicazione immediata della disciplina comunitaria relativa alle regole concorrenziali minime in tema di gara ad evidenza pubblica per l'affidamento della gestione di servizi pubblici di rilevanza economica. In merito alle gestioni esistenti, come sancito dall'art. 34 del D.L. n. 179/12 convertito in L. n. 221/12 ed integrata dalla Legge 29 luglio 2015, n.115, art. 8, comma 1, gli affidamenti dei servizi effettuati da società quotate e controllate da quotate resteranno attivi fino alla scadenza naturale prevista per ciascuna di esse sulla base degli atti regolanti il rapporto con i singoli Comuni.

Il servizio idrico integrato è altresì disciplinato, per la Regione Emilia Romagna, dalle Leggi Regionali n. 25 del 1999 e n. 10 del 2008. Quanto alla disciplina in materia di ATO, la Regione Emilia Romagna con Legge Regionale 23 dicembre 2011 n. 23 ha disciplinato le "Norme di organizzazione territoriale delle funzioni relative ai servizi pubblici locali dell'ambiente", che detta le norme relative alla regolazione dei servizi pubblici ambientali ed in particolare all'organizzazione territoriale del servizio idrico integrato e del servizio di gestione integrata dei rifiuti urbani in Emilia Romagna, e dispone che sulla base dei principi di sussidiarietà, differenziazione e adeguatezza, l'intero territorio regionale costituisca l'ambito territoriale ottimale in conformità agli articoli 147 e 200 del decreto legislativo n. 152 del 2006. ATERSIR è l'Agenzia di regolazione dei servizi pubblici locali ambientali della Regione Emilia-Romagna.

La Regione Liguria, con Legge n. 1 del 24 febbraio 2014, ha attribuito le funzioni in materia di organizzazione e gestione del Servizio Idrico Integrato e di Gestione Integrata dei Rifiuti.

Per quanto riguarda il SII, la Legge ha individuato 5 ATO:

- ATO Ovest – Provincia di Imperia;
- ATO Centro/Ovest 1 (ATO Costiero) - Provincia di Savona;
- ATO Centro/Ovest 2 (ATO Padano) - Provincia di Savona;
- ATO Centro/Est – Provincia di Genova;
- ATO Est – Provincia di La Spezia.

Si precisa che l'articolo 10 comma 1 della citata legge è stato dichiarato illegittimo dalla Corte Costituzionale con sentenza n. 31 del 10 febbraio 2015.

La Provincia di Savona ha approvato il 30 settembre 2015 la delibera nr. 70/2015, con la quale ha disposto l'approvazione dei Piani degli ambiti e la definizione dei soggetti di affidamento tramite *in house* (e quindi esclusione di Acquedotto di Savona, fusa in IRETI con efficacia 1° gennaio 2016). La delibera è stata impugnata dal Gruppo e ad oggi il procedimento è ancora pendente.

Ad oggi la Provincia è impegnata, in qualità di Ente di Governo dell'Ambito Centro Ovest 1, a predisporre e approvare un nuovo piano d'ambito unico, ed un nuovo affidamento del servizio idrico integrato.

Il Ministero delle Infrastrutture e dei Trasporti con nota del 17 aprile 2018 ha ribadito il principio e la posizione per cui il servizio idrico in area portuale non è materia regolata dal D.M. del 14 novembre 1994 (poi abrogato dal D. Lgs. 232/2017) "in quanto prevale il D. Lgs. 152/2006 quale norma legislativa posteriore che ridisciplina l'intera materia del servizio idrico integrato". Sul punto si era già espresso il TAR Toscana con sentenza 933/2017, secondo cui l'individuazione dei servizi di interesse generale nei porti, rientranti nella competenza dell'Autorità di sistema portuale (e, quindi, da affidare da parte di questa tramite procedura ad evidenza pubblica) vanno individuati anche con riferimento alle discipline di settore relativi alle diverse tipologie di servizi. Pertanto, il servizio idrico integrato, anche in ambito portuale, è disciplinato dal D. Lgs. 152/2006.

AFFIDAMENTO E SVOLGIMENTO DEL SERVIZIO TELERISCALDAMENTO

Allo stato attuale della normativa, e secondo i più recenti orientamenti giurisprudenziali (TAR Lombardia sez. I sent. 9 maggio 2014 n. 1217), il servizio del teleriscaldamento non costituisce un servizio pubblico locale, ma rappresenta comunque un monopolio naturale.

La qualificazione del teleriscaldamento non è, pertanto, univoca e viene rimessa alla valutazione discrezionale e motivata dei singoli enti, in base alle singole condizioni del mercato di riferimento ed all'esistenza o meno di limitazioni alla concorrenza che possano rappresentare una barriera ad offerte universali e non discriminatorie.

