



“Italian Investment Conference 2018”

Unicredit – Kepler Cheuvreux

Milano, 17 Maggio 2018

Agenda



IL GRUPPO ACEA OGGI



CONTESTO E TREND DI MERCATO



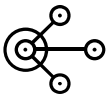
NUOVO PIANO INDUSTRIALE 2018-2022



STRATEGIA E TARGET CONSOLIDATI



PRINCIPALI AREE INDUSTRIALI



BASKET STRATEGICO



CLOSING REMARKS



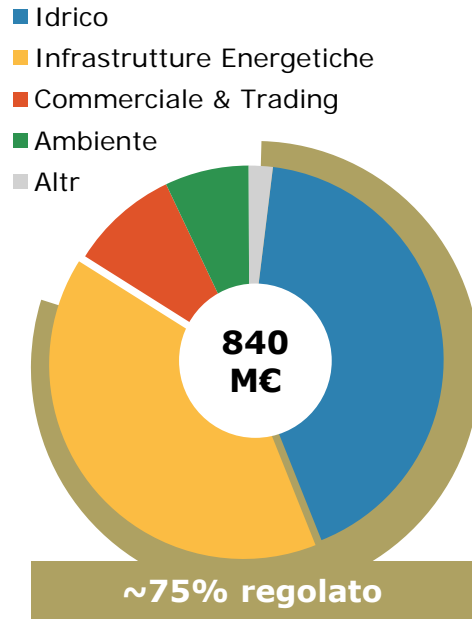
APPENDICE

LEADER di mercato nel settore delle Multiutility

FOOTPRINT



EBITDA 2017



AZIONARIATO (1)

- 51,0% Roma Capitale
- 23,3% Suez
- 5,0% Gruppo Caltagirone
- 20,7% Altri

POSIZIONAMENTO IN ITALIA 2017



(1) Dati Consob a maggio 2018

CONTESTO E TREND DI MERCATO

TREND DI SETTORE previsti nei prossimi anni sui core business del Gruppo

IDRICO



- Forte **spinta regolatoria e istituzionale** per garantire
 - maggiore industrializzazione
 - nuovi investimenti per ridurre il gap infrastrutturale e impiantistico ed incrementare la resilienza della rete
- **Consolidamento del settore** supportato dai top player del settore



Elementi chiave *Strategia Energetica Nazionale*



- **Decarbonizzazione** attraverso una **forte spinta all'elettrificazione** e allo sviluppo di **un modello** sempre più "**distribuito**"
- Incremento **sicurezza energetica** per garantire **flessibilità, adeguatezza e resilienza** della rete elettrica
- **Tecnologia** e **innovazione** abilitano il "new downstream" rendendo il cliente attivo e consapevole (es. Demand Response)
- Piena **liberalizzazione** del mercato e consolidamento dei player

AMBIENTE



- **Economia Circolare** ("Closing the Loop") finalizzata al riciclo e recupero di materia
- Nuova impiantistica (greenfield e brownfield) per **recuperare il gap infrastrutturale**, in particolare nel trattamento dei **rifiuti organici** (es. biodigestori)

STRATEGIA E TARGET CONSOLIDATI

I nuovi **PILLARS** strategici del Gruppo

Piano Industriale 2018-2022

Crescita Industriale
Territorio e Sostenibilità
Tecnologia, Innovazione e Qualità
Efficienza Operativa
3 Mld€ di Capex
4 Mld€ di RAB

(+0,8 Mld vs. actual)

1,9M Clienti
Power & Gas

1,7 Mton rifiuti
trattati
(+70% vs. actual)

15 p.p. di Perdite idriche in meno
Decarbonizzazione con sostegno all' "elettrificazione"
(abilitazione potenza disponibile da 3kW a 6kW per tutte le utenze residenziali)

Closing the loop ed incremento recupero di materia (es. fanghi e multimateriale)

Oltre 400 M€ di investimenti legati a progetti innovativi
Smart Grid e Smart City

 Miglioramento della **Customer Journey**
Capex e Opex discipline
(-300 M€ cumulato)

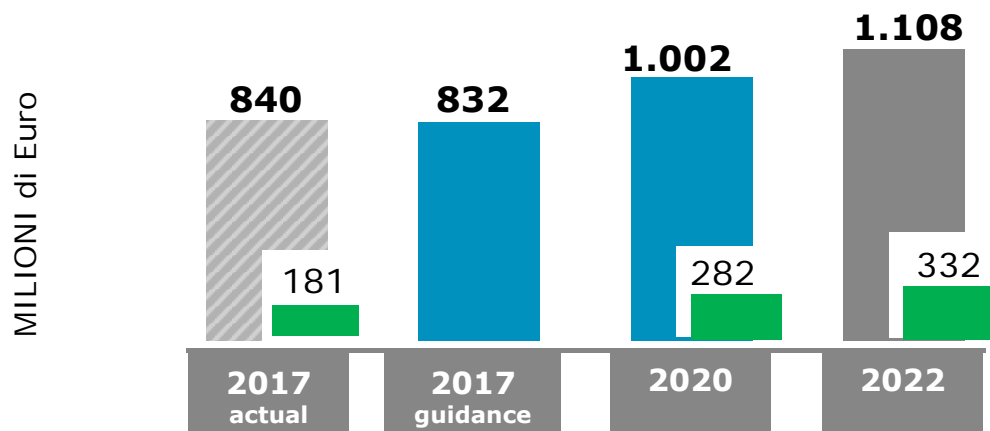
Riduzione cost to serve -20%
Ricambio generazionale su 300+ FTE

STRATEGIA E TARGET CONSOLIDATI

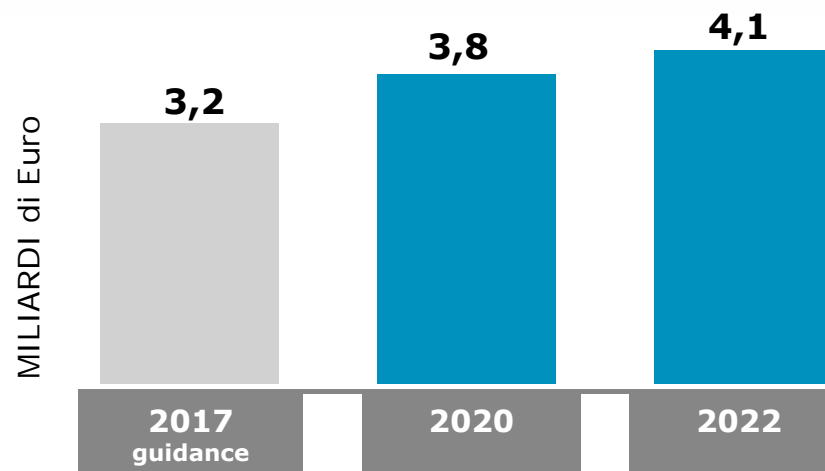
CRESCITA solida e sostenibile

ROIC	2020	2022
Pre-tax	>10%	>10%

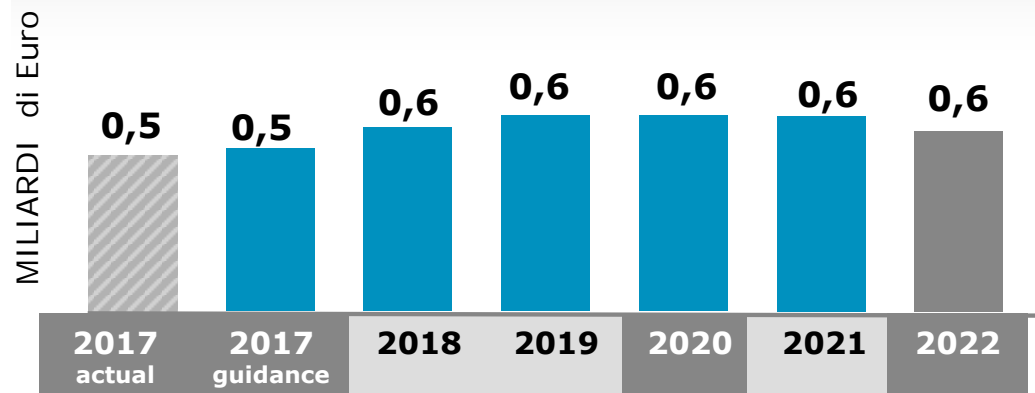
Crescita dell'**EBITDA** con **CAGR +5,9%**
Crescita dell'**Utile Netto***



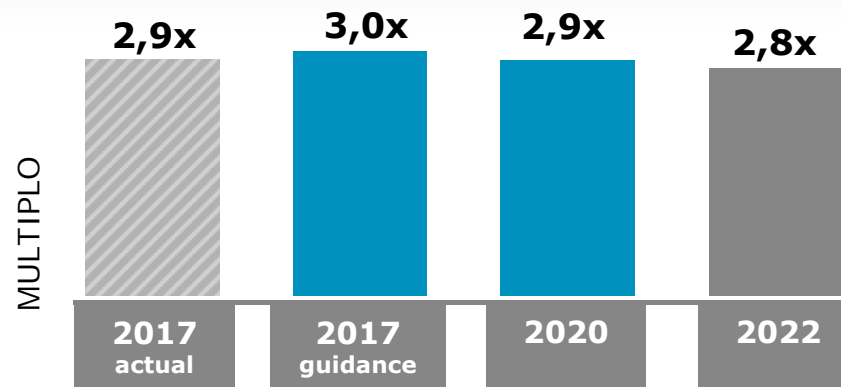
Incremento **RAB** con **+25%** al 2022



CAPEX per **3,1 Mld€**

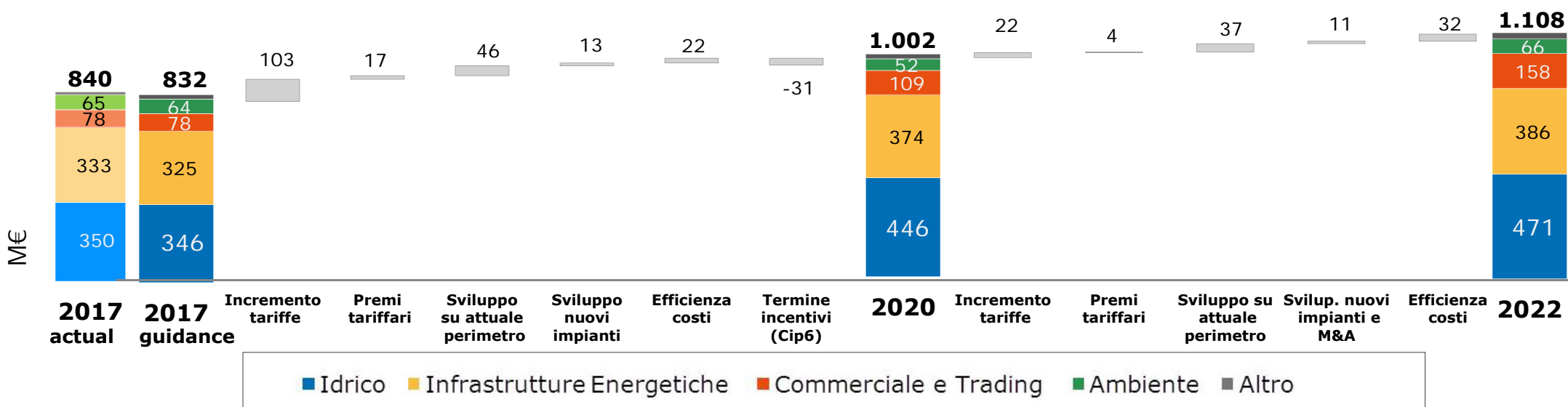


PFN/EBITDA in riduzione fino a **2,8x**



STRATEGIA E TARGET CONSOLIDATI

Crescita EBITDA basata su concreti razionali industriali



Azioni trasversali

Performance improvement ed efficienza costi + Ricambio generazionale + Rafforzamento operations

- | | | | | |
|---|--|--|---|---|
| Idrico | Infr. Energet. | Comm. e trading | Ambiente | Altro |
| <ul style="list-style-type: none"> Incremento Tariffa legato a investimenti (incluso effetto FoNI) Premi Tariffari su Qualità Commerciale | <ul style="list-style-type: none"> Incremento Tariffa legato a investimenti Riduzione Penali per Perdite di rete | <ul style="list-style-type: none"> Sviluppo base clienti Power e Gas Riduzione Cost to serve | <ul style="list-style-type: none"> Termine incentivi CIP6 Ampliamento impianti esistenti Sviluppo nuovi impianti e M&A | <ul style="list-style-type: none"> Sviluppo servizi estero |

INVESTIMENTI per oltre 3 Mld €

LEVE DI AZIONE

INVESTIMENTI DI GRUPPO

Miliardi di Euro



Remix dei Capex

Altro
Commerciale & Trading
Ambiente



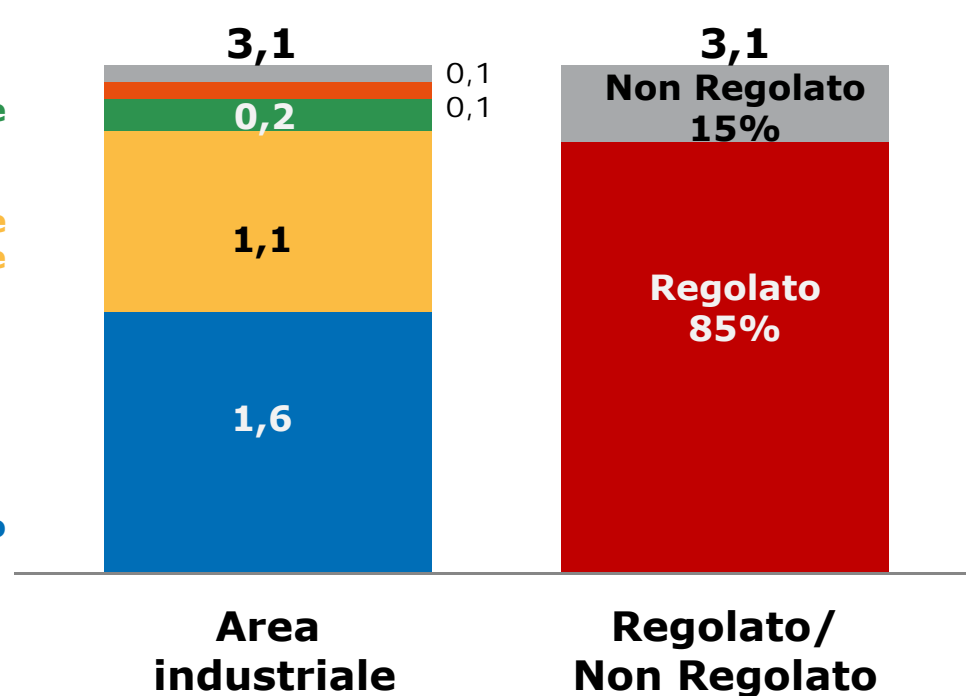
Focus su Infrastrutture

Infrastrutture Energetiche



Capex Discipline

Idrico



Oltre 400 M€ di investimenti INNOVATIVI

LEVE DI SVILUPPO



INFRASTRUTTURE

Sicurezza ed efficienza



PERSONE

Welfare del personale



CLIENTI

Centralità del cliente

Oltre 400 M€
di progetti
industriali
innovativi

AMBITI DI APPLICAZIONE



Smart & Resilient Grid



Smart Meters (elettrici ed idrici)



Automazione e Robotica



Sensoristica avanzata



Modelli predittivi



Sicurezza fisica e
Cyber-security

Il nuovo Piano di SOSTENIBILITA'

Piano di Sostenibilità 2018-2022 del Gruppo ACEA
 con target associati a ca. **1,3 Mld** di investimenti

