



Acea

Piano Industriale

2018-2022

Borsa Italiana

Milano, 28 novembre 2017

Agenda



IL GRUPPO ACEA OGGI



CONTESTO E TREND DI MERCATO



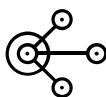
NUOVO PIANO INDUSTRIALE 2018-2022



STRATEGIA E TARGET CONSOLIDATI



PRINCIPALI AREE INDUSTRIALI



BASKET STRATEGICO



CLOSING REMARKS



Q&A



ANNEX

LEADER di mercato nel settore delle Multiutility

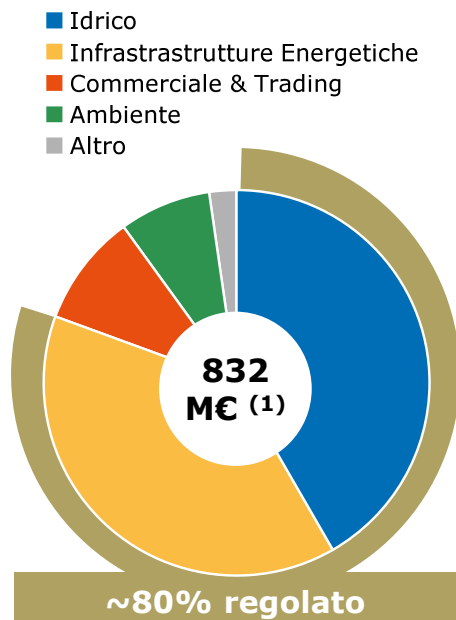
FOOTPRINT



LATAM



EBITDA 2017



AZIONARIATO (2)

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

POSIZIONAMENTO IN ITALIA 2017



(1) Guidance 2017

(2) Dati Consob al 17 novembre 2017

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** ed 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)