Peraltro nel settore è stata avviata da tempo un'attività regolatoria da parte dell'ARERA.

AFFIDAMENTO E SVOLGIMENTO DEL SERVIZIO GESTIONE RIFIUTI

Per "gestione integrata dei rifiuti" si intende l'insieme delle attività di raccolta, trasporto, recupero e smaltimento dei rifiuti, ivi compreso lo spazzamento delle strade, volte ad ottimizzare la gestione dei rifiuti stessi.

Le attività riconducibili nell'ambito della gestione integrata dei rifiuti trovano la propria regolamentazione a livello di normativa comunitaria, nazionale e regionale.

A tal proposito, di seguito sono riportate le principali novità normative recentemente intervenute in materia.

1) NORMATIVA COMUNITARIA

La Direttiva 2008/98/CE costituisce il provvedimento principale per quanto attiene la normativa comunitaria generale dedicata ai rifiuti. Vi sono poi numerosissimi ulteriori atti che concorrono a fornire la regolamentazione comunitaria in relazione ai diversi settori di riferimento per la materia.

Nel presente paragrafo sono richiamati alcuni fra gli atti più rilevanti emanati dalle istituzioni europee.

Economia Circolare

Dal 4 luglio 2018 sono vigenti nell'Unione Europea le quattro Direttive (tutte datate 30 maggio 2018) relative alla c.d. "Circular Economy", pubblicate sulla GUUE L. 150 del 14 giugno 2018.

La Direttiva 2018/849/CE modifica le precedenti relative ai veicoli fuori uso, alle pile, agli accumulatori e ai RAEE, la Direttiva 2018/850/CE modifica la Direttiva 1999/31/CE sulle discariche, la Direttiva 2018/852/CE contiene le norme sugli imballaggi ed, infine, la Direttiva 2018/851/CE modifica in modo ampio e sostanziale la Direttiva madre sui rifiuti, ossia la succitata Direttiva 2008/98/CE.

Le Direttive sopra descritte dovranno essere recepite dagli Stati Membri entro il 5 luglio 2020: sono attualmente in corso i lavori di consultazione degli *stakeholder* da parte del Ministero dell'Ambiente finalizzate all'attuazione, a livello nazionale, delle disposizioni comunitarie, che comporteranno fra l'altro svariate modifiche al D.L.vo 3 aprile 2006, n. 152 (v. successivo punto 2).

Discariche

Sono state previste nuove disposizioni, all'interno della Decisione di esecuzione (UE) n. 1885 del 6 novembre 2019, per il calcolo, la verifica e la comunicazione dei dati relativi alle discariche di rifiuti urbani, la quale precisa fra l'altro che la quantità di rifiuti urbani dichiarati come collocati in discarica non dovrà essere corretta deducendo il tenore di umidità.

Impianti di trattamento dei rifiuti

E' stata adottata la Decisione di esecuzione (UE) n. 2019/2020 del 12/11/2019, con cui la Commissione Europea ha approvato le conclusioni sulle migliori tecniche disponibili (*Best Available Techniques, BAT*) per l'incenerimento dei rifiuti, che costituiranno il riferimento per stabilire le condizioni delle Autorizzazioni Integrate Ambientali (AIA).

Riduzione dell'utilizzo della plastica e dei rifiuti di plastica

Ai fini della riduzione dell'incidenza di determinati prodotti di plastica sull'ambiente è stata emanata la Direttiva (UE) 2019/904 del 5 giugno 2019, che ha licenziato nuove regole per la riduzione della plastica monouso.

In particolare si evidenzia la messa al bando, a decorrere dal 2021, di una serie di articoli in plastica monouso come cannucce, posate, cotton fioc, nonché la fissazione di un obiettivo di raccolta del 90% per le bottiglie di plastica entro il 2029, con contestuale previsione relativa alla percentuale di materiali riciclati in tali bottiglie da raggiungere entro determinate scadenze temporali.

Rifiuti di imballaggio

Le nuove regole (e le nuove tabelle) sono state definite con la Decisione di esecuzione (UE) 2019/665 del 17 aprile 2019, che ha modificato le regole che gli Stati membri devono osservare per calcolare, verificare e comunicare i dati sul raggiungimento degli obiettivi di recupero e riciclaggio dei rifiuti di imballaggio (entro il 2025, almeno il 65% in peso per tutti i rifiuti di imballaggio, più obiettivi minimi per i singoli materiali specifici; entro il 2030, almeno il 70% in peso). Sono inclusi nel calcolo gli imballaggi per la vendita riutilizzabili immessi sul mercato e gli imballaggi in legno riparati per il riutilizzo (*pallets*).