Obiettivi di Sviluppo Sostenibile (SDGs)
 delle Nazioni Unite

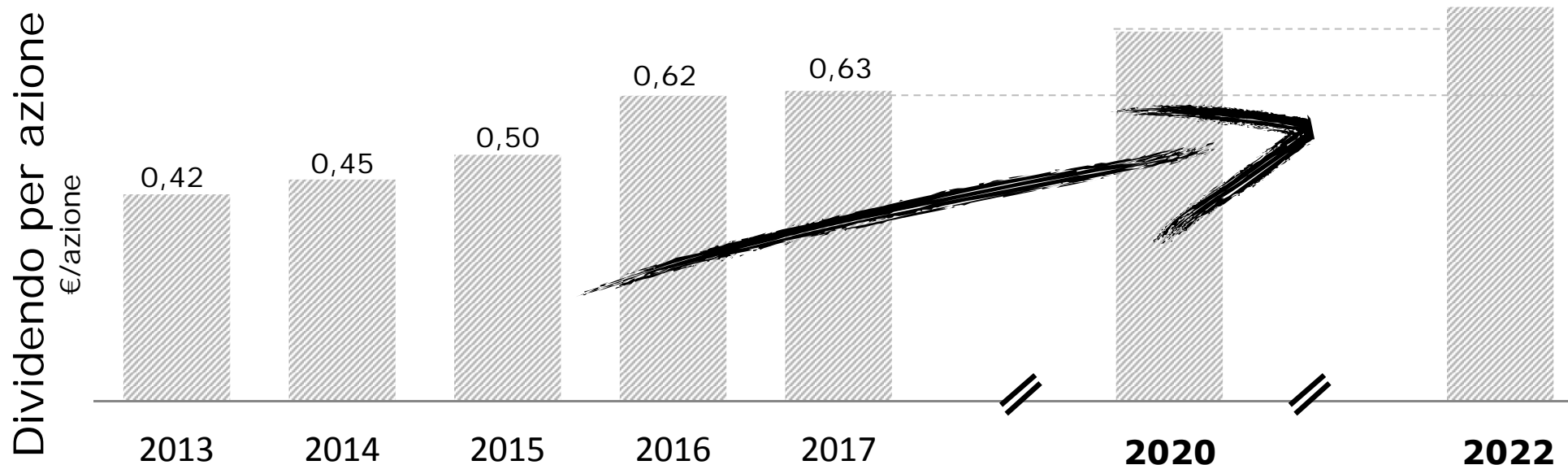


Dividendi in aumento, pay-out superiore al 50%, 0,7 mld di euro in arco Piano

Dividendi in **aumento**

Pay-out sempre **superiore al 50%**

Distribuibili **0,7 Mld €** in arco piano



STRATEGIA E TARGET CONSOLIDATI

Financial strategy di Piano con l'obiettivo di ridurre il costo del debito

FitchRatings	MOODY'S
BBB+ <i>Outlook Stabile</i>	Baa2 <i>Outlook Stabile</i>

Situazione al 31/12/2017

- Durata media debito **~5,3 anni**
- Costo medio debito **~2,6%**

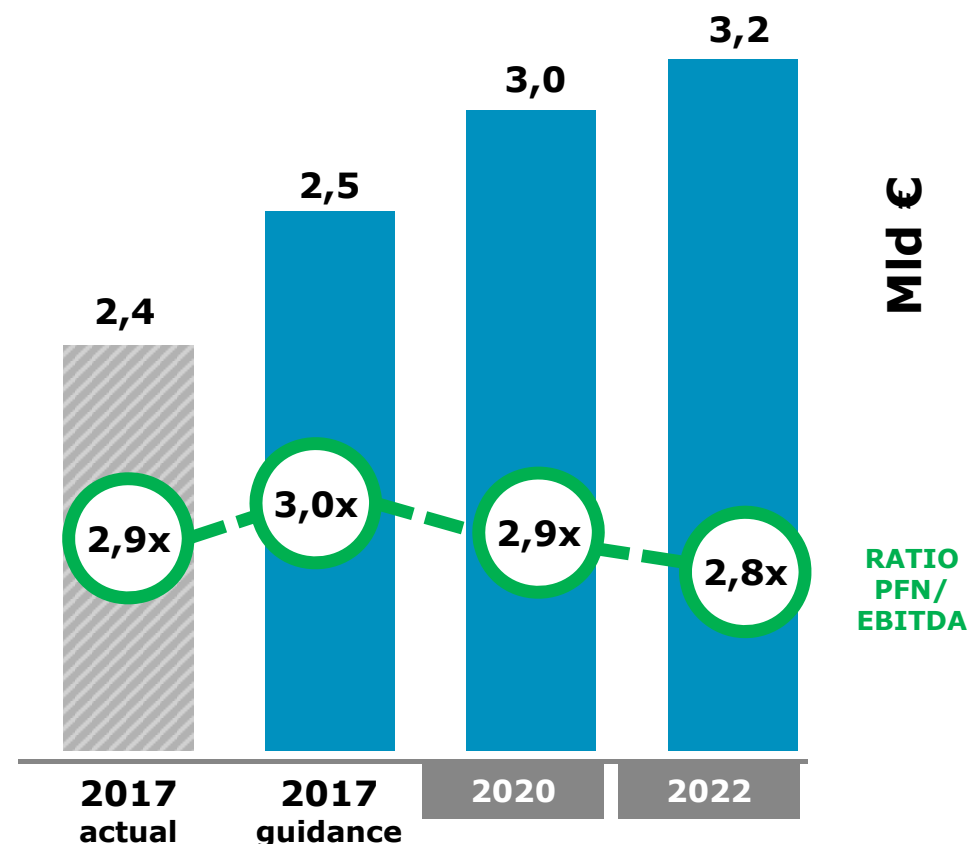
Febbraio 2018 - **collocato con successo un prestito obbligazionario** a valere sul programma EMTN per complessivi 1 mld di euro, suddiviso in due tranches:

- **300 mln di euro, 5 anni, cedola Euribor a 3 mesi +0,37%**
- **700 mln di euro, 9,4 anni, tasso fisso dell'1,5%**



Il costo medio "all in" del debito al 31 marzo 2018 è pari a 2,27% con durata media di 5,9 anni

Net Debt (PFN) Ratio PFN/EBITDA





IDRICO

Highlights su Target di Area Industriale

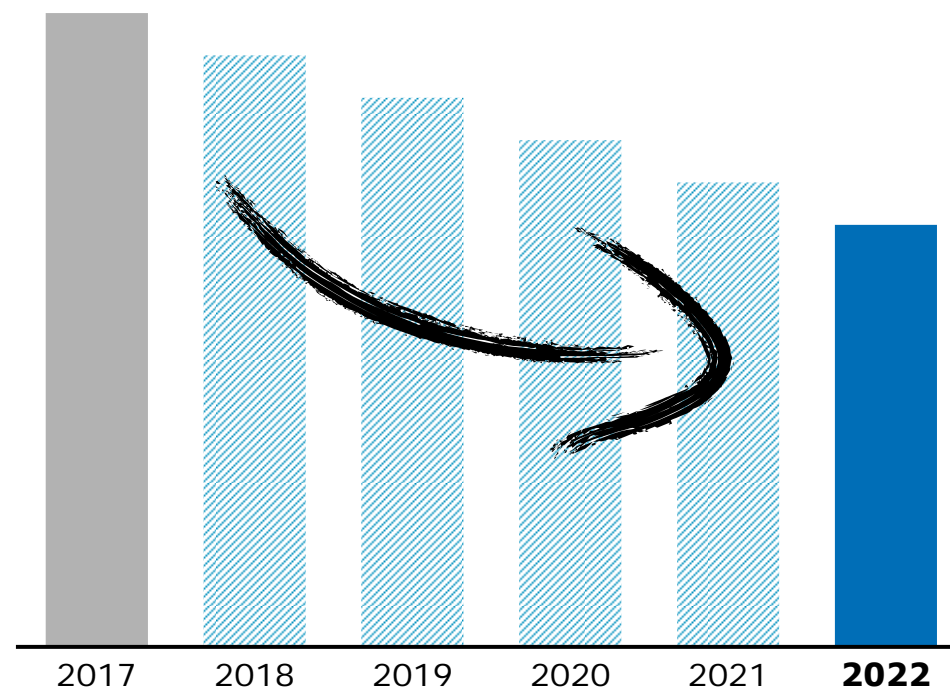




Principali azioni incluse a Piano

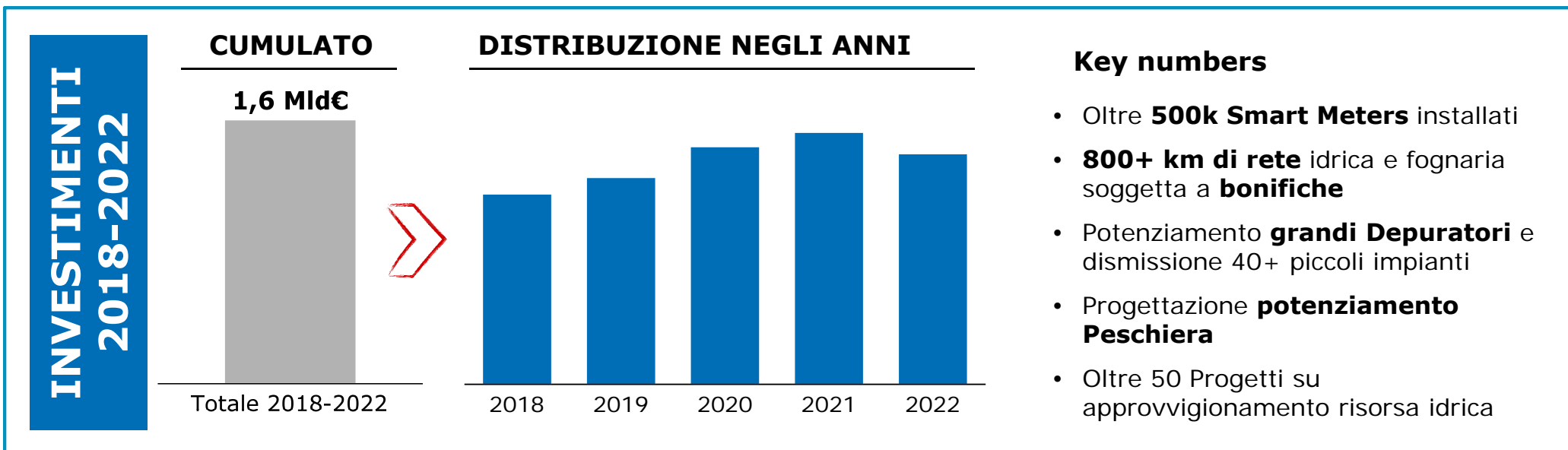
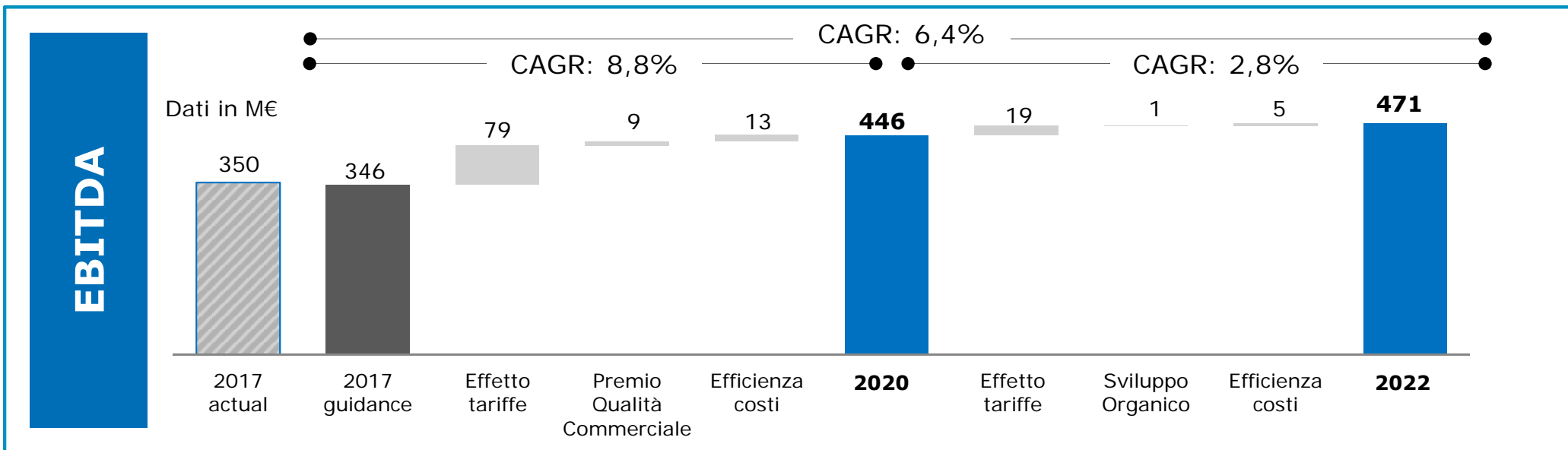
- Piano straordinario per **bonifica, riduzione perdite e gestione emergenza idrica**
- **Razionalizzazione dei piccoli depuratori** e sviluppo/potenziamento dei grandi impianti
- Introduzione **telelettura su misuratori**

Riduzione delle **Perdite di Rete**
per **15 p.p.**





+36% EBITDA e INVESTIMENTI per 1,6 Mld€





INFRASTRUTTURE ENERGETICHE

Highlights su Target di Area Industriale





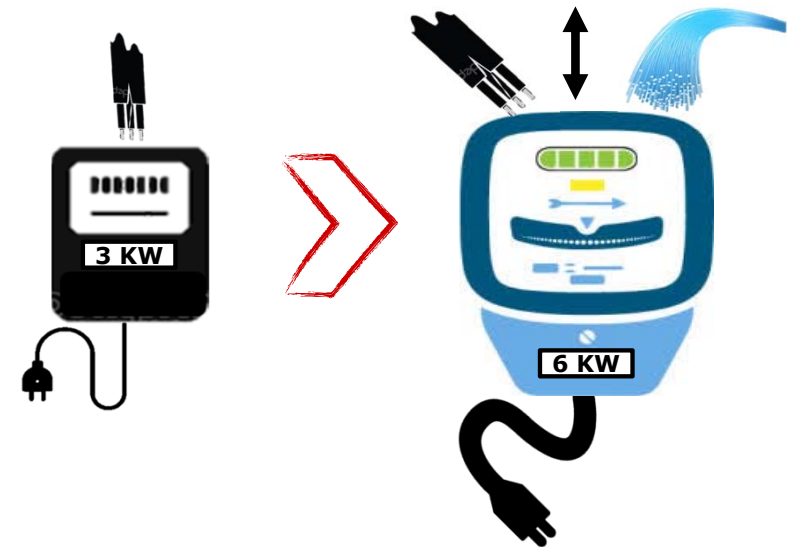
Verso DSO EVOLUTO per incrementare la resilienza della rete ed abilitare nuovi servizi

Principali azioni incluse a Piano

- **Rifacimento rete BT per :**
 - **Incrementare la resilienza della rete**
 - Aumentare la capacità di potenza per favorire l'elettrificazione (clienti da 3KW a 6KW)
- **Smartizzazione** della rete di Roma Capitale per **abilitazione nuovi servizi**
 - Posa fibra ottica
 - Nuovi Meters 2G