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

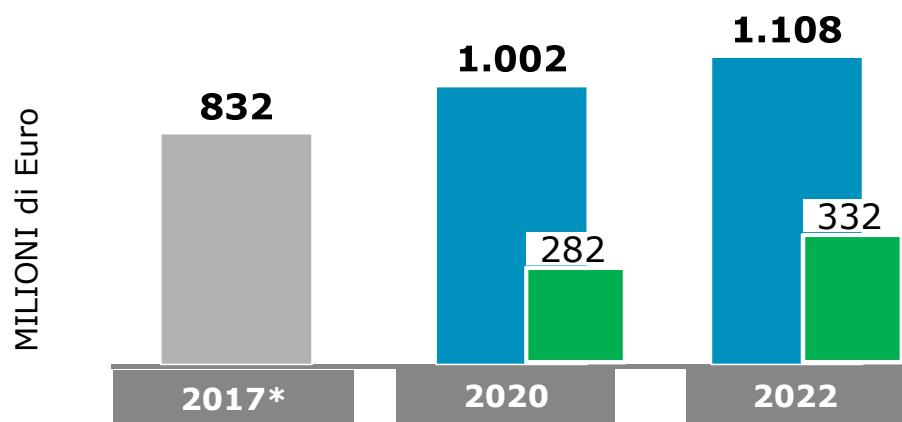
STRATEGIA E TARGET CONSOLIDATI

CRESCITA solida e sostenibile

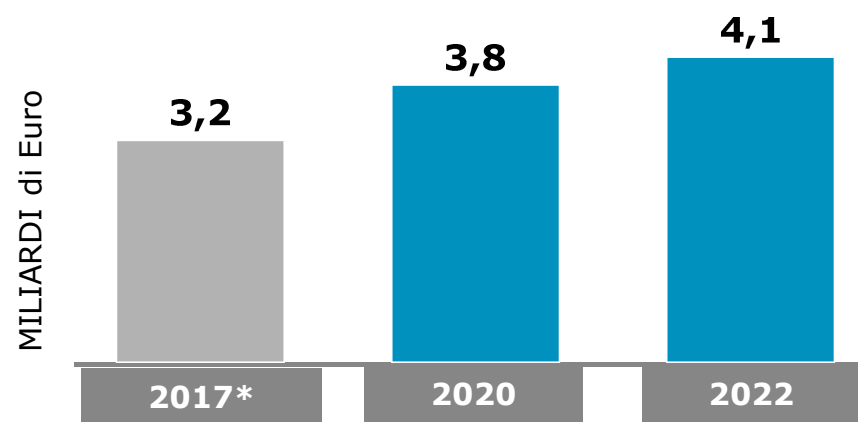
Gruppo ACEA

ROIC	2017	2020	2022
pre-tax	9,5%	>10%	>10%

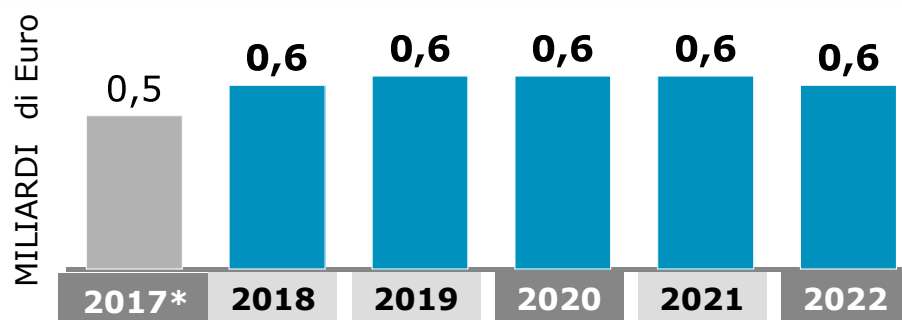
Crescita dell'**EBITDA** con **CAGR +5,9%**
Crescita dell'**Utile Netto**