Rifiuti urbani

Con la Decisione di esecuzione (UE) 2019/1004 del 7 giugno 2019 sono state stabilite le regole per il calcolo e la comunicazione dei dati sui rifiuti a norma della direttiva 2008/98/CE, al fine della verifica del conseguimento degli obiettivi di preparazione per il riutilizzo e di riciclaggio dei rifiuti urbani fissati per il 2025, 2030 e 2035.

2) NORMATIVA NAZIONALE

Occorre premettere che la disciplina di riferimento in materia di rifiuti, per quanto riguarda l'ordinamento giuridico nazionale, è contenuta nel D. Lgs. 3 aprile 2006, n. 152, che negli anni ha subito numerose modifiche.

Durante l'anno 2019 sono state emanate ulteriori e significative norme, di seguito elencate, che regolamentano vari aspetti della gestione integrata dei rifiuti nonché di specifiche categorie di scarti. Nel prosieguo vengono illustrati gli atti principali.

Classificazione rifiuti

Con la Delibera n. 61 del 27 novembre 2019 il SNPA (Sistema Nazionale per la Protezione dell'Ambiente) ha emanato le "Linee Guida sulla classificazione dei rifiuti", che forniscono un approccio metodologico per la classificazione dei rifiuti relativamente all'attribuzione del codice CER (Codice Europeo dei Rifiuti) e della valutazione di pericolosità.

Il Regolamento 2019/1390/UE ha invece aggiornato, a partire dal 16 novembre, i metodi di prova per la determinazione dell'ecotossicità.

Economia circolare

Il D.L. 30 aprile 2019, n. 34 (c.d. D.L. Crescita, in vigore dal 1° maggio 2019 e convertito in L. n. 58/2019), ha introdotto specifiche agevolazioni fiscali per il riciclo ed il riuso dei prodotti e dei semilavorati (ad esempio l'art. 26-bis).



La L. 4 ottobre 2019, n. 117 (Legge di Delegazione Europea 2018), al fine attuare le 4 Direttive UE facenti parte del c.d. "Pacchetto Economia Circolare" (v. precedente punto 1) ha invece delegato il Governo ad adottare appositi Decreti. Con tali provvedimenti, in particolare, saranno individuati:

- per quanto attiene la disciplina generale in tema di rifiuti (Direttiva 2018/851/UE): il nuovo regime di responsabilità estesa del produttore dei prodotti, l'estensione del sistema di tracciabilità dei rifiuti, nuove definizioni, un sistema tariffario più efficiente, ecc.;
- con riferimento agli imballaggi (Direttiva 2018/852/UE): appositi parametri che consentano la raccolta insieme ai rifiuti organici dei rifiuti aventi analoghe proprietà di biodegradabilità e compostabilità, e che rispettino gli standard UE per gli imballaggi recuperabili mediante compostaggio e biodegradazione;
- relativamente alle discariche (Direttiva 2018/850/UE): aggiornati criteri di ammissibilità dei rifiuti, nuovi criteri di apertura e chiusura di tali impianti in chiave di adeguamento al progresso tecnologico, nonché specifiche percentuali massime di rifiuti urbani conferibili;
- relativamente a RAEE, veicoli fuori uso e pile (Direttiva 2018/849/UE): norme che riformino gli attuali sistemi di gestione, ad esempio tramite la fissazione di specifici obiettivi, l'adeguamento allo schema della responsabilità estesa, ecc.

End Of Waste

La L. n. 128/2019 (c.d. Legge "sblocca autorizzazioni", di conversione del D.L. n. 101/2019) – anche attraverso la modifica dell'art. 184-ter, D. Lgs. n. 152/2006 – ha da ultimo stabilito che le Regioni, in mancanza di criteri dettagliati e nel rispetto della Direttiva 2008/98/CE, potranno rilasciare/rinnovare le autorizzazioni per le attività di recupero di rifiuti, così superando la situazione di stallo creatasi a seguito della pronuncia del Consiglio di Stato n. 1229 del 28 febbraio 2018.

Fanghi da depurazione in agricoltura

La disciplina dei fanghi da depurazione si appresta a subire una consistente revisione ad opera della seconda bozza di Decreto che, una volta approvata, sostituirà il D. Lgs. 99/92 e l'art. 41 del D.L. 109/18 (convertito in L. 130/18 – c.d. Decreto "Ponte Morandi").