Aumento della resilienza e
abilitazione ad una maggiore
elettrificazione

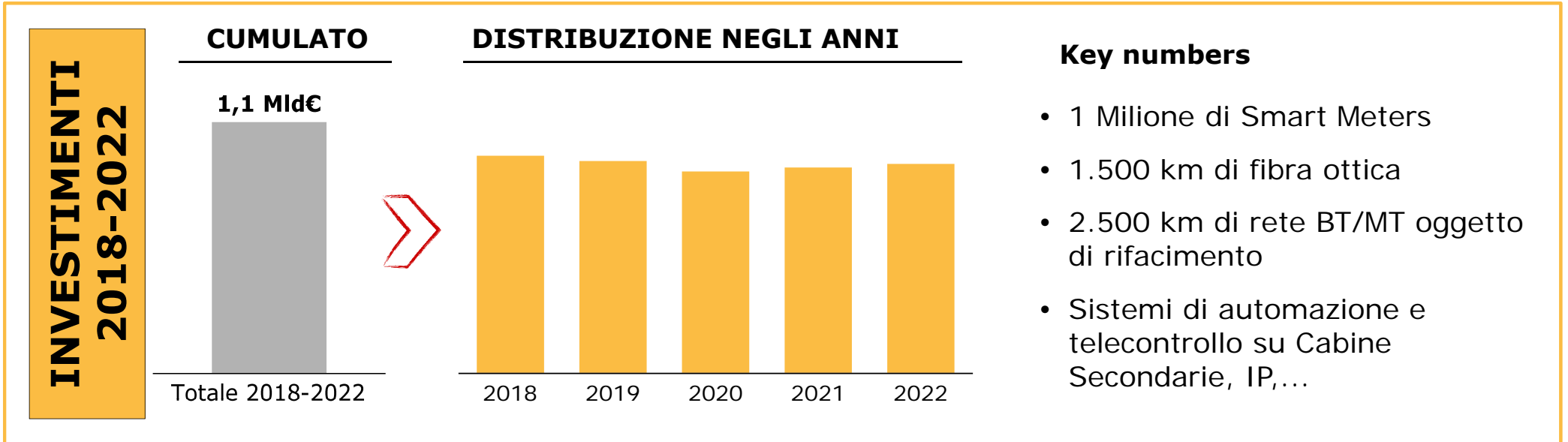
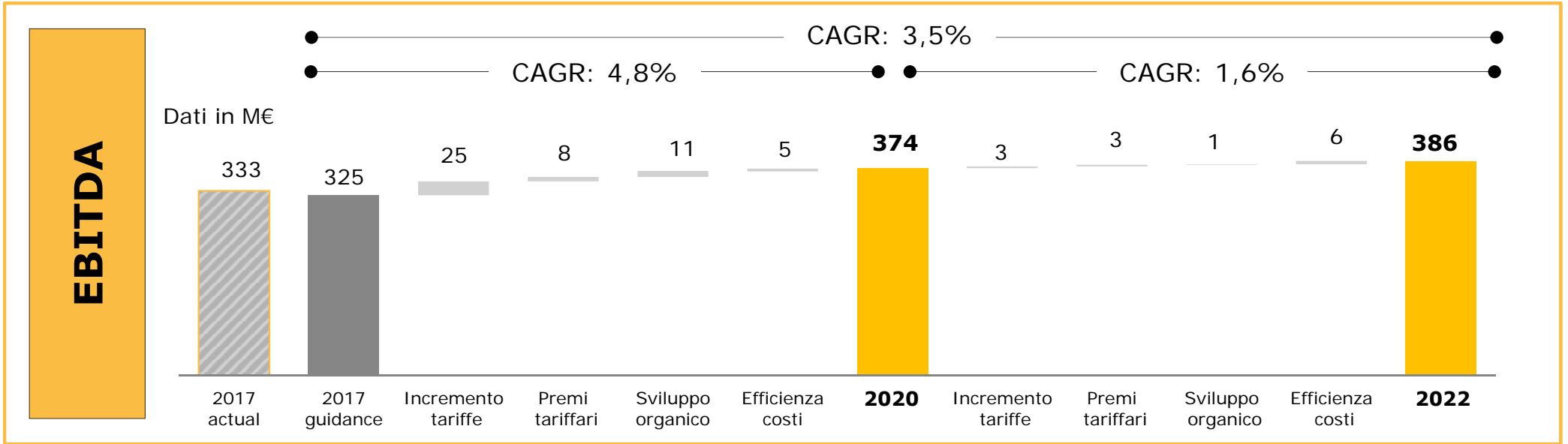
**1 Mln di
Smart Meters 2G**





INFRASTRUTTURE ENERGETICHE

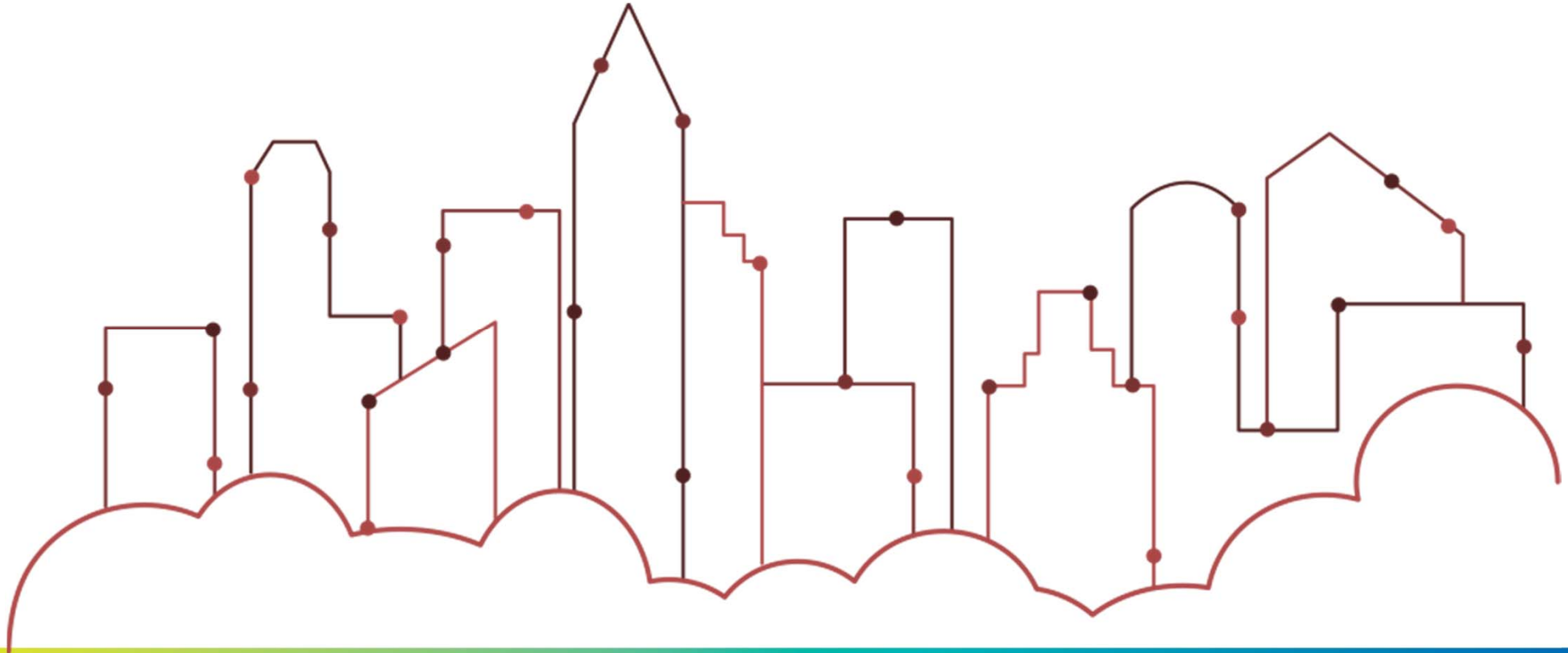
+20% EBITDA e 1,1 Mld€ di INVESTIMENTI





COMMERCIALE E TRADING

Highlights su Target di Area Industriale





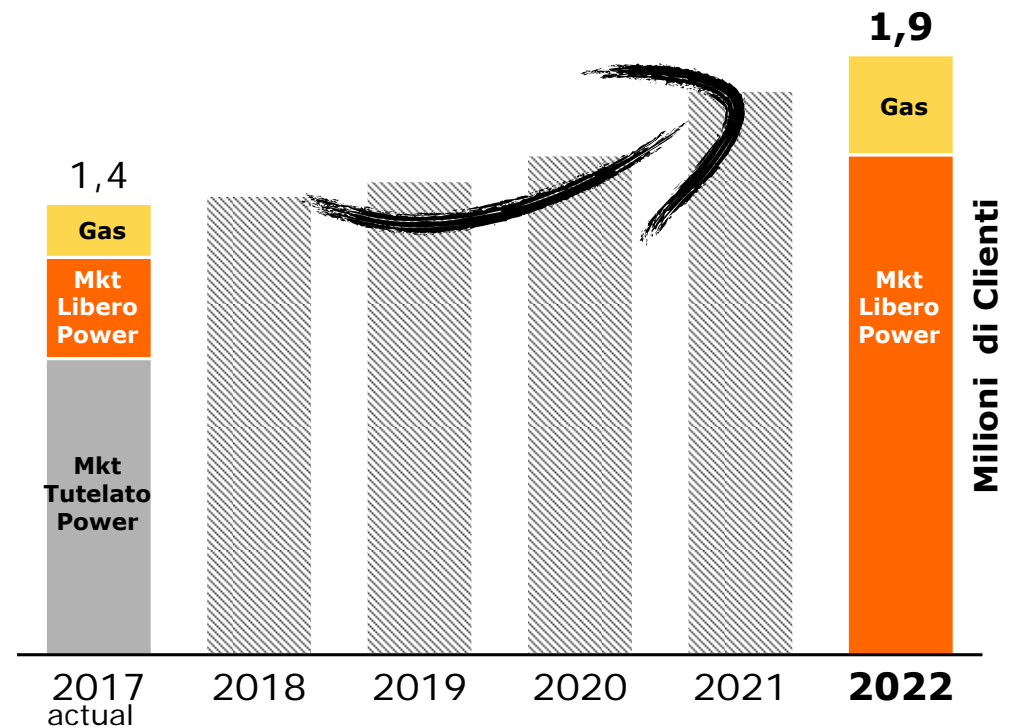
COMMERCIALE E TRADING

SPINTA COMMERCIALE e partecipazione al processo di CONSOLIDAMENTO da protagonisti

Principali azioni incluse a Piano

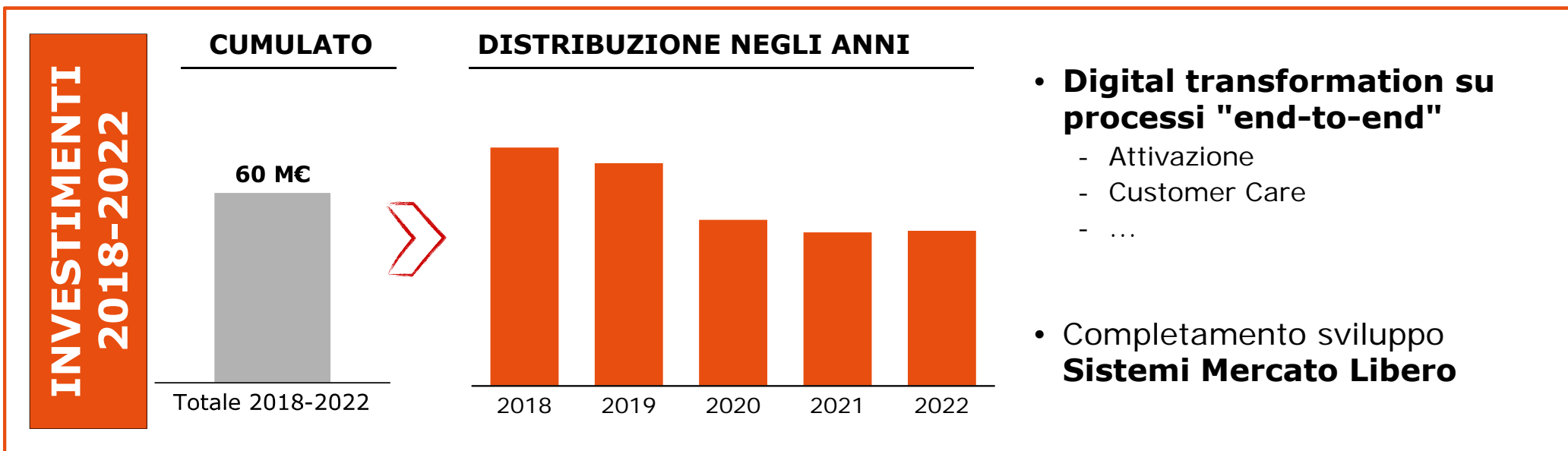
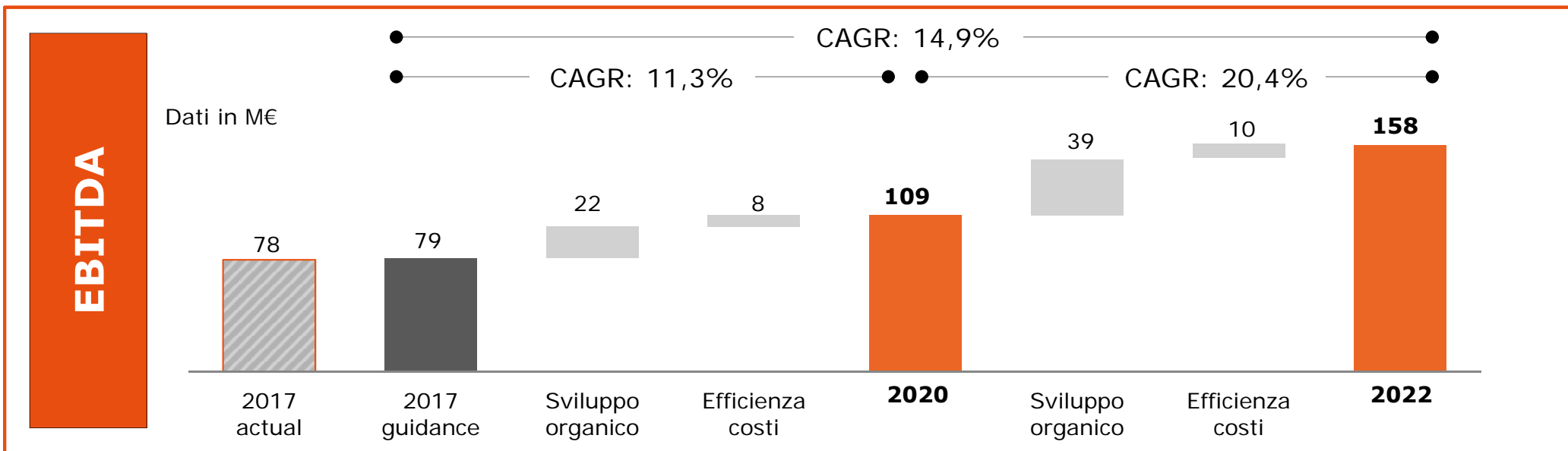
- **Spinta commerciale** su canali Digital e Cross Selling per essere **protagonisti del processo di consolidamento** (a valle del phase-out del mercato tutelato)
- **Performance improvement** su Customer Journey (Customer Care, Billing,..) **con ottimizzazione struttura di costi** (Cost to Serve)
- Miglioramento **customer quality** e capacità di **recupero del credito**

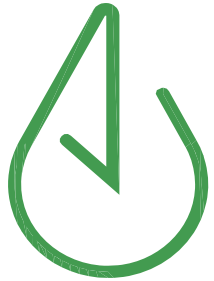
Aumento dei
Numero Clienti del **+33%**





Raddoppio EBITDA al 2022 attraverso incremento di portafoglio clienti e performance improvement