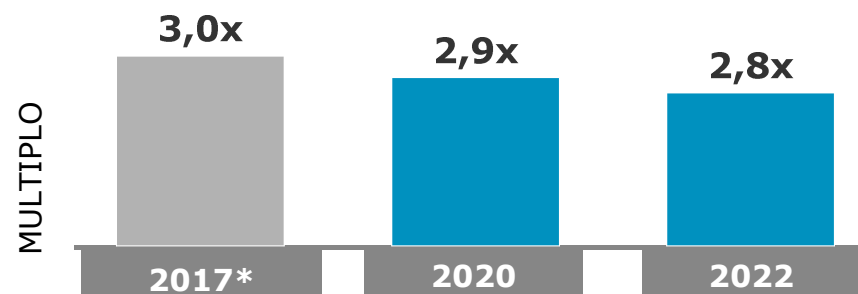
Incremento **RAB** con **+25%** al 2022



CAPEX per **3,1 Mld€**

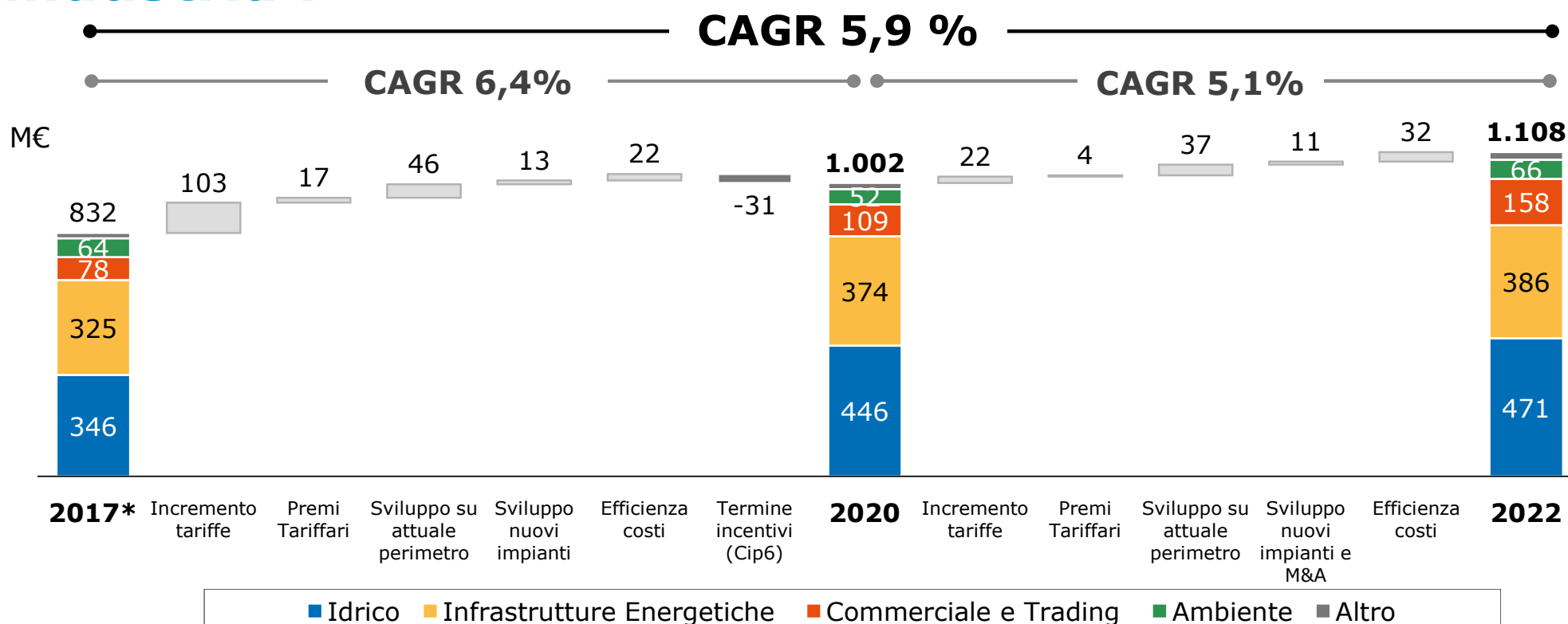


PFN/EBITDA in riduzione fino a **2,8x**



STRATEGIA E TARGET CONSOLIDATI

Crescita EBITDA basata su concreti razionali industriali



Azioni trasversali

Performance improvement ed efficienza costi + Ricambio generazionale + Rafforzamento operations

Idrico

- Incremento Tariffa legato a investimenti (incluso effetto FoNI)
- Premi Tariffari su Qualità Commerciale

Infr. Energet.

- Incremento Tariffa legato a investimenti
- Riduzione Penali per Perdite di rete

Comm. e trading

- Sviluppo base clienti Power e Gas
- Riduzione Cost to serve

Ambiente

- Termine incentivi CIP6
- Ampliamento impianti esistenti
- Sviluppo nuovi impianti e M&A