La L. 4 ottobre 2019, n. 117 (Legge di Delegazione Europea 2018) ha infatti delegato il Governo ad "adattare una nuova disciplina organica in materia di utilizzazione dei fanghi, anche modificando la disciplina stabilita dal decreto legislativo 27 gennaio 1992, n. 99, al fine di garantire il perseguimento degli obiettivi di conferimento in discarica...".

Impianti di trattamento dei rifiuti

Sono state previste, con la Circolare ministeriale n. 1121 del 21 gennaio 2019, specifiche "Linee guida per la gestione operativa degli stoccaggi negli impianti di gestione dei rifiuti e per la prevenzione dei rischi", al fine di evitare il verificarsi di episodi di incendi. Il documento contiene indicazioni operative per quanto riguarda, fra l'altro, impianti autorizzati alla messa in riserva ed al deposito preliminare di rifiuti.

La nota a firma del Ministero dell'ambiente n. 2730 del 13 febbraio 2019 riguarda invece i piani di emergenza interni negli impianti di stoccaggio e trattamento dei rifiuti, in ottemperanza all'obbligo previsto dall'art. 26-bis, D.L. n. 113/2018 (convertito in L. n. 132/2018).

Rifiuti urbani

La L. 21 settembre 2018, n. 108, ha convertito il D.L. "Milleproroghe", prorogando al 30 giugno 2019 il termine per la decorrenza dell'obbligo di gestione in forma associata delle funzioni fondamentali dei piccoli comuni (fino a 5.000 abitanti, 3.000 se in Comunità montane): tra queste rientra, in particolare, la gestione associata della raccolta, avvio a recupero e smaltimento dei rifiuti urbani e la riscossione dei relativi tributi. Tale termine è stato ulteriormente prorogato al 31 dicembre 2019 mediante il D.L. 14 dicembre 2018, n. 135, convertito con modificazioni dalla L. 11 febbraio 2019, n. 12.

Sfalci e potature

E' stata pubblicata la "Legge Europea 2018" (L. 3 maggio 2019, n. 37), in vigore dal 26 maggio 2019, che modifica il testo dell'art. 185, comma 1, lettera f) del TUA, disponendo l'esclusione dal campo di applicazione della disciplina sui rifiuti per "gli sfalci e le potature effettuati nell'ambito delle buone pratiche culturali, nonché gli sfalci e le potature derivanti dalla manutenzione del verde pubblico dei comuni".

Sistema tariffario relativo ai servizi ambientali - TARI

In data 23 dicembre 2019 il Ministero dell'Economia e delle Finanze ha fornito le Linee guida per la determinazione dei costi del servizio rifiuti ai fini della TARI per il 2020, con riferimento ai fabbisogni

standard dei Comuni, tenendo conto anche delle importanti novità connesse all'avvio del nuovo sistema di regolazione del servizio determinato dalla Delibera ARERA n. 443/2019, in base al quale i fabbisogni standard assumono un valore di riferimento obbligatorio per il metodo tariffario.

Il D.L. n. 124/2019 (c.d. D.L. "Fiscale", convertito in L. n. 157/2019), tramite l'art. 57-bis, c. 1 ha modificato l'art. 1, comma 652, L. n. 147/2013 istitutiva della TARI, prorogando la possibilità per i Comuni di procedere alla commisurazione sulla base di un criterio medio-ordinario (cioè in base alle quantità e qualità medie ordinarie di rifiuti prodotti per unità di superficie in relazione agli usi ed alla tipologia di attività svolte), e non sulla effettiva quantità di rifiuti prodotti. Tale proroga è operativa fino a diversa regolamentazione di ARERA, ed in attesa di una complessiva revisione del D.P.R. n. 158/1999 recante le norme per l'elaborazione del metodo normalizzato di definizione della tariffa.

Inoltre il D.L. Fiscale ha fissato al 30 aprile il termine per l'anno 2020 entro cui tariffe e regolamenti TARI dovranno essere adottati. La deroga è legata alla succitata Delibera ARERA n. 443/2019/R/rif in base alla quale dovranno essere formulati o riformulati i Piani Finanziari relativi al 2020 e si applica anche in caso di esigenze di modifica a provvedimenti già deliberati.

Il comma 2 dell'art. 57-bis in esame ha invece previsto delle agevolazioni tariffarie per gli utenti domestici in condizioni economico-sociali disagiate.

L'art. 58-quinquies del D.L. Fiscale ha invece equiparato, per quanto attiene i coefficienti da utilizzare per il calcolo della tassa, gli studi professionali a banche ed istituti di credito mediante la modifica dell'allegato 1 al D.P.R. n. 158/1999.

Terre e rocce da scavo

Nel corso della riunione del 9 maggio 2019 il Consiglio del SNPA ha adottato, con la Delibera 54/2019, la "Linea guida sull'applicazione della disciplina per l'utilizzo delle terre e rocce da scavo".