AMBIENTE

Highlights su Target di Area Industriale



AMBIENTE



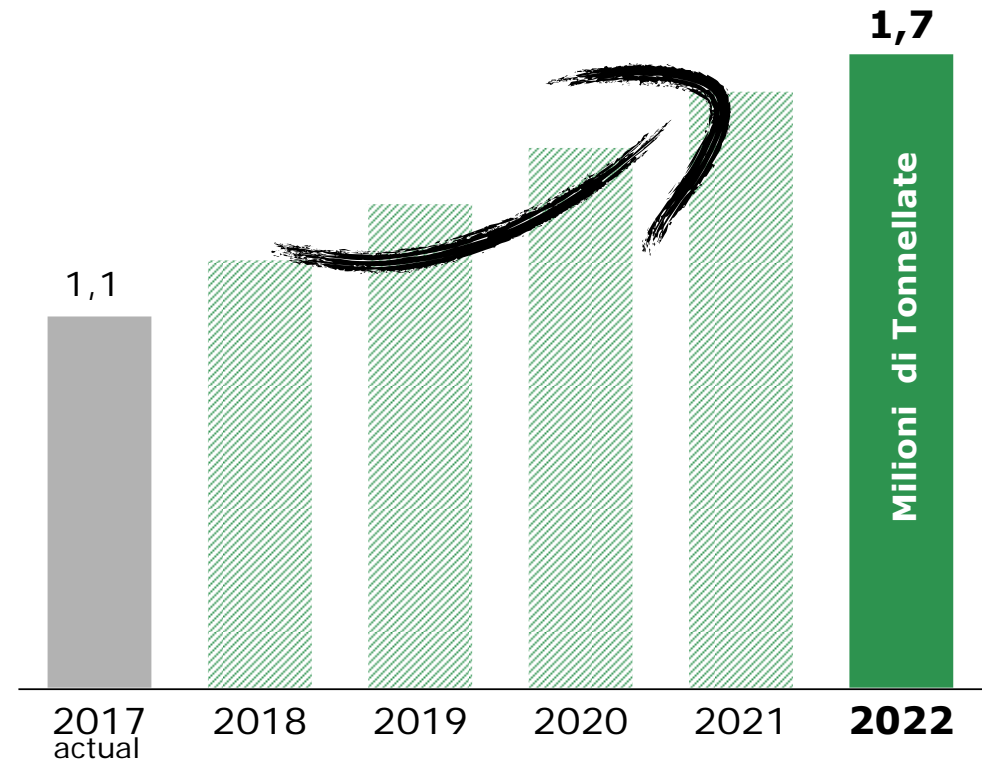
+70% di rifiuti trattati a fine Piano

Principali azioni incluse a Piano

Rafforzamento nel ciclo del trattamento dei rifiuti in coerenza con gli obiettivi dell'**economia circolare "Closing the loop"**



Rifiuti trattati +70%

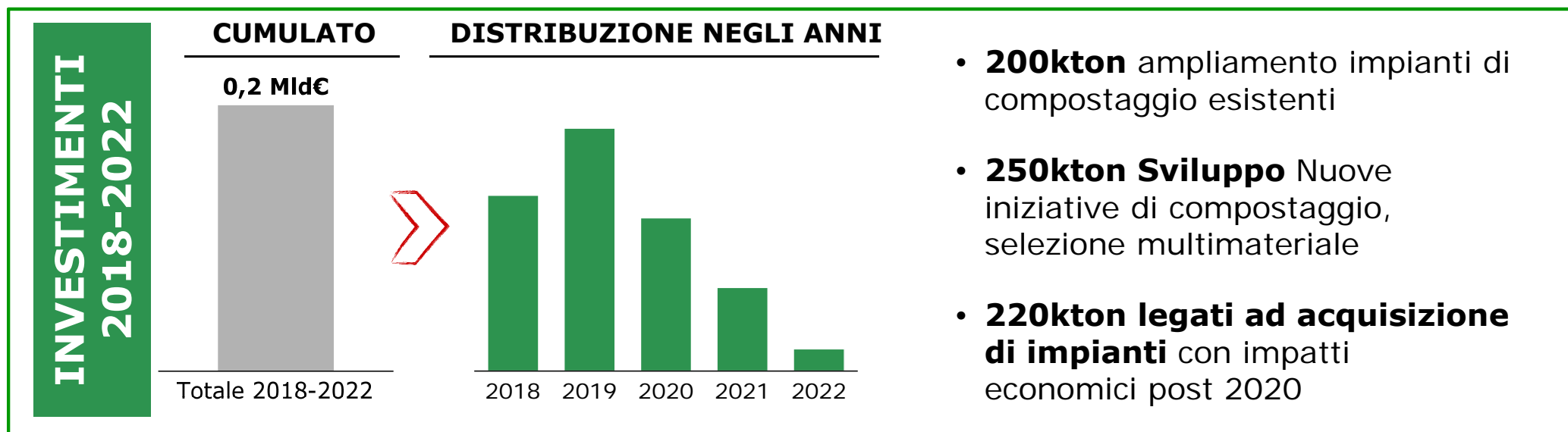
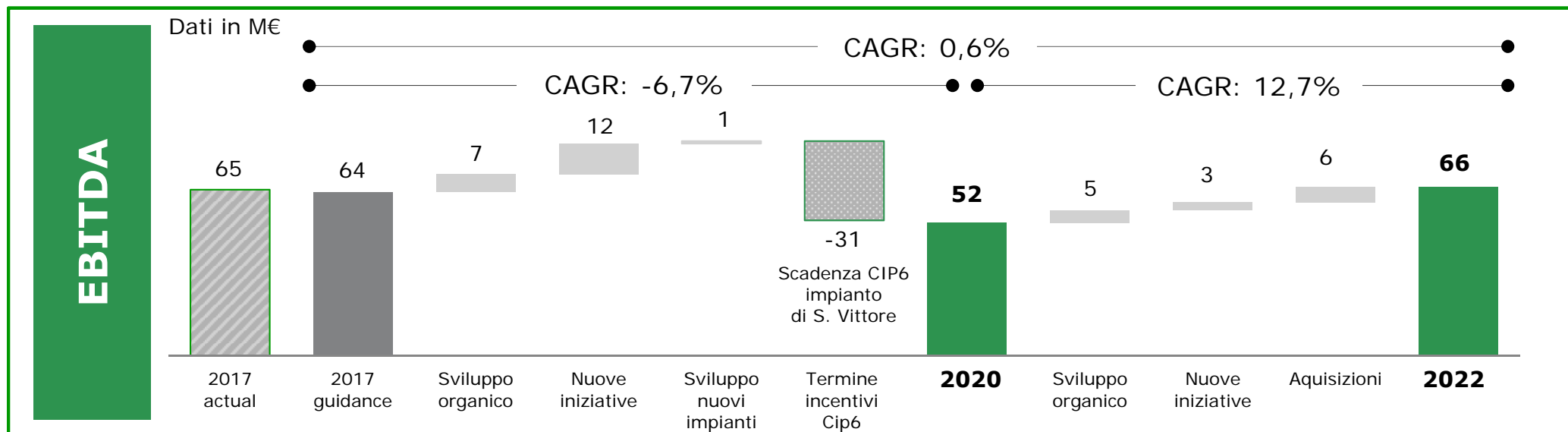


Nota: obiettivi proposti dalla Comm. Europea rivisti al rialzo dal Parlamento Europeo (15/3/17)

AMBIENTE



Scadenza CIP6 compensato da sviluppo nuove iniziative e selezionate operazioni di acquisizione










BASKET STRATEGICO

Potenziali UPSIDE di Piano Industriale



Potenziali INIZIATIVE STRATEGICHE che potranno essere realizzate nel PRIMO TRIENNIO DI PIANO

OPPORTUNITÀ	GRADO DI MATURITA'	EBITDA A REGIME	CAPEX/ COSTO ACQUISIZIONE
 CONSOLIDAMENTO nei territori di riferimento (Toscana, Campania, Lazio)	In corso interlocuzione con istituzioni locali per supportare lo sviluppo industriale e garantire investimenti adeguati ai Cittadini e al territorio	<i>M€</i> 70 - 200	<i>M€</i> 150 - 300
 Potenziamento adduzione sorgente PESCHIERA	Avviata interlocuzione con istituzioni nazionali e bacino idrografico per concordare il finanziamento dell'opera (Progettazione già inclusa in Piano negli anni 2018-20)	<i>Non valorizzato</i>	~400
 Ingresso nella DISTRIBUZIONE GAS	Avvio primi incontri con selezionati operatori su territori di riferimento del Gruppo Acea	10 - 50	80 - 400
 SMART ENERGY SERVICE	In corso accordi e stesura MoU con Partner Industriali e Tecnologici (es. Open Fiber)	25 - 50	25+
 Consolidamento posizionamento nel trattamento di Rifiuti (Compostaggio)	In corso interlocuzione con titolari di impiantistica del Centro per possibili acquisizioni	5 - 10	25-50
		TOT	100 - 300

Potenziale UPSIDE al 2020 da 100 a 300 M€

OPPORTUNITÀ



CONSOLIDAMENTO SERVIZIO IDRICO nei territori di riferimento (Toscana, Campania, Lazio)



Ingresso nel business della **DISTRIBUZIONE GAS**



Sviluppo **SMART ENERGY SERVICES**

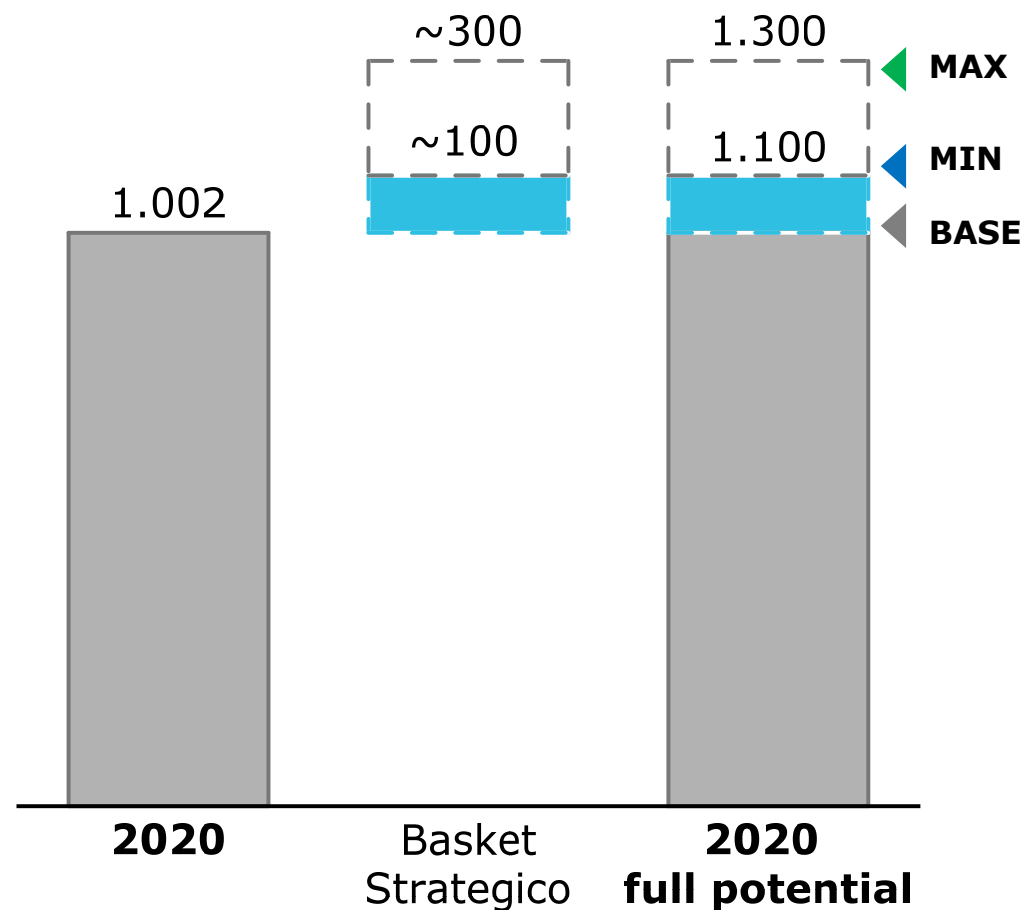


Consolidamento posizionamento nel **TRATTAMENTO DI RIFIUTI** (Compostaggio)



POTENZIALI UPSIDE SU EBITDA 2020

Dato in Milioni di Euro



II NUOVO PERCORSO strategico del Gruppo ACEA



Crescita Industriale basata sullo sviluppo organico

CAGR EBITDA 17-22 del 6%



3 Mld di CAPEX con focus su INFRASTRUTTURE



Performance IMPROVEMENT per sostenere la crescita a parità di organico e massimizzare le efficienze garantendo qualità ed affidabilità

DPS

DIVIDENDI distribuibili in crescita con Pay-out >50%



Controllo dell'**INDEBITAMENTO** di Gruppo e rapporto PFN/EBITDA in diminuzione fino a **2.8x nel 2022**



UPSIDE fino al +30% di EBITDA legato ad iniziative già individuate del **Basket Strategico**

APPENDICE

Main assumptions

Main assumptions		2018	2019	2020	2021	2022
CAMBIO	<i>\$/€</i>	1,14	1,18	1,20	1,10	1,00
Brent	<i>\$/Bbl</i>	50,00	52,00	53,00	51,64	52,59
PUN	<i>€/MWh</i>	48,79	51,42	52,63	55,19	56,72
EU-ETS	<i>€/tons CO2</i>	8,19	10,81	13,43	16,05	18,67
CIP6	<i>€/MWh</i>	218,63	218,64			



Risultati 1Q2018

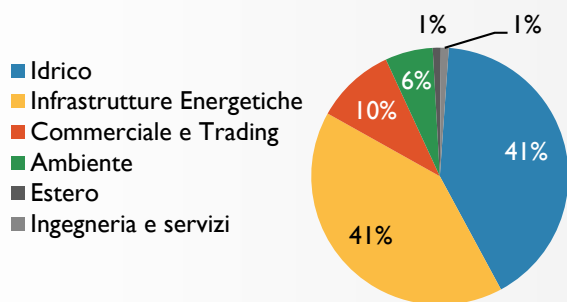
(mln€)	IQ2018	IQ2017	Variaz.%
	(a)	(b)	(alb)
Ricavi consolidati	745,5	725,6	+2,7%
EBITDA	229,2	214,4	+6,9%
EBIT	127,4	117,2	+8,7%
Risultato netto del Gruppo	77,4	65,7	+17,8%
Investimenti	133,0	126,4	+5,2%

Guidance EBITDA 2018:
+3%/+5% rispetto al 2017 (840 mln€)

Guidance Investimenti 2018:
in aumento rispetto al 2017

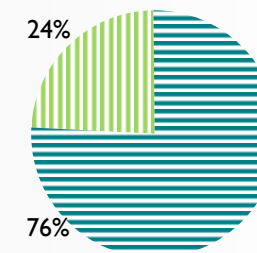
(mln€)	31/3/2018	31/12/2017	31/3/2017	Variaz. %	Variaz. %
	(a)	(b)	(c)	(alb)	(alc)
Indebitam. Finanz. Netto	2.482,1	2.421,5	2.234,8	+2,5%	+11,1%
Capitale Investito	4.197,0	4.232,7	4.073,0	-0,8%	+3,0%

Guidance Ind. Fin. Netto 2018:
2,6-2,7 mld€

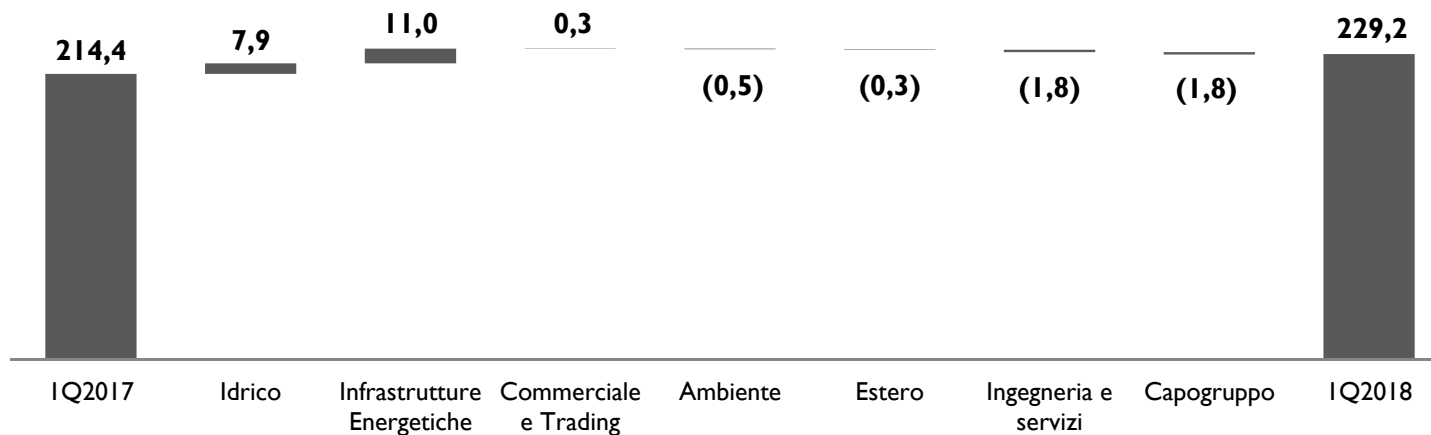


EBITDA IQ2018

▨ EBITDA da attività non regolate
▨ EBITDA da attività regolate



EBITDA (mln€)