Altro

- Sviluppo servizi estero

STRATEGIA E TARGET CONSOLIDATI

INVESTIMENTI per oltre 3 Mld €

LEVE DI AZIONE



**Remix dei
Capex**



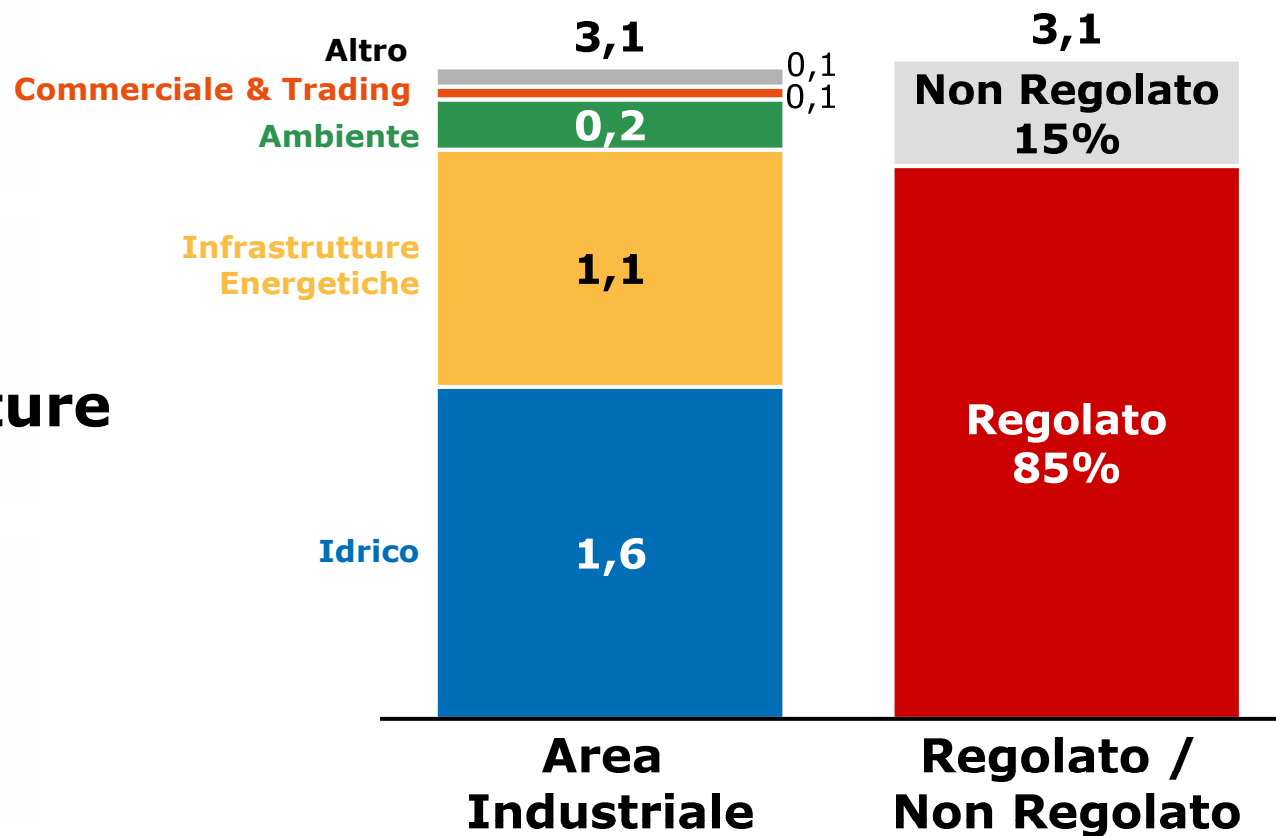
**Focus su
Infrastrutture**



**Capex
Discipline**

INVESTIMENTI DI GRUPPO

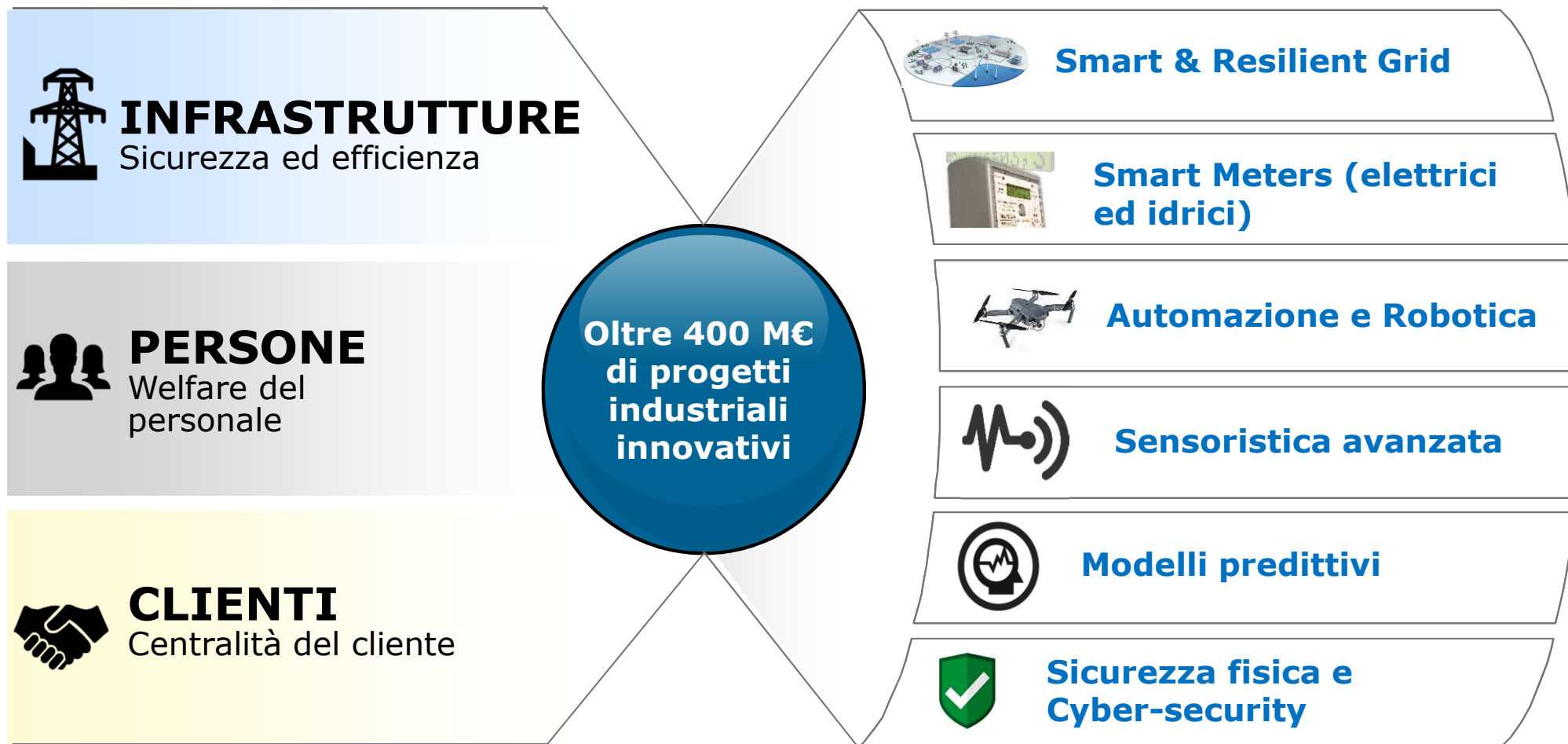
Miliardi di Euro



Oltre 400 M€ di investimenti INNOVATIVI

LEVE DI SVILUPPO

AMBITI DI APPLICAZIONE



STRATEGIA E TARGET CONSOLIDATI