Tracciabilità dei rifiuti

Il D.L. n. 135/2018 (c.d. D.L. Semplificazioni, convertito in L. 11 febbraio 2019, n. 12) ha abrogato definitivamente il sistema elettronico di controllo della tracciabilità dei rifiuti (SISTR) a partire dal 1° gennaio 2019 ed ha contestualmente previsto la futura istituzione del Registro elettronico nazionale, a cura del Ministero dell'Ambiente.

Oltre ai SISTR sono state eliminate anche altre norme, fra cui l'art. 16 del D. Lgs. n. 205/2010 con cui erano state introdotte le "nuove versioni" degli artt. 188 (oneri produttori e detentori), 189 (MUD), 190 (registro CS) e 193 (FR), D. Lgs. 152/2006. L'art. 6, comma 3 del citato D.L. Semplificazioni stabilisce infatti che fino alla definizione dell'annunciato nuovo sistema informatico la tracciabilità dei rifiuti sarà garantita tramite i tradizionali adempimenti previsti agli articoli sopra citati "nel testo previgente alle modifiche apportate dal decreto legislativo 3 dicembre 2010, n. 205". Lo stesso vale per l'art. 258 del D. Lgs. n. 152/2006 (Violazione degli obblighi di comunicazione, di tenuta dei registri obbligatori e dei formulari).

3) NORMATIVA REGIONALE

Le Regioni, nell'ambito del sistema integrato di gestione dei rifiuti, hanno un ruolo di natura: pianificatoria, autorizzativa e normativa.

Alle Regioni spetta, fra l'altro, la predisposizione e l'aggiornamento dei Piani regionali, la regolamentazione dell'attività di raccolta differenziata e della gestione dei rifiuti urbani in generale, la definizione dell'ampiezza territoriale degli ATO, la promozione della gestione integrata dei rifiuti, l'approvazione dei progetti di costruzione dei nuovi impianti, l'autorizzazione allo svolgimento delle operazioni di smaltimento in discarica e di recupero dei rifiuti, anche pericolosi, ecc.

Di seguito i principali provvedimenti adottati nel corso del 2019 dalle Regioni Emilia Romagna, Liguria e Piemonte relativamente alla gestione integrata dei rifiuti.

a) Emilia Romagna

Si ricorda che, posto che le Autorità d'Ambito Territoriale sono cessate al 31 dicembre 2012, la Regione Emilia Romagna ha istituito l'Agenzia Territoriale dell'Emilia Romagna (ATERSIR), per i servizi idrici e rifiuti alla quale partecipano tutti i Comuni e le province ed alla quale spettano le funzioni di regolazione per l'intero territorio regionale, nonché la determinazione delle tariffe di smaltimento dei rifiuti urbani sulla base dei criteri regionali, dell'impiantistica privata e pubblica. Tale Agenzia è entrata in funzione nel corso dell'anno 2012.

La Regione Emilia Romagna ha di recente emanato i seguenti atti:

- Decreto Giunta Regionale 4 marzo 2019, n. 326 - Disposizioni urgenti in materia di utilizzo agronomico dei fanghi di depurazione;

- Determina Dirigenziale 15 maggio 2019, n. 8476 – DGR 2218/16: computo nella raccolta differenziata dei rifiuti derivanti dal compostaggio dei Comuni dell'Emilia Romagna – anno 2018;
- D.G.R. 1 luglio 2019, n. 1071 – Approvazione delle Linee Guida per la micro-raccolta dell'amianto "Azione 6.2.1.3 del Piano Amianto della Regione Emilia-Romagna (Promuovere procedure semplificate per la rimozione e smaltimento di piccole quantità di Materiale Contenente Amianto in matrice compatta)";
- L.R. 30 luglio 2019, n. 13 – Disposizioni collegate alla Legge di assestamento e prima variazione generale al Bilancio di previsione della Regione [emilia-Romagna 2019-2021 (v. art. 9 recante "Disposizioni per lo sviluppo dell'impiantistica di recupero")];
- D.G.R. 28 ottobre 2019, n. 1830 – Approvazione dell'Accordo di programma per una migliore gestione dei rifiuti agricoli ai sensi dell'articolo 206 del D. Lgs. n. 152/2006;
- D.G.R. 22 novembre 2019, n. 2341 - Protocollo di intesa per favorire la raccolta selettiva delle bottiglie in PET post-consumo al fine di intercettarle e di riciclarle in un'ottica di economia circolare da realizzare attraverso un progetto sperimentale;
- D.G.R. 22 novembre 2019, n. 2347 - Prima applicazione dei criteri tecnici di cui all'articolo 9 della legge regionale n. 13 del 2019 per la mitigazione degli impatti ambientali e territoriali degli impianti di recupero della FORSU per la produzione di biogas e di biometano;
- Determinazione del Responsabile del Servizio giuridico dell'ambiente, rifiuti, bonifica siti contaminati e servizi pubblici ambientali 29 novembre 2019, n. 22112 - Aggiornamento metodologia fabbisogno di smaltimento rifiuti speciali in discarica;