Numero medio dipendenti Gruppo

IQ2018	IQ2017	Variaz.
5.535	5.498	+37

EBITDA e dati quantitativi

IQ2018 highlights economico-finanziari



Idrico

EBITDA principali drivers

EBITDA IN CRESCITA

▲ Acea ATO2: +3,8 mln€

▲ Società consolidate a patrimonio netto +3,0 mln€

(mln€)	IQ18 (a)	IQ17 (b)	Variaz.% (a/b)	Dati quantitativi	IQ18	IQ17
EBITDA	96,4	88,5	+8,9%			
<i>Di cui: Proventi/(Oneri) da partecipazioni consolidate ex IFRS II</i>	7,9	4,9	+61,2%	Totale volumi di acqua venduti (Mmc)	105	103
Investimenti	67,3	56,7	+18,7%			
	IQ18 (a)	IQ17 (b)	Variaz. (a-b)			
Nr. medio dipendenti	1.789	1.838	-49			

EBITDA e dati quantitativi

IQ2018 highlights economico-finanziari



**Infrastrutture
energetiche**
EBITDA principali drivers

EBITDA IN CRESCITA

- ▲ Distribuzione +9,0 mln€
- ▲ Generazione +1,2 mln€ - aumento produzione idroelettrica e termoelettrica (completamento impianto Tor di Valle)
- ▲ Illuminazione Pubblica - piano led avviato a giugno 2016 (+0,9 mln€)

(mln€)	IQ18 (a)	IQ17 (b)	Variaz.% (a/b)	Dati quantitativi	IQ18	IQ17
EBITDA	94,4	83,4	+13,2%	Totale elettricità distribuita (GWh)	2.469	2.509
- Distribuzione	80,7	71,7	+12,6%	Numero clienti (/000)	1.626	1.627
- Generazione	14,0	12,8	+9,4%	Totale elettricità prodotta (GWh)	155	132
- Illum. Pubblica	(0,2)	(1,1)	n.s.			
Investimenti	54,4	57,2	-4,9%			
	IQ18 (a)	IQ17 (b)	Variaz. (a-b)			
Nr. medio dipendenti	1.380	1.359	+21			

EBITDA e dati quantitativi

IQ2018 highlights economico-finanziari



Commerciale e Trading

EBITDA STABILE

EBITDA principali drivers

(mln€)	IQ18 (a)	IQ17 (b)	Variaz.% (a/b)	Dati quantitativi	IQ18	IQ17
EBITDA	23,4	23,1	+1,3%	Totale vendita energia (GWh)	1.593	1.813
				<i>Mercato di maggior tutela</i>	663	730
				<i>Mercato libero</i>	930	1.083
Investimenti	4,1	2,5	+64,0%	Numero POD elettricità (/000)	1.204	1.232
				<i>Mercato di maggior tutela</i>	880	929
				<i>Mercato libero</i>	324	303
Nr. medio dipendenti	467	476	-9	Totale vendita gas (Mmc)	56	51
				Numero clienti gas (/000)	140	129

EBITDA e dati quantitativi

IQ2018 highlights economico-finanziari



Ambiente

EBITDA principali drivers

EBITDA STABILE

↑ Iseco: +0,3 mln€

↓ Aquaser (attività di recupero fanghi): -0,7 mln€

(mln€)	IQ18 (a)	IQ17 (b)	Variaz. (a/b)	Dati quantitativi	IQ18	IQ17
EBITDA	14,1	14,6	-3,4%	Trattamento e smaltimento* (Ktonn.)	254	274
Investimenti	4,6	5,5	-16,4%	Energia elettrica prodotta WTE (GWh)	89	87

	IQ18 (a)	IQ17 (b)	Variaz. (a-b)
Nr. medio dipendenti	361	347	+14

*Include ceneri smaltite

EBITDA e dati quantitativi

1Q2018 highlights economico-finanziari



Estero

(mln€)	1Q18 (a)	1Q17 (b)	
EBITDA	3,0	3,3	
Investimenti	0,8	0,9	
	1Q18 (a)	1Q17 (b)	<i>Variaz. (a-b)</i>
Nr. medio dipendenti	604	588	+16



Ingegneria e Servizi

(mln€)	1Q18 (a)	1Q17 (b)	
EBITDA	2,2	4,0	
Investimenti	0,3	0,2	
	1Q18 (a)	1Q17 (b)	<i>Variaz. (a-b)</i>
Nr. medio dipendenti	270	311	-41

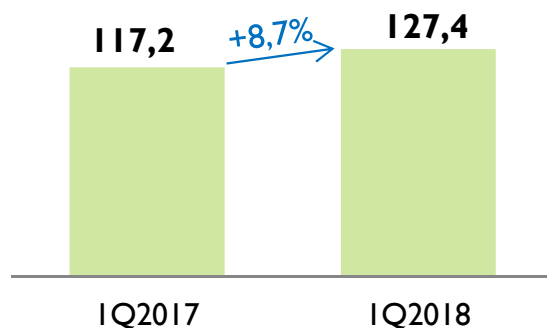


Capogruppo

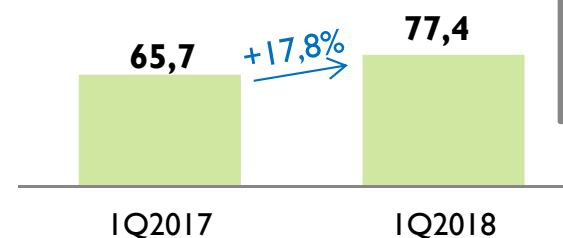
(mln€)	1Q18 (a)	1Q17 (b)	
EBITDA	(4,2)	(2,4)	
Investimenti	1,5	3,4	
	1Q18 (a)	1Q17 (b)	<i>Variaz. (a-b)</i>
Nr. medio dipendenti	664	579	+85

Principalmente per il conferimento dall'Area Ingegneria e Servizi del Servizio Facility Management

EBIT (mln€)



RISULTATO NETTO (mln€)



Crescita del Risultato
in linea con l'EBITDA, al
netto dell'effetto fiscale

TAX RATE

30,4%

30,4%

(mln€)	IQ18	IQ17	Variaz.%
Ammortamenti	77,5	68,8	+12,6%
Svalutazioni	21,1	18,7	+12,8%
Accantonamenti	3,3	9,8	-66,3%
Totale	101,9	97,3	+4,7%



Aumento ammortamenti anche per maggiori investimenti IT con vita utile più breve

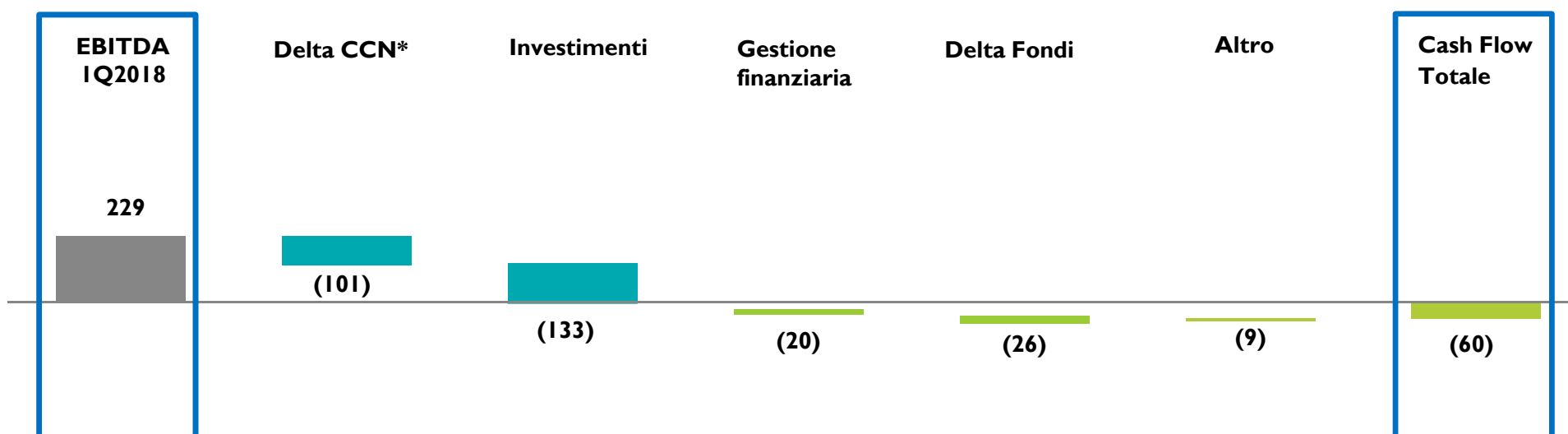


Aumento svalutazioni crediti per effetto del passaggio a IFRS9



Minori accantonamenti per programma di esodo e mobilità presente nel IQ2017

mln (€)	IQ2018	IQ2017
EBITDA	229	214
Delta CCN	(101)	(153)
CAPEX	(133)	(126)
FREE CASH FLOW	(5)	(65)
Proventi/(Oneri) finanziari	(20)	(19)
Delta Fondi	(26)	(17)
Imposte	0	0
Dividendi	0	0
Altro	(9)	(7)
CASH FLOW TOTALE	(60)	(108)



* Al lordo delle svalutazioni su crediti

Indebitamento Finanziario netto

(mln€)	31/3/2018 (a)	31/12/2017 (b)	31/3/2017 (c)	Variaz. (a-b)	Variaz. (a-c)
Indebitamento Finanziario netto	2.482,1	2.421,5	2.234,8	60,6	247,3
Medio/Lungo termine	3.540,2	2.706,6	2.726,8	833,6	813,4
Breve termine	(1.058,1)	(285,1)	(492,0)	(773,0)	(566,1)

INDEB. FINANZ. NETTO /
PATRIMONIO NETTO
31/3/2018

1,4x

INDEB. FINANZ. NETTO
31/3/2018 / EBITDA LTM

2,9x

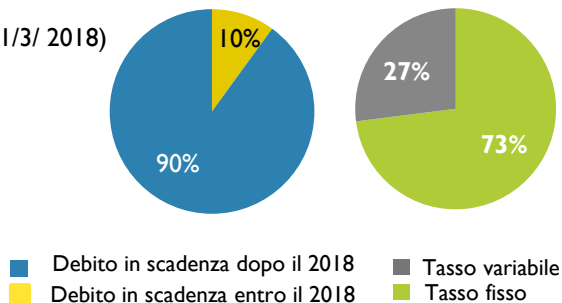
Febbraio 2018 - collocato con successo un prestito obbligazionario a valere sul programma EMTN per complessivi 1 mld di euro, suddiviso in due tranches:

- 300 mln di euro, 5 anni, cedola Euribor a 3 mesi +0,37%
- 700 mln di euro, 9,4 anni, tasso fisso dell'1,5%

Struttura del debito

(scadenza e tassi di interesse al 31/3/ 2018)

- > Tasso Fisso 73%
- > Costo medio 2,27%
- > Durata media 5,9 anni



Rating

FitchRatings

BBB+

Outlook stabile

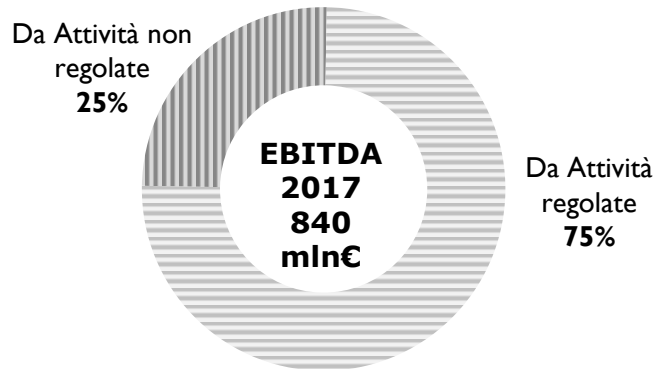
MOODY'S

Baa2

Outlook stabile



Risultati 2017



42% dell'EBITDA consolidato



40% dell'EBITDA consolidato



9% dell'EBITDA consolidato



7% dell'EBITDA consolidato



2% dell'EBITDA consolidato

Idrico

Primo operatore nazionale

Lazio, Toscana, Umbria and Campania

- Acqua potabile venduta: 421 mln mc
- Clienti: circa 9 mln

Infr. Energet.

Secondo operatore in Italia nella distribuzione elettrica

- Elettricità distribuita: ~ 10 TWh nella città di Roma
- Gestione illuminazione pubblica e artistica di Roma: oltre 224.000 punti luce
- Progetti di efficienza energetica.
- Centrali idroelettr. (122 MW)
- Impianti termo/cogen/PV (98 MW)

Comm. e trading

Tra i principali operatori in Italia

- Elettricità venduta: ~ 6,8 TWh
- Clienti mercato libero: ~ 0,3 mln
- Clienti mercato Maggior Tutela: ~ 0,9 mln
- Clienti gas: ~ 0,2 mln

Ambiente

Sesto operatore in Italia

- Rifiuti trattati: oltre 1mln tonnellate
- Elettricità prodotta (WTE): 354 GWh

Estero

- Presenza in America Latina

AZIONARIATO

Roma Capitale	Suez	Gruppo Caltagirone	Altri
51,0%	23,3%	5,0%	20,7%

Fonte: CONSOB, aprile 2018

(mln€)	2017	2016	Variaz.%	2017*	2016*	Variaz.%
	a	b	a/b	adjusted c	adjusted d	c/d
Ricavi consolidati	2.797,0	2.832,4	-1,2%	2.797,0	2.720,9	+2,8%
EBITDA	840,0	896,3	-6,3%	840,0	784,8	+7,0%
EBIT	359,9	525,9	-31,6%	406,2	414,4	-2,0%
Risultato netto del Gruppo	180,7	262,3	-31,1%	214,5	210,5	+1,9%
Dividendo per Azione (€)	0,63	0,62	+1,6%			
Investimenti	532,3	530,7	+0,3%			

* I dati economici adjusted non includono:

- **per il 2017**, gli effetti negativi – complessivamente pari a 46,4 mln€ al lordo dell'effetto fiscale – determinati, prevalentemente, dalla riduzione del valore del credito verso ATAC (6,4 mln €) e di areti verso Gala (15,7 mln€), dalla svalutazione dei cespiti di Acea Ambiente e Acea Produzione (12,2 mln€)
- **per il 2016**, prevalentemente, l'effetto positivo (111,5 mln€ al lordo dell'effetto fiscale) conseguente all'eliminazione del cd. regulatory lag