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



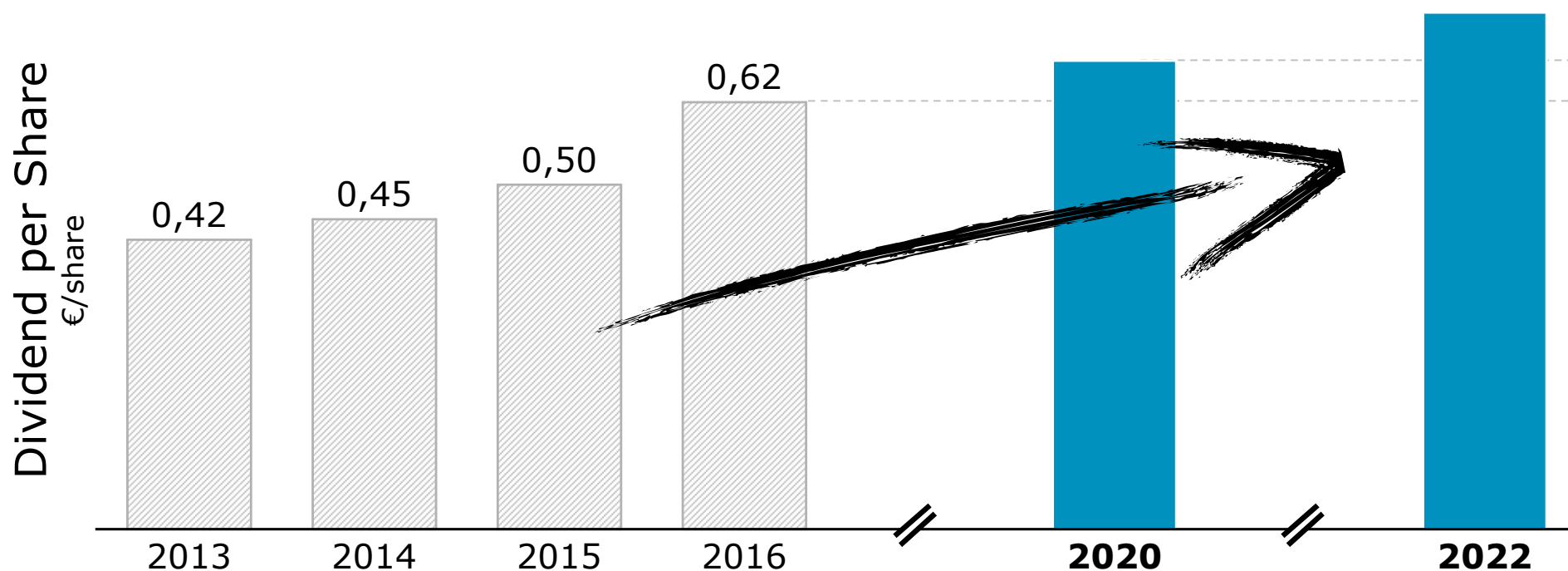
	Riduzione CO₂ (Riduzione Perdite, Acquisto Energia Verde, Recupero Biogas)	>200 kton
	Riduzione Perdite Idriche	>15 p.p
	Energia Verde per gli usi interni del Gruppo	500 GWh
	Riduzione Indice di Rischio della rete elettrica per aumento resilienza	-10%
	Rifiuti trattati in ottica Economia Circolare	+70%
	Ispezioni di sicurezza sugli appalti di manutenzione	+50%