b) Liguria

La Regione Liguria, in virtù di quanto statuito dalla L.R. n. 1 del 24 febbraio 2014 (successivamente modificata con Legge n. 12/15 e con successivi provvedimenti), ha il compito di dettare le norme per l'individuazione degli ambiti territoriali ottimali per l'esercizio delle funzioni concernenti la gestione integrata dei rifiuti.

E' stato costituito un ambito regionale unico, articolato in quattro aree coincidenti con i territori della Città Metropolitana di Genova e delle Province di Imperia, Savona e La Spezia.

L'Ente preposto al governo del ciclo dei rifiuti nell'ATO regionale è la Regione Liguria, che esercita tali funzioni attraverso un Comitato d'Ambito costituito da: Presidente della Giunta Regionale o suo delegato, gli assessori regionali competenti, il sindaco della Città Metropolitana di Genova o suo delegato, i presidenti delle Province o loro delegati.

Le funzioni connesse all'organizzazione ed all'affidamento dei servizi, da svolgersi in riferimento alla rispettiva area territoriale, competono alla Città Metropolitana di Genova e alle Province di Imperia, La Spezia e Savona.

Tali soggetti possono delimitare sul rispettivo territorio zone omogenee ai sensi della L. n. 56/14 (Legge Delrio) che rappresentano bacini di gestione, designando un Comune capofila e delegando le funzioni relative all'affidamento dei servizi ai Comuni ricadenti in ciascun bacino.

La citata L. n. 1/14 prevede altresì che le Province e la Città Metropolitana provvedano ad approvare il Piano d'Area ed il Piano Metropolitan, contenente la strutturazione ed organizzazione dei servizi relativi alla raccolta ed al trasporto dei rifiuti, alla raccolta differenziata e all'utilizzo delle infrastrutture al servizio della raccolta differenziata, la definizione dei bacini di affidamento nonché la gestione dei rifiuti residuali indifferenziati ed il loro smaltimento, entro un anno dall'approvazione del Piano regionale, avvenuta con D.C.R. n. 14 del 25 marzo 2015.

La Regione Liguria ha emanato di recente i seguenti provvedimenti:

- D.G.R. 21 maggio 2019 n. 412 – Integrazioni e specificazioni ai metodi per il calcolo della percentuale di raccolta differenziata e del tasso di riciclaggio e recupero dei rifiuti urbani. Sostituzione dell'Allegato 1 alla DGR 151/2017 e allegato A alla DGR 176/2017;
- D.G.R. 2 agosto 2019, n. 683 – Definizione modalità, contenuti e tempistiche per la compilazione dell'applicativo O.R.So. (Osservatorio Rifiuti Sovraregionale) per la raccolta dei dati relativi ai rifiuti gestiti dagli impianti in Regione Liguria. L.R. n. 23/2007 art. 17 bis;
- D.G.R. 29 ottobre 2019, n. 889 – L.R. 23/2007. Tributo speciale per il deposito in discarica dei rifiuti solidi. Determinazione criteri di ripartizione e relativi coefficienti della quota di gettito di cui al c. 3ter dell'articolo 26 della LR 23/2007 fra i Comuni interessati;
- D.D. 31 Ottobre 2019, n. 520 - L.R. 7/2012 e L.R. 1/2018 - Approvazione dei dati di produzione rifiuti urbani e di raccolta differenziata relativi al 2018;
- D.P.G.R. 29 novembre 2019, n. 7465 - Ordinanza contingibile e urgente del Presidente della Giunta regionale per il ricorso temporaneo a particolari forme di gestione dei rifiuti prodotti a seguito degli

eventi alluvionali di ottobre e novembre 2019 in Regione Liguria ai sensi dell'articolo 191 del decreto legislativo 3 aprile 2006 n. 152.

c) Piemonte

La Regione Piemonte ha adottato il Piano Regionale di Gestione dei Rifiuti in data 30 settembre 2009, concludendo un percorso avviato nel 2007. Il Piano aveva originariamente un orizzonte temporale compreso tra il 2009 ed il 2015, ed è stato successivamente aggiornato per il periodo 2015-2020 con D.G.R. 8 giugno 2015, n. 22-1544 e successiva D.C.R. 19 aprile 2016, n. 140 - 14161.