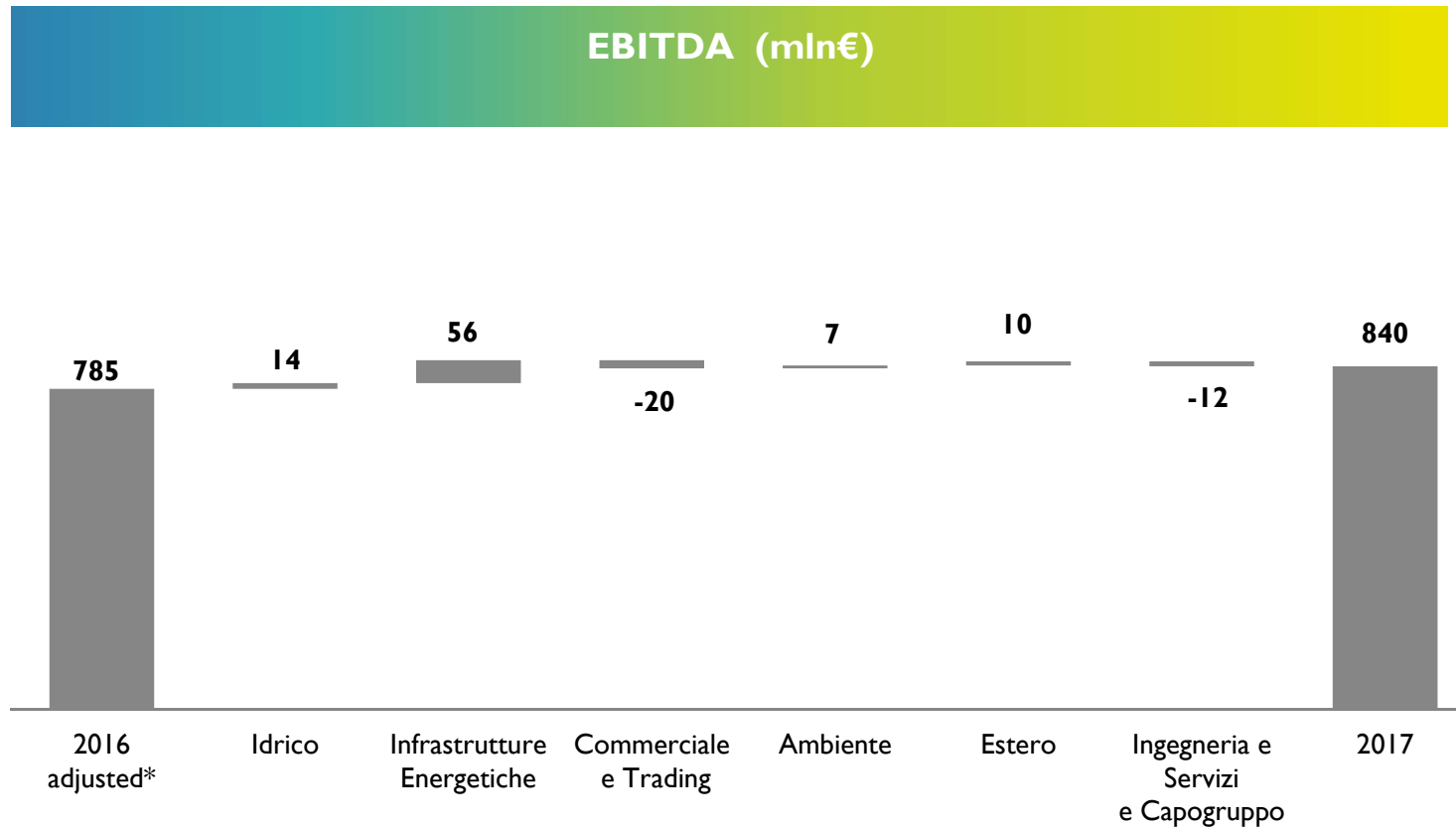
(mln€)	31/12/2017 (a)	30/9/2017 (b)	31/12/2016 (c)	Variaz. % (a/b)	Variaz. % (a/c)
Indebitam. Finanz. Netto	2.421,5	2.487,3	2.126,9	-2,6%	+13,9%
Indebitam. Finanz. Netto adjusted**	2.325,1	2.428,3	2.126,9	-4,2%	+9,3%
Capitale Investito	4.244,9	4.279,9	3.884,9	-0,8%	+9,3%

** L'indebitamento finanziario netto adjusted non include, per il 2017, l'impatto complessivamente pari a 96 mln€ derivante dall'esposizione verso GALA (30 mln€) e verso ATAC (6 mln€), nonché gli effetti dello split payment (60 mln€)

EBITDA

Superiore alla guidance e al forecast del Piano Industriale

EBITDA (mln€)



Area di consolidamento: variazioni rispetto al 2016

EBITDA 2017 (mln€)	17,1
• Acque Industriali	0,4
• GEAL	1,3
• TWS	2,7
• Aguas de San Pedro	12,6
• Acea Gori Servizi	0,1

Indebit. Finanz. Netto al 31/12/2017 (mln€)	2,1
---	-----

Numero medio dipendenti Gruppo

2017	2016
5.494**	5.048

* Il dato 2016 adjusted non include l'effetto positivo conseguente all'eliminazione del c.d regulatory lag

** Il dato risente della variazione di perimetro

EBITDA e dati quantitativi

2017 highlights economico-finanziari



Idrico

EBITDA principali drivers

- ↑ Acea ATO2: +15,2 mln€ (premio qualità 31 mln€)
- ↑ Acea ATO5: +2,7 mln€
- ↑ Variazione perimetro di consolidamento
- ↓ Società consolidate a patrimonio netto -2,4 mln€

(mln€)	2017 (a)	2016 (b)	Variaz. % (a/b)	Dati quantitativi	2017	2016
EBITDA	349,6	336,0	+4,0%			
<i>Di cui: Proventi/(Oneri) da società consolidate a Patrimonio netto</i>	<i>24,1</i>	<i>26,5</i>	<i>-9,1%</i>	Totale volumi di acqua venduti (Mmc)	421	421
Investimenti	271,4	227,1	+19,5%			

	2017 (a)	2016 (b)	Variaz. (a-b)
Nr. medio dipendenti	1.796	1.818	-22

EBITDA e dati quantitativi

2017 highlights economico-finanziari



**Infrastrutture
energetiche**
EBITDA principali drivers

↑ Distribuzione +45,5 mln€ (adjusted)

↑ Generazione +8,8 mln€ (prevalentemente per aumento produzione idroelettrica)

↑ Illuminazione Pubblica: piano led avviato a giugno 2016 (+1,4 mln€)

(mln€)	2017 (a)	2016 (b)	2016 adjusted (c)	Variaz.% (a/b)	Variaz.% (a/c)	Dati quantitativi	2017	2016
EBITDA	332,6	388,3	276,8	-14,3%	+20,2%	Totale elettricità distribuita (GWh)	10.040	10.009
- Distribuzione	287,3	353,3	241,8	-18,7%	+18,8%	Numero utenti (/000)	1.626	1.629
- Generazione	40,8	32,0	32,0	+27,5%	+27,5%	Totale elettricità prodotta (GWh)	426	405
- Illum. Pubblica	4,4	3,0	3,0	+46,7%	+46,7%			
Investimenti	209,4	225,8		-7,3%				
		2017 (a)	2016 (b)	Variaz. (a-b)				
Nr. medio dipendenti		1.366	1.380	-14				

*Al netto dell'effetto positivo dell' "Accounting Regolatorio" (111,5 mln€)

EBITDA e dati quantitativi

2017 highlights economico-finanziari



Commerciale e Trading

EBITDA principali drivers

↓ Iscrizione nel 2Q2016 di maggiori ricavi per circa 10 mln€ legati agli effetti prodotti dal contratto sottoscritto a marzo 2006 per la commercializzazione dei contatori digitali

↓ Attività di vendita: minori margini mercato libero

(mln€)	2017 (a)	2016 (b)	Variaz. (a/b)	Dati quantitativi	2017	2016
EBITDA	78,1	98,0*	-20,3%	Totale vendita energia (GWh)	6.843	8.316
				<i>Mercato di maggior tutela</i>	2.652	2.757
				<i>Mercato libero</i>	4.191	5.559
Investimenti	19,4	27,4	-29,2%	Numero clienti elettricità (/000)	1.213	1.254
				<i>Mercato di maggior tutela</i>	893	959
				<i>Mercato libero</i>	320	295
Nr. medio dipendenti	474	473	+1	Totale vendita gas (Mmc)	103	107
				Numero clienti gas (/000)	167	149

* L'EBITDA del 2016 include ricavi non ricorrenti per circa 10 mln€

EBITDA e dati quantitativi

2017 highlights economico-finanziari



Ambiente

EBITDA principali drivers



- Maggiori quantità di elettricità venduta dall'impianto di S.Vittore (prima linea in esercizio dal 1° ottobre 2016)
- Messa a regime dell'impianto di compostaggio di Aprilia
- Variazione di perimetro (Acque Industriali e Iseco)

(mln€)	2017 (a)	2016 (b)	Variaz. (a/b)	Dati quantitativi	2017	2016
EBITDA	64,5	57,2	+12,8%	Trattamento e smaltimento* (Ktonn.)	1.077	822
Investimenti	15,4	34,0	-54,7%	Energia elettrica prodotta WTE (GWh)	354	302
	2017 (a)	2016 (b)	Variaz. (a/b)	*Include ceneri smaltite		
Nr. medio dipendenti	355	238	+117			

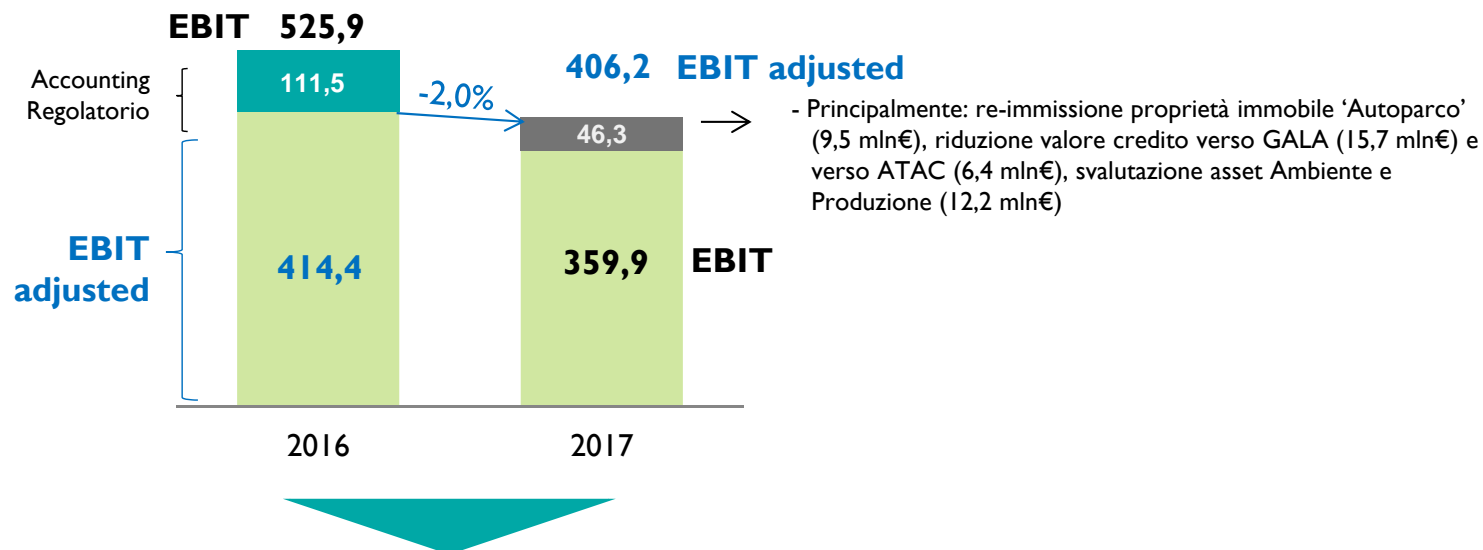


Estero ↑ Consolidamento integrale Aguas de San Pedro: +10,1 mln€

EBITDA principali drivers

(mln€)	2017	2016	Variaz.%
EBITDA	14,4	4,4	n.s.
Investimenti	5,2	1,5	n.s.
	2017	2016	Variaz.
Nr. medio dipendenti	595	336	+259

EBIT (mln€)

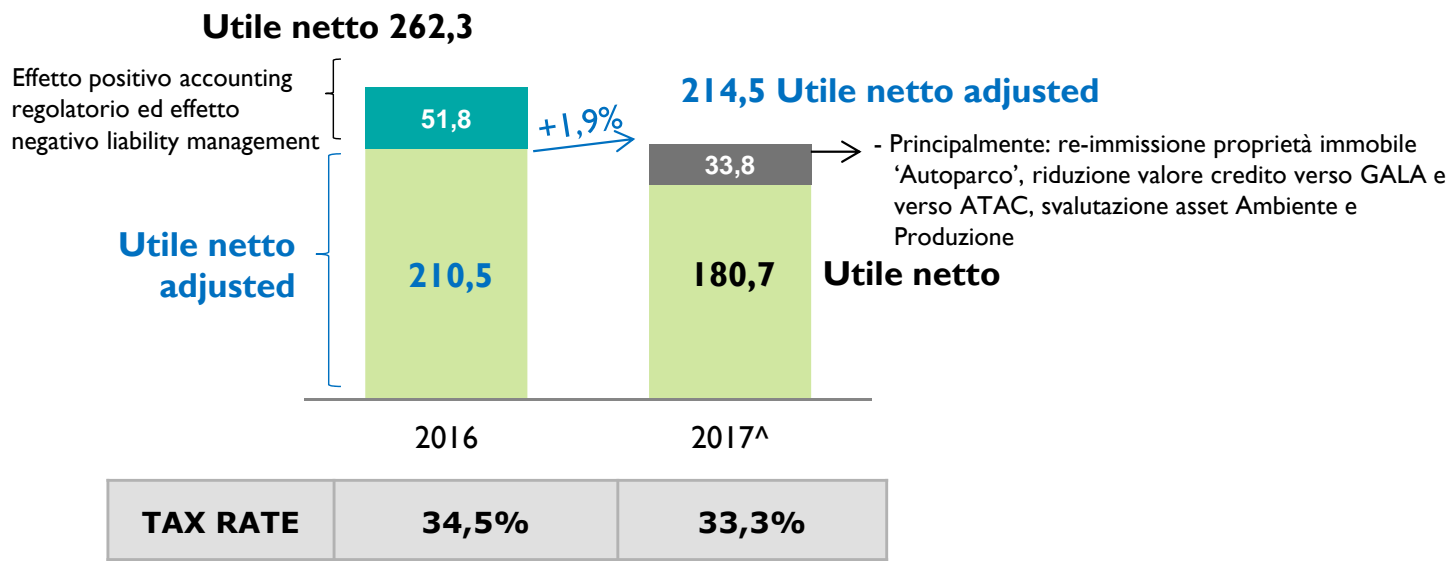


(mln€)	2017	2016	Variaz.%
Ammortamenti	328,9	254,2	+29,4%
Svalutazioni	90,4	64,7	+39,7%
Accantonamenti	60,8	51,5	+18,1%
Totale	480,1	370,4	+29,6%

✓ Aumento ammortamenti per maggiori investimenti IT con vita utile più breve, re-immissione proprietà immobile "Autoparco", svalutazione impianti Acea Ambiente e Acea Produzione

✓ Aumento svalutazioni crediti e riduzione valore crediti verso GALA e ATAC

RISULTATO NETTO (mln€)



[^] I maggiori ammortamenti, principalmente dovuti a investimenti IT con vita utile più breve - al netto dell'effetto fiscale - hanno un impatto sull'utile netto di 38 mln€