Assumption di politica di **DIVIDENDI** distribuibili in arco piano

Dividendi in **aumento**

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

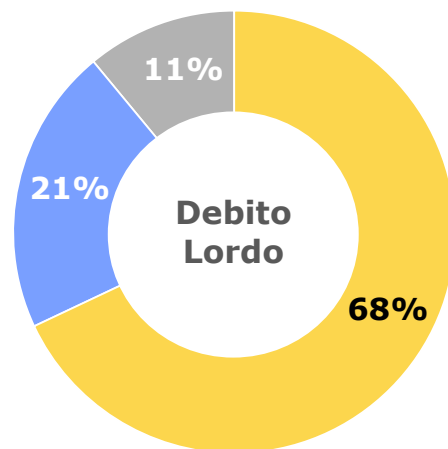
Distribuibili **0,7 Mld €** in arco piano



Financial strategy di Piano con l'obiettivo di ridurre il costo del debito ed incrementare la maturity

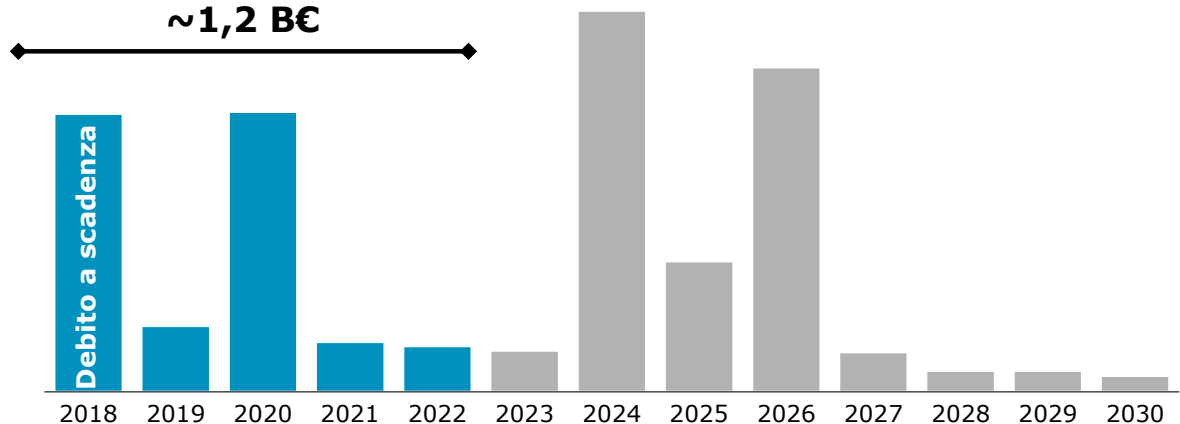
FitchRatings	MOODY'S
BBB+ <i>Outlook Stabile</i>	Baa2 <i>Outlook Stabile</i>