Contestualmente all'adozione del Piano, era prevista la costituzione di 3 Ambiti Territoriali Ottimali, accorpando gli 8 ambiti precedenti suddivisi per Provincia.

La L.R. Piemonte 7/2012 ha ulteriormente modificato la struttura degli Ambiti, prevedendone una articolazione su quattro. I quattro Ambiti attuali sono così suddivisi:

- a) ambito 1: Novarese, Vercellese, Biellese e Verbanese, Cusio, Ossola;
- b) ambito 2: Astigliano e Alessandrino;
- c) ambito 3: Cuneese;
- d) ambito 4: Torinese.

Gli ATO hanno compiti di pianificazione delle attività e di applicazione di quanto previsto dal Piano Regionale di Gestione dei Rifiuti, nonché la pianificazione dei flussi e delle tariffe di smaltimento.

A loro volta gli ATO sono suddivisi in Consorzi di Bacino che hanno un ruolo rilevante a livello di gestione. La Regione Piemonte ha emanato di recente i seguenti atti:

- D.P.G.R. 18 marzo 2019, n. 3/R - Regolamento regionale recante: "Disciplina degli adempimenti in materia di tributo speciale per il deposito in discarica dei rifiuti (articoli 15, comma 3 e 16 della legge regionale 10 gennaio 2018, n. 1)", pubblicato nel B.U. Piemonte 21 marzo 2019, n. 12, S.O. n. 3;
- D.P.G.R. 26 marzo 2019, n. 17 - Reiterazione dell'Ordinanza contingibile e urgente del Presidente della Giunta regionale approvata con D.P.G.R. del 21 settembre 2018 n. 77 e pubblicata sul Bollettino Ufficiale della Regione Piemonte del 27 settembre 2018 n. 39, Supplemento 2, relativa al ricorso temporaneo a particolari forme di gestione dei fanghi prodotti dal trattamento delle acque reflue urbane (EER 190805) al fine di scongiurare l'interruzione del servizio pubblico;
- L.R. 5 aprile 2019, n. 12 - Modifiche alla Legge Regionale 14 ottobre 2008, n. 30 (norme per la tutela della salute, il risanamento dell'ambiente, la bonifica e lo smaltimento dell'amianto);
- D.D. 9 aprile 2019, n. 237 - Approvazione del modello per la richiesta di ammissione al pagamento in misura ridotta del tributo speciale per il deposito in discarica dei rifiuti;
- D.G.R. 12 luglio 2019, n. 6-67 - Emergenza rifiuti in Regione Liguria. D. Lgs. 152/2006 art. 182 c. 3. Nulla osta per il secondo semestre dell'anno 2019 inerente il trasferimento di rifiuti urbani provenienti dalla Regione Liguria e destinati al trattamento in Piemonte;
- D.D. 28 maggio 2019, n. 317 - Art. 5 della L.R. 30/2008 - Attribuzione di contributi ai Comuni, singoli o associati, per il servizio di raccolta, trasporto e smaltimento di piccoli quantitativi di rifiuti contenenti amianto;
- D.G.R. 11 Ottobre 2019, n. 12-372 - Direttiva (UE) 2019/904 sulla riduzione dell'incidenza di determinati prodotti di plastica sull'ambiente. L.R. n. 93/95 "Norme per lo sviluppo dello sport e delle attività fisicomotorie". Approvazione delle Prime Linee guida relative all'organizzazione di manifestazioni sportive libere dalla plastica - Decalogo Piemonte Sport Plastic Free;
- D.P.G.R. 26 ottobre 2019, n. 59 - D. Lgs. 152/2006, articolo 191. Ordinanza contingibile e urgente del presidente della giunta regionale per il ricorso temporaneo a particolari forme di gestione dei rifiuti e dei detriti alluvionali prodotti a seguito degli eventi alluvionali dell'ottobre 2019 in regione Piemonte;
- D.D. 31 Ottobre 2019, n. 520 - L.R. 7/2012 e L.R.1/2018 Approvazione dei dati di produzione rifiuti urbani e di raccolta differenziata relativi al 2018;
- D.G.R. 6 Dicembre 2019, n. 14-639 - L.R. 1/2018 art. 9 - L.R. 7/2012 art. 8 - Verifica di coerenza del Piano d'ambito del Consorzio Smaltimento Rifiuti Area Biellese (COSRAB) con il Piano regionale di gestione dei rifiuti urbani e dei fanghi di depurazione di cui alla D.C.R. 140-14161 del 19 aprile 2016;
- D.G.R. 6 dicembre 2019, n. 15-640 - Criteri per la ripartizione della quota del tributo speciale per il deposito in discarica dei rifiuti da destinare ai Comuni ai sensi dell'articolo 38, comma 2-bis della L.R. 1/2018;
- D.G.R. 20 dicembre 2019, n. 40-797 - D.Lgs. 3 aprile 2006, n. 152; articolo 205, criteri per l'individuazione dei comuni soggetti alle addizionali e alle riduzioni del tributo speciale per il deposito in discarica dei rifiuti.