EVOLUZIONE DPS

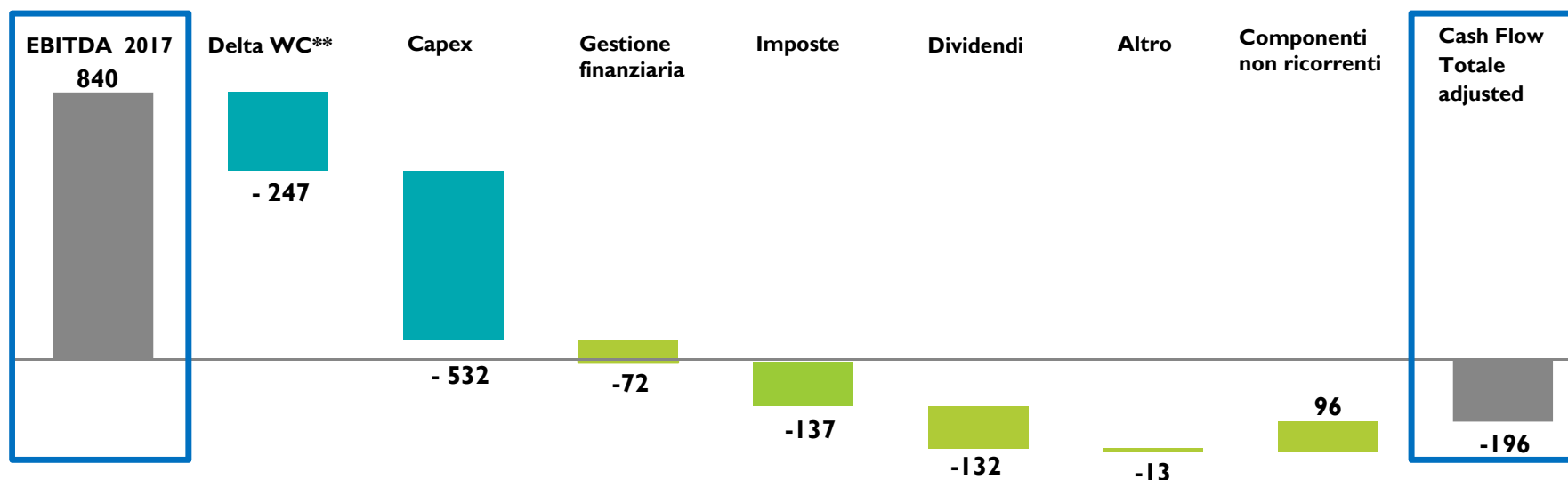
	2014	2015	2016	2017
DPS (€)	0,45	0,50	0,62	0,63
Dividendo Totale (mln€)	95,8	106,5	132,0	134,2
Dividend yield*	4,6%	4,2%	5,2%	4,7%
Payout**	59%	61%	50%	74%

* Determinato sul prezzo medio dell'anno

** Determinato sull'utile netto consolidato post minorities

	2017	2016
EBITDA	840	896
Delta WC	(247)	(85)
CAPEX	(532)	(531)
FREE CASH FLOW	61	281
Proventi/(Oneri) finanziari	(72)	(110)
Imposte	(137)	(110)
Dividendi	(132)	(107)
Altro	(13)	(72)
CASH FLOW TOTALE	(292)	(117)
<i>CASH FLOW TOTALE adjusted*</i>	<i>(196)</i>	<i>(117)</i>
Indebitamento Finan. Netto iniziale	2.127	2.010
Indebitamento Finan. Netto finale	2.421	2.127
<i>Indebitamento Finan. Netto adjusted*</i>	<i>2.325</i>	<i>2.127</i>

Nel 4Q2017 l'indebitamento si riduce di 66 mln€ passando da 2.487 mln€ a 2.421 mln€ al 31/12/2017, per effetto di una generazione di cassa da Working Capital di ~ 100 mln€



* Il dato adjusted non include, per il 2017, l'impatto complessivamente pari a 96 mln€ derivante dall'esposizione verso GALA e verso ATAC, nonché gli effetti dello split payment

** Al lordo delle svalutazioni su crediti

Indebitamento Finanziario netto

In linea con la guidance e migliore rispetto al forecast del Piano Industriale

(mln€)	31/12/2017 (a)	30/9/2017 (b)	31/12/2016 (c)	Variaz. (a-b)	Variaz. (a-c)
Indebitamento Finanziario netto	2.421,5	2.487,3	2.126,9	(65,8)	294,6
Medio/Lungo termine	2.706,6	2.475,9	2.743,1	230,7	(36,5)
Breve termine	(285,1)	11,4	(616,2)	(296,5)	331,1
Indebitamento Finanziario netto adjusted*	2.325,1	2.428,3	2.126,9	(103,2)	198,2

INDEB. FINANZ. NETTO/
PATRIMONIO NETTO
31/12/2017

1,3x

INDEB. FINANZ. NETTO/
PATRIMONIO NETTO
31/12/2016

1,2x

INDEB. FINANZ. NETTO/
EBITDA
31/12/2017

2,9x

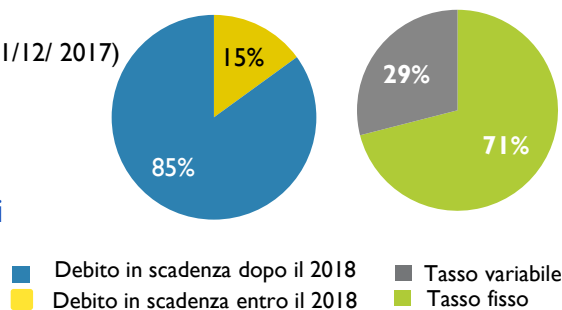
INDEB. FINANZ. NETTO/
EBITDA
31/12/2016

2,4x

Struttura del debito

(scadenza e tassi di interesse al 31/12/ 2017)

- > Tasso Fisso 71%
- > Costo medio 2,57%
- > Durata media 5,3 anni



Rating

FitchRatings

BBB+

Outlook stabile

MOODY'S

Baa2

Outlook stabile

* L'indebitamento finanziario netto adjusted non include, per il 2017, l'impatto complessivamente pari a 96 mln€ derivante dall'esposizione verso GALA e verso ATAC, nonché gli effetti dello split payment

Regolazione:

- *Idrico*
- *Distribuzione elettrica*

METODOLOGIA TARIFFARIA SECONDO PERIODO REGOLATORIO 2016-2019

Delibera ARERA 664/2015 - Metodo Tariffario Idrico per il secondo periodo regolatorio (MTI-2)

L'impianto della metodologia tariffaria relativa al **quadriennio 2016-2019 (secondo periodo regolatorio)** è riconducibile a una matrice di 6 diversi **schemi regolatori** in funzione: del fabbisogno di investimenti del quadriennio rapportato al valore delle infrastrutture esistenti, di eventuali variazioni degli obiettivi o dell'attività del Gestore (processi di aggregazione, rilevanti miglioramenti della qualità del servizio) nonché dell'entità dei costi operativi/abitante servito del Gestore rispetto all'Opex pro-capite medio stimato con riferimento all'anno 2014 per l'intero settore.

Si riportano le **principali previsioni** della Delibera:

- la **durata del periodo regolatorio** è stabilita in **quattro anni**, con un **aggiornamento biennale** (per le annualità 2018-2019) del valore della RAB, delle componenti a conguaglio e dei costi operativi tenendo conto degli adeguamenti contabili e monetari, oltre che di alcuni dei parametri per il calcolo degli oneri finanziari (si rinvia alla slide successiva che dettaglia i contenuti della Delibera 918/17 che ha appunto definito regole e procedure per l'aggiornamento biennale).
- I ricavi ammessi sono basati sul principio del **full cost recovery** soggetto all'efficienza e con *cap* in termini di crescita delle tariffe.
- **Aumento massimo annuo delle tariffe (moltiplicatore tariffario) dal 5,5% al 9%** a seconda dello schema regolatorio approvato dalle Autorità locali.
- **Meccanismo di "sharing"** sulla base dello schema regolatorio che penalizza le gestioni meno efficienti.
- Introdotta una **regolazione premi/penalità legata alla qualità contrattuale del servizio**. La componente di premio è esclusa dai limiti dell'incremento tariffario.
- Possibilità di riconoscere una **componente di costo relativa all'adeguamento agli standard di qualità contrattuale (Opex_{QC})**, se non già previsti nella Carta del servizio vigente (tale riconoscimento non consente quello di premialità a livello locale).
- Vengono definiti i criteri per il riconoscimento di una quota dei **costi della morosità** considerando la diversa incidenza del fenomeno sul territorio nazionale (il costo massimo riconosciuto, calcolato sulla base del fatturato annuo, è fissato nel **2,1% al Nord, 3,8% al Centro e 7,1% al Sud**) e incentivando l'adozione di meccanismi per una gestione efficiente del credito.
- Il parametro "**ψ**", per la determinazione della componente per il finanziamento anticipato di nuovi investimenti (FNI), può essere selezionato nell'**intervallo 0,4-0,8**.
- **Si mantiene la distinzione tra costi operativi aggiornabili e costi operativi endogeni**. Vengono riconosciuti anche gli oneri connessi a eventuali integrazioni gestionali e/o a rilevanti miglioramenti della qualità del servizio.
- Sulla base dei parametri fissati (*) nella Delibera la sommatoria delle valorizzazioni degli **oneri finanziari e fiscali nel settore idrico si attesta per le annualità 2016 e 2017 al 5,4%** (che si confronta con il 6,1% del periodo regolatorio 2014-2015 e al 6,4% del periodo 2012-2013).
- Confermata la maggiorazione dell'onere finanziario (**time-lag**) **dell'1%** a compensazione degli oneri derivanti dallo sfasamento temporale tra l'anno di realizzazione degli investimenti e l'anno di riconoscimento tariffario.

*
▪ **ERP** (*Equity Risk Premium*) è pari al **4%** (rispetto al 5,5% del settore energia).
▪ Il **RF** (*Risk Free*) reale viene confermato pari allo **0,5%**, determinato sulla base dei tassi di rendimento dei titoli di Stato dell'area Euro decennali e con rating ameno pari ad "AA" (in linea con il settore energia).
▪ Il **WRP** (*Water Risk Premium*) è pari all'**1,5%** (rispetto al CRP – Country Risk Premium – utilizzato nel comparto energia pari all'1%).

Delibera ARERA 918/2017 – Aggiornamento biennale delle predisposizioni tariffarie del SII (2018-2019)

Con il provvedimento 918/2017 approvato a fine dicembre, sono state delineate non solo le regole e procedure per l'aggiornamento biennale previsto nella Delibera 664/2015 ma anche le modifiche e integrazioni conseguenti ai provvedimenti che nel corso del 2017 hanno completato l'architettura regolatoria dei sistemi idrici (regolazione **qualità tecnica**, approvazione del **testo integrato dei corrispettivi**, regolazione del **bonus sociale idrico**).

Fermo restando l'impianto della metodologia tariffaria MTI-2 della Delibera 664/2015 che rimane confermato, si riportano le principali previsioni della Delibera di aggiornamento che hanno impatto sul 2018-2019:

- **Adeguamento contabile e monetario costi riconosciuti**: le determinazioni tariffarie vengono aggiornate con i dati di bilancio 2016 (per la tariffa 2018) e 2017 (per la tariffa 2019); viene anche fissata la misura dell'adeguamento monetario dei costi operativi 2017 e 2018 (tasso di inflaz. 2017 = -0,10% e tasso di inflaz. 2018 = 0,70%) e dei costi delle immobilizzazioni (dfl 2017=1,003 - dfl 2018=0,998 - dfl 2019= 1).
- **Costo Energia elettrica** : viene rideterminato il costo medio di settore della fornitura elettrica in 0,1585 €/kWh (in diminuzione rispetto a quanto previsto per le determinazioni tariffarie 2016-2017) che entra nel calcolo del costo riconosciuto nelle annualità 2018-2019 e nella determinazione dei conguagli riferibili al biennio precedente.
- **Costo Acqua all'ingrosso** : estensione alle annualità 2018 e 2019 delle regole di computo adottate per il biennio precedente con superamento della regolazione di tipo rolling cap prevista nel MTI-2 proprio a partire dal 2018. Per quanto concerne le partite a conguaglio relative al 2016-2017 viene anche superato il mancato riconoscimento previsto nel MTI-2 consentendo di poter chiedere il riconoscimento dei maggiori oneri per la fornitura di acqua all'ingrosso nel caso di gestioni interessate da situazioni di **crisi idrica**.
- **Conguagli Opex_{QC}** : previsto il recupero (solo se a vantaggio dell'utenza) dello scostamento tra la quantificazione della componente inserita nelle determinazioni tariffarie 2016 e 2017 e gli oneri effettivamente sostenuti dal gestore;
- **ERC (Costi ambientali e della risorsa)** : viene ampliata la tipologia di oneri da poter esplicitare come ERC, tenuto conto dei costi operativi aggiuntivi che potrebbero emergere a fronte del conseguimento dei nuovi obiettivi fissati dalla qualità tecnica.
- **Foni (Fondo Nuovi Investimenti)**: introdotto l'obbligo di destinare il FoNI, esclusivamente alla realizzazione dei nuovi investimenti.

Delibera ARERA 918/2017 – Aggiornamento biennale delle predisposizioni tariffarie del SII (2018-2019)

➤ **Qualità tecnica :**

- Aggiornamento del **Piano degli interventi (PDI)** in considerazione della individuazione del livello di QT di partenza del gestore (base 2016) e del conseguimento degli obiettivi previsti dalla nuova regolazione della qualità tecnica introdotta con la Delibera 917/2017)
- Introdotta una regolazione **premi/penalità** legata alla qualità tecnica del SII. Premi e penalità saranno quantificate nel 2020 con riferimento alle performance riferite al 2018 (su base 2016) e 2019 (su base 2018). La componente di premio è esclusa dai limiti dell'incremento tariffario. Per le penalità che saranno determinate ci sarà obbligo di accantonamento nel 2020;
- Possibilità di riconoscimento di **costi aggiuntivi Opex QT** connessi al miglioramento della qualità tecnica (che, a differenza della qualità contrattuale, non pregiudicano l'applicazione del meccanismo di incentivazione premi-penalità).

➤ **Accesso universale all'acqua:** in coerenza con le previsioni della Delibera 897/2017 viene prevista una specifica componente di costo OP_{social} qualora gli EGA determinino di introdurre o confermare un **bonus integrativo** rispetto a quello nazionale (bonus sociale) per il quale ultimo è invece prevista copertura mediante specifica componente tariffaria UI3 introdotta a partire dal 1 gennaio 2018.

➤ **Cambio parametri per oneri finanziari e fiscali :** vengono confermati il valore di RF real (0,5%) e di Kd (2,8%) mentre viene aggiornato il parametro WRP (1,7%); vengono anche aggiornate aliquota tc per il calcolo dello scudo fiscale degli oneri finanziari (portata dal 27,5% al 24%) e, conseguentemente, aggiornato il parametro T della tassazione complessiva (portato dal 34,2 al 31,9%).

Sulla base delle variazioni introdotte nei parametri dalla delibera 918/2017 la sommatoria delle **valorizzazioni degli oneri finanziari e fiscali nel settore idrico si attesta per le annualità 2018 e 2019 al 5,3%** (2016-2017 5,4%).

Si rinvia al dettaglio della slide successiva che integra anche il confronto con il settore Energy.

REGOLAZIONE SETTORIALE CON IMPATTI TARIFFARI NEL QUADRIENNIO 2016-2019

INTRODUZIONE DELLA COMPONENTE LEGATA AL FATTORE QUALITA' CONTRATTUALE (RQSII)

Con la deliberazione **655/2015** l'AEEGSI ha definito i livelli specifici e generali di qualità contrattuale del servizio idrico, individuando tempi massimi e standard minimi di qualità, omogenei sul territorio nazionale, per le prestazioni da assicurare all'utenza.

Per le prestazioni soggette a standard specifici di qualità sono previsti indennizzi automatici da riconoscere all'utente nel caso in cui gli standard stessi non siano rispettati. Il mancato rispetto degli standard generali per due anni consecutivi può costituire presupposto per l'apertura di un procedimento sanzionatorio. Il provvedimento, entrato a pieno regime dal 1° gennaio 2017, determina anche le modalità di registrazione, comunicazione e verifica dei dati relativi alle prestazioni fornite dai gestori su richiesta degli utenti.