- **Maturity media ~6,3 anni**
- **Costo Medio debito ~2,6%**

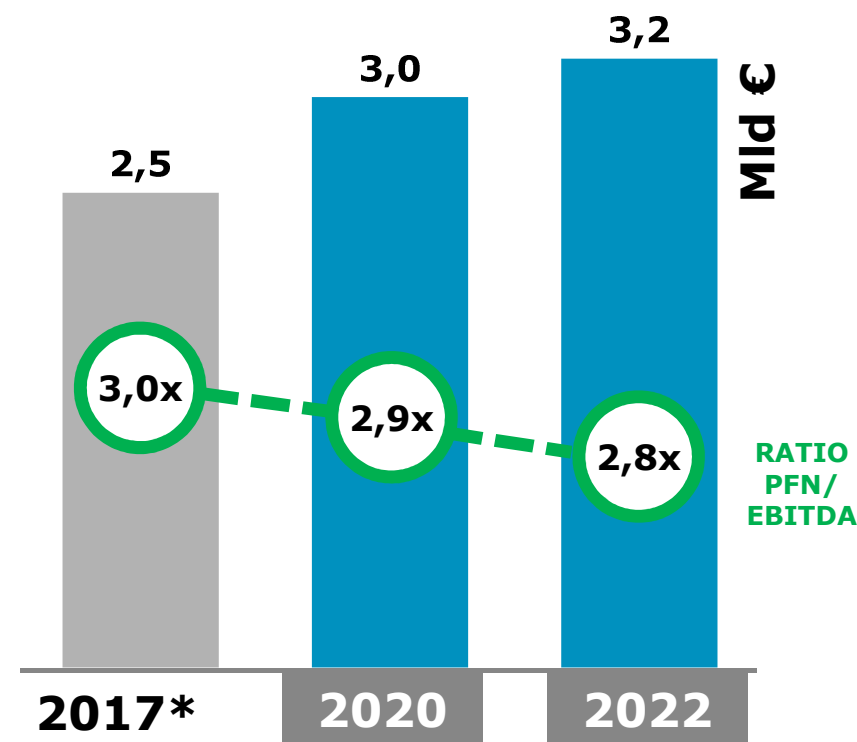


■ Bonds ■ EIB ■ Altre banche

Debito a scadenza in arco Piano 2018-2022 ~1,2 B€



Net Debt (PFN) Ratio PFN/EBITDA





IDRICO

Highlights su Target di Area Industriale

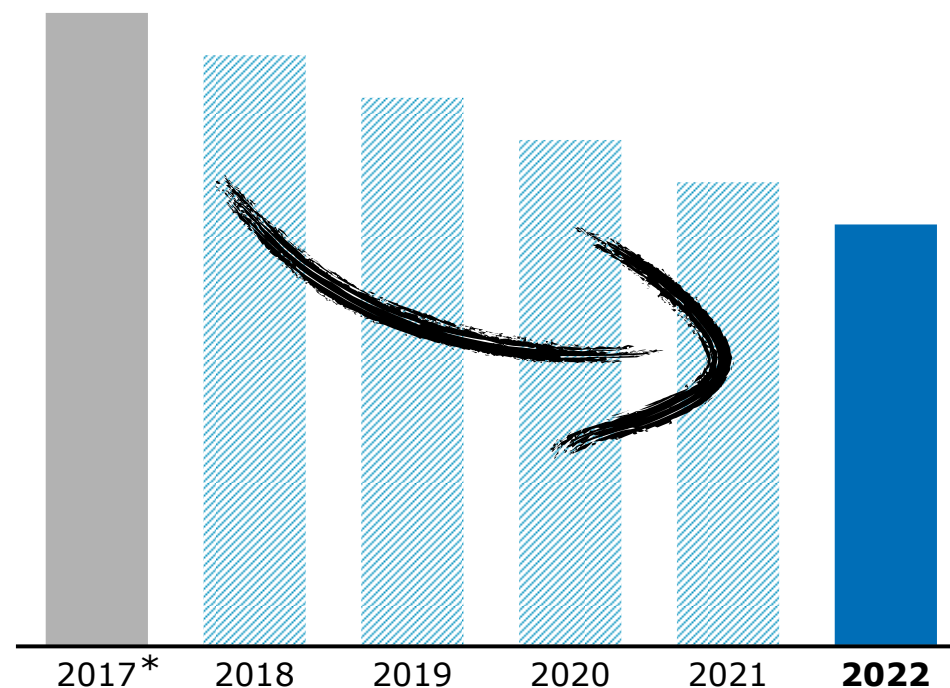




Principali azioni incluse a Piano

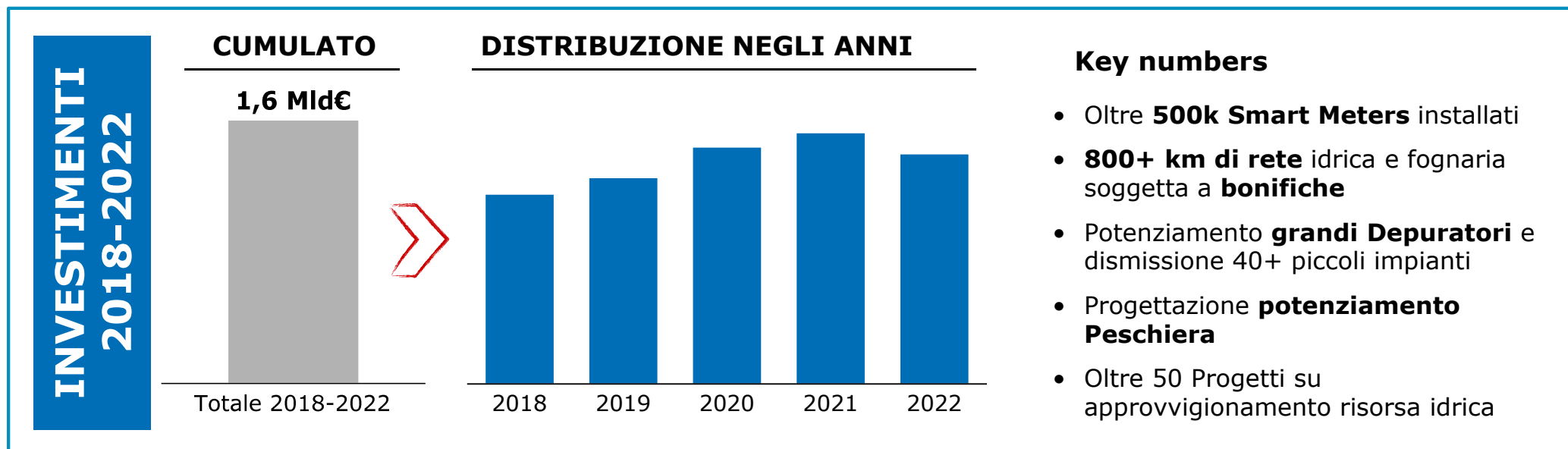