CONCESSIONI DI GRANDE DERIVAZIONE AD USO IDROELETTRICO

La novità legislativa riguarda l'introduzione avvenuta con Legge 11 febbraio 2019 n. 12 (pubblicata in GURI 12 febbraio 2019, n. 36), in sede di conversione del Decreto Legge 14 dicembre 2018, n. 135 ("Decreto Legge "Semplificazioni"), di una nuova disciplina in materia di grandi derivazioni idroelettriche che prevede:

- la modifica del regime proprietario e dei criteri per la determinazione dell'indennità dovuta al concessionario uscente alla scadenza della concessione: per le opere cd. "bagnate" è previsto il trasferimento senza compenso in proprietà alle Regioni in stato di regolare funzionamento, salvo - nel caso in cui il concessionario abbia eseguito a proprie spese, nel periodo di validità della concessione, investimenti previsti nell'atto di concessione o comunque autorizzati sulle opere "bagnate" - il versamento di un indennizzo pari al valore della parte di bene non ammortizzato; per le opere cd. "asciutte", è prevista l'applicazione dell'art. 25 co. 2 e ss. del R.D. 1775/1933 in base al quale lo Stato ha facoltà di immettersi nell'immediato possesso delle stesse, corrispondendo un prezzo uguale al valore di stima del materiale in opera, calcolato al momento dell'immissione in possesso, al netto dei beni ammortizzati. In ogni caso, per le opere asciutte la corresponsione del prezzo avverrà secondo le modalità che saranno stabilite dalle leggi regionali, fermo restando un diverso regime a seconda che si tratti di beni mobili ed immobili di cui si prevede o meno l'utilizzo da parte del nuovo concessionario;
- l'affidamento alle Regioni del compito di disciplinare con proprie leggi, entro il 31 marzo 2020, le modalità e le procedure di assegnazione delle concessioni di grande derivazione. Tali nuove concessioni potranno avere una durata compresa tra i 20 ed i 40 anni, incrementabili fino ad un massimo di 10 anni. Le procedure dovranno essere avviate entro due anni dalla data di entrata in vigore della relativa legge regionale;
- la previsione di un canone semestrale per i concessionari di grandi derivazioni da corrispondere alle Regioni. Tale canone sarà determinato da legge regionale, sentita l'ARERA, ed articolato in una componente fissa legata alla potenza nominale media di concessione ed in una componente variabile legata ai ricavi;
- la possibilità per le Regioni di disporre con legge l'obbligo per i concessionari di grande derivazione a scopo idroelettrico di fornire annualmente e gratuitamente alle stesse 220 kWh per ogni kW di potenza nominale media di concessione, per almeno il 50% destinata ai servizi pubblici e categorie di utenti dei territori provinciali interessati dalle derivazioni;
- l'attribuzione alle Regioni che non vi abbiano già provveduto, della potestà a disciplinare con propria legge (entro un anno dall'entrata in vigore della norma e comunque non oltre il 31 marzo 2020) modalità, condizioni e quantificazione dei corrispettivi aggiuntivi e gli eventuali altri oneri conseguenti dovuti per le concessioni di grandi derivazioni che prevedono un termine di scadenza anteriore al 2023, comprese quelle già scadute "per la prosecuzione per conto delle Regioni stesse dell'esercizio delle derivazioni, delle opere e degli impianti oltre la scadenza della concessione e per il tempo necessario al completamento delle procedure di assegnazione e comunque non oltre il 31 dicembre 2023"; si precisa inoltre, che il concessionario scaduto "fino all'assegnazione della concessione" è tenuto a fornire su richiesta della Regione energia nelle misura e secondo le modalità stabilite dalla norma nonché a corrispondere un canone aggiuntivo, rispetto a quello demaniale, per l'esercizio degli impianti nelle more dell'assegnazione. La definizione del valore minimo di detto canone aggiuntivo è rimessa ad un decreto del MISE (sentita l'ARERA) e previo parere della Conferenza Stato-Regioni ma, in mancanza, esso potrà essere determinato dalle Regioni in misura comunque non inferiore a 20 Euro per ogni kW di potenza nominale media di concessione per ogni annualità.