PREMI E COSTI AGGIUNTIVI

1. L'art. 2 della delibera 655/2015 ha previsto la possibilità per gli EGA (Ente di governo dell'Ambito), anche su proposta del Gestore, di promuovere il conseguimento di livelli qualitativi superiori a quelli minimi nazionali definiti dal regolatore. Nell'istanza di riconoscimento viene anche quantificato il premio che non può comunque superare un certo limite legato all'efficienza gestionale del gestore rispetto alla media nazionale. Il premio, infatti, aumenta in funzione dell'efficienza dell'operatore in confronto al costo operativo medio nazionale per cliente servito, stabilito dall'Autorità pari a 109 €/cliente. **La componente di premio è esclusa dai limiti dell'incremento tariffario.**

2. Se gli standard previsti dalla Carta del servizio del gestore sono meno stringenti di quelli minimi indicati dalla regolazione, l'EGA può presentare un'istanza motivata per il riconoscimento in tariffa di una **componente tariffaria aggiuntiva** ($Opex_{OC}$) per l'adeguamento agli standard minimi. Il riconoscimento della componente esclude, per gli standard interessati, la possibilità di accedere all'eventuale premio.

PREREQUISITI

Disponibilità e affidabilità dati di misura

Conformità alla normativa sulla qualità dell'acqua distribuita agli utenti

Conformità alla normativa sulla gestione della acque reflue urbane

Disponibilità e affidabilità dati di qualità tecnica

Condizioni richieste per accedere a MECCANISMI DI INCENTIVAZIONE

Indicatori cui è associato il meccanismo incentivante che prevede premi e penalità

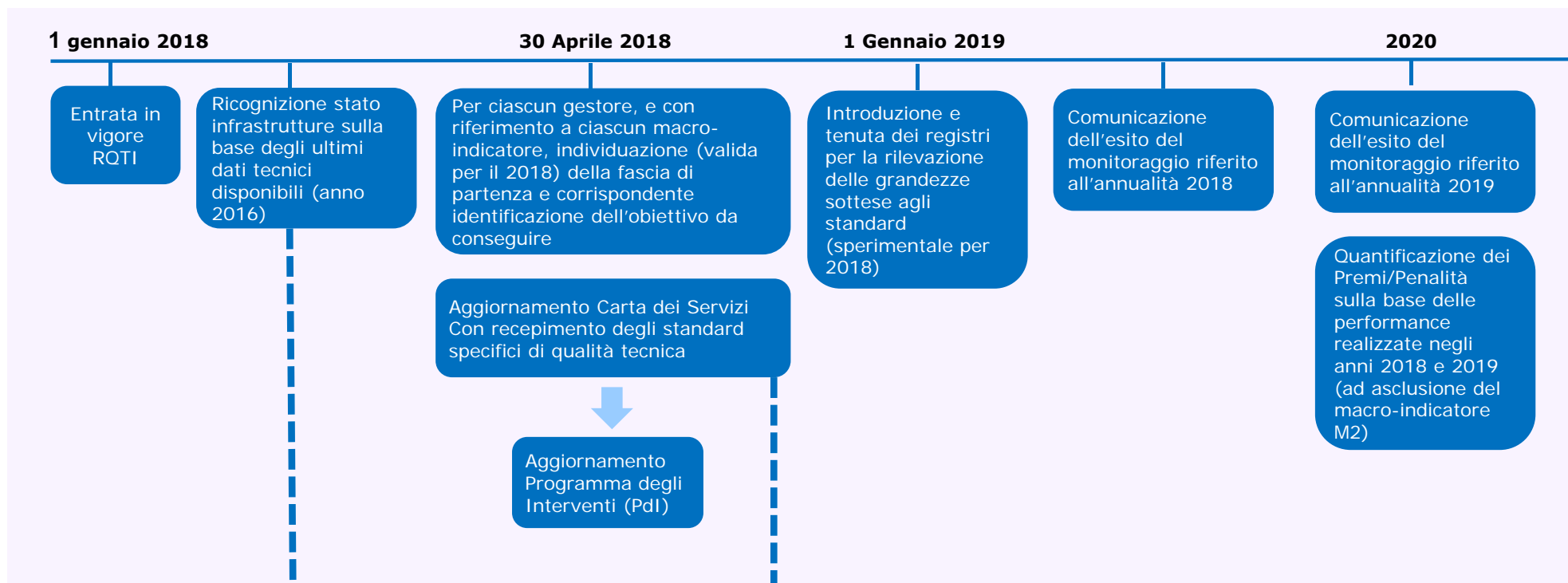
STANDARD SPECIFICI

(condizioni minime richieste dalla normativa che danno diritto ad indennizzo all'utente in caso di mancato rispetto)

No	Indicatore	Standard specifico
51	Durata massima della singola sospensione programmata	24 ore
52	Tempo massimo per l'attivazione del servizio sostitutivo di emergenza in caso di sospensione del servizio idropotabile	48 ore
53	Tempo minimo di preavviso per interventi programmati che comportano una sospensione della fornitura	48 ore

STANDARD GENERALI

	MACROINDICATORI	indicatori aggiuntivi collegati (vengono presi in considerazione per i livelli di valutazione "avanzato" e "di eccellenza" per punteggio e graduatorie)
ACQUEDOTTO	M1	Perdite Idriche G1.1 Quota dei volumi misurati (volumi misurati rispetto al totale)
	M2	Interruzione del servizio G2.1 Disponibilità risorse idriche
	M3	Qualità dell'acqua erogata G3.1 Numerosità dei campioni analizzati G3.2 Applicazione del modello Water Safety Plan (WSP)
FOGNATURA	M4	Adeguatezza del sistema fognario G4.1 Rotture annue di fognatura per chilometro di rete ispezionata
DEPURAZIONE	M5	Smaltimento fanghi in discarica G5.1 Assenza di agglomerati oggetto della procedura di infrazione 2014/2059 G5.2 Copertura del servizio di depurazione rispetto all'utenza servita dall'acquedotto G5.3 Impronta di carbonio del servizio di depurazione
	M6	Qualità dell'acqua depurata G6.1 Qualità dell'acqua depurata – esteso G6.2 Numerosità dei campionamenti eseguiti G6.3 Tasso di parametri risultati oltre i limiti



Quantificazione dei macroindicatori e degli indicatori collegati riferiti all'anno 2016

Gli obiettivi sono annuali e possono essere di mantenimento (classe A) o di miglioramento.

Gli obiettivi di miglioramento sono differenziati a seconda del livello di partenza (pluralità di classi con obiettivi diversificati)

DOCUMENTO PER LA CONSULTAZIONE: 683/2017

L'Autorità, in merito al secondo sub-periodo del periodo regolatorio 2020-2023, intende adottare un approccio cosiddetto **Totex** che consiste in una regolazione tariffaria su elementi innovativi rispetto al passato e i cui primi orientamenti sono esposti nel DCO 683/2017 come di seguito:

- Focalizzazione sulla **spesa totale**, pari alla somma di spese operative e spese di investimento;
- Orientamento **forward-looking** con approvazione **ex ante**, da parte dell'Autorità, degli obiettivi e degli *output* previsti dall'impresa e presentati nei Business Plan, attraverso questi ultimi il regolatore, a valle di analisi di *cost assessment* e *benchmarking*, individua la cosiddetta «*baseline della spesa totale*» e l'evoluzione del «sentiero di spesa»;
- Applicazione di menù di regolazione con introduzione di meccanismi incentivanti attraverso la predisposizione di una matrice cosiddetta *IQI* (*Information, Quality, Incentive*) che incentiva la presentazione nei business plan di previsioni di spesa (i) il più possibile veritiere e (ii) il più vicina possibile alla «*baseline di costo totale*» prevista dal regolatore.

Per consentire una gradualità nell'implementazione, l'Autorità ha stabilito degli elementi di continuità:

- lo stock di capitale esistente nel momento del passaggio all'approccio *totex* viene gestito in continuità di criteri;
- i costi operativi non subiscono modifiche sostanziali essendo già soggetti ad un regime *ex ante*.

Nell'approccio *totex*, la spesa totale è suddivisa in due quote secondo una percentuale di ripartizione stabilita *ex ante* dal regolatore sulla base del livello ottimale di capitalizzazione dell'impresa e delle proposte degli operatori oltre che del trend storico; le due quote sono così definite:

- quota «fast money» che concorre al costo riconosciuto dell'anno in essere;
- quota «slow money» che incrementa il capitale investito a fini regolatori e sul quale, come nell'attuale metodo tariffario, viene calcolata la remunerazione del capitale e gli ammortamenti (questi ultimi saranno riferiti ad un raggruppamento di cespiti con una unica vita utile);

I punti salienti oggetto del documento di consultazione e dunque ancora aperti riguardano in particolare:

- **I business plan** che costituiscono la base di riferimento del processo *totex* con orizzonte di 5/10 anni; nella redazione saranno previste due sezioni: i) una di natura aziendalistica, in cui vengono descritti gli obiettivi di business con indicatori di redditività e finanziari; ii) una orientata agli stakeholder, nelle quali sono descritte le modalità con cui si vengono coinvolti, la loro visione, le posizioni espresse e gli obiettivi attesi;
- **La Baseline di spesa totale e del sentiero di sviluppo della spesa totale:** dalla capacità del regolatore di valutare correttamente tali riconoscimenti futuri dipende l'efficacia dell'intero approccio «totex», senza che si sviluppino dinamiche di *overspending* o di *underspending*;
- Il **meccanismo di gestione delle incertezze** che, a valle di un adeguato sistema di controlli e verifiche, consenta, ad esempio, di modificare le entrate delle imprese nel periodo di riferimento con meccanismi di *re-opening*; d'altro canto alcuni interventi, a causa della loro particolarità o eccezionalità, potranno essere esclusi dall'applicazione delle logiche di riconoscimento dei costi *ex ante* e, una volta identificati, continueranno a ricevere una remunerazione secondo modelli di riconoscimento *ex post*;
- **Schemi incentivanti**, divisi in due tipologie: i) incentivi che provengono dall'adozione di menu regolatori e dalla applicazione prevista della matrice IQI – Information, Quality, Incentive; ii) incentivi definiti in maniera specifica al raggiungimento di output/performance prefissati.

Il regolatore ha previsto un tempo stimato di attività da svolgere da parte del singolo operatore e per l'entrata a regime pari a ca 30 mesi. Al momento nel DCO è prevista l'applicazione nel semiperiodo 2020-2023, «in relazione al servizio di distribuzione dell'energia elettrica, garantendo comunque un'ampia copertura del territorio nazionale, e di prevederne l'applicazione al gestore del sistema di trasmissione nazionale». In relazione al sesto periodo di regolazione l'applicazione «anche alle imprese distributrici che servano oltre 300.000 punti di prelievo».

PERIODO DI REGOLAZIONE: 2016-2023 (8 ANNI)

Delibere ARERA: 654/2015 struttura tariffaria;

583/2015 WACC;

646/2015 Qualità dei servizi di distribuzione e misura dell'energia elettrica e meccanismi incentivanti output-based

L'Autorità ha **esteso a otto anni la durata del periodo regolatorio**, articolandolo in due sub-periodi, ciascuno della durata di quattro anni. Nel secondo sub-periodo (**2020-2023**) sarà adottato un approccio di "controllo complessivo della spesa" (**Totex**).

Si riportano di seguito le **principali previsioni** della Delibera:

- **Nessuna esposizione all'andamento dei volumi di energia:** la tariffa non è legata all'andamento dei consumi.
- Riferimento agli *opex* del **2014**.
- **Progressiva estensione della vita utile degli asset:** la vita delle linee MT e BT e delle prese utenti costruite dopo il 2007 è estesa da 30 a 35 anni; la vita delle linee AT passa da 40 a 45 anni.
- **Price cap: 1,9% (distribuzione), 1% (misura).** Le eventuali extra-efficienze relative ai periodi regolatori 3° e 4 devono essere ripartite 50-50 con il consumatore entro il 2019.
- **Maggiore selettività degli investimenti**, con particolare attenzione alla **qualità del servizio**.
- Gli investimenti realizzati nell'anno t-1 sono inclusi nella RAB dell'anno t (**riduzione *time-lag* da 2 a 1 anno**).
- Conferma della determinazione del **capitale circolante netto** con il metodo parametrico in funzione delle immobilizzazioni nette, prevedendo l'applicazione di una **percentuale (0,1%) inferiore** rispetto a quella utilizzata nei precedenti periodi di regolazione (1%).
- **Qualità del servizio:** meccanismi di incentivazione stabili sulla frequenza e durata delle interruzioni.

DISTRIBUZIONE ELETTRICA

WACC distribuzione elettrica: 5,6% (rispetto al precedente 6,4%)

Periodo regolatorio WACC: 6 anni (2016-2021). Il WACC è fissato per **tre anni (2016-2018)**, con revisione di medio termine nel 2019 di tutti i principali parametri del WACC

TRASMISSIONE ELETTRICA

WACC trasmissione elettrica: 5,3% (rispetto al precedente 6,3%)

RETI GAS

WACC trasporto gas: 5,4% (rispetto al precedente 6,3%);

WACC distribuzione gas: 6,1% (rispetto al precedente 6,9%);

WACC stoccaggio gas: 6,5% (rispetto al precedente 6,0%).

Il WACC è fissato per due anni (2016-2017) per il trasporto gas.

Disclaimer

THIS PRESENTATION CONTAINS CERTAIN FORWARD-LOOKING STATEMENTS THAT REFLECT THE COMPANY'S MANAGEMENT'S CURRENT VIEWS WITH RESPECT TO FUTURE EVENTS AND FINANCIAL AND OPERATIONAL PERFORMANCE OF THE COMPANY AND ITS SUBSIDIARIES.

THESE FORWARD-LOOKING STATEMENTS ARE BASED ON ACEA S.P.A.'S CURRENT EXPECTATIONS AND PROJECTIONS ABOUT FUTURE EVENTS. BECAUSE THESE FORWARD-LOOKING STATEMENTS ARE SUBJECT TO RISKS AND UNCERTAINTIES, ACTUAL FUTURE RESULTS OR PERFORMANCE MAY MATERIALLY DIFFER FROM THOSE EXPRESSED THEREIN OR IMPLIED THEREBY DUE TO ANY NUMBER OF DIFFERENT FACTORS, MANY OF WHICH ARE BEYOND THE ABILITY OF ACEA S.P.A. TO CONTROL OR ESTIMATE PRECISELY, INCLUDING CHANGES IN THE REGULATORY FRAMEWORK, FUTURE MARKET DEVELOPMENTS, FLUCTUATIONS IN THE PRICE AND AVAILABILITY OF FUEL AND OTHER RISKS.

YOU ARE CAUTIONED NOT TO PLACE UNDUE RELIANCE ON THE FORWARD-LOOKING STATEMENTS CONTAINED HEREIN, WHICH ARE MADE ONLY AS OF THE DATE OF THIS PRESENTATION. ACEA S.P.A. DOES NOT UNDERTAKE ANY OBLIGATION TO PUBLICLY RELEASE ANY UPDATES OR REVISIONS TO ANY FORWARD-LOOKING STATEMENTS TO REFLECT EVENTS OR CIRCUMSTANCES AFTER THE DATE OF THIS PRESENTATION.

THIS PRESENTATION DOES NOT CONSTITUTE A RECOMMENDATION REGARDING THE SECURITIES OF THE COMPANY.

* * *

PURSUANT TO ART. 154-BIS, PAR. 2, OF THE LEGISLATIVE DECREE N. 58 OF FEBRUARY 24, 1998, THE EXECUTIVE IN CHARGE OF PREPARING THE CORPORATE ACCOUNTING DOCUMENTS AT ACEA, GIUSEPPE GOLA - CFO OF THE COMPANY - DECLARES THAT THE ACCOUNTING INFORMATION CONTAINED HEREIN CORRESPOND TO DOCUMENT RESULTS, BOOKS AND ACCOUNTING RECORDS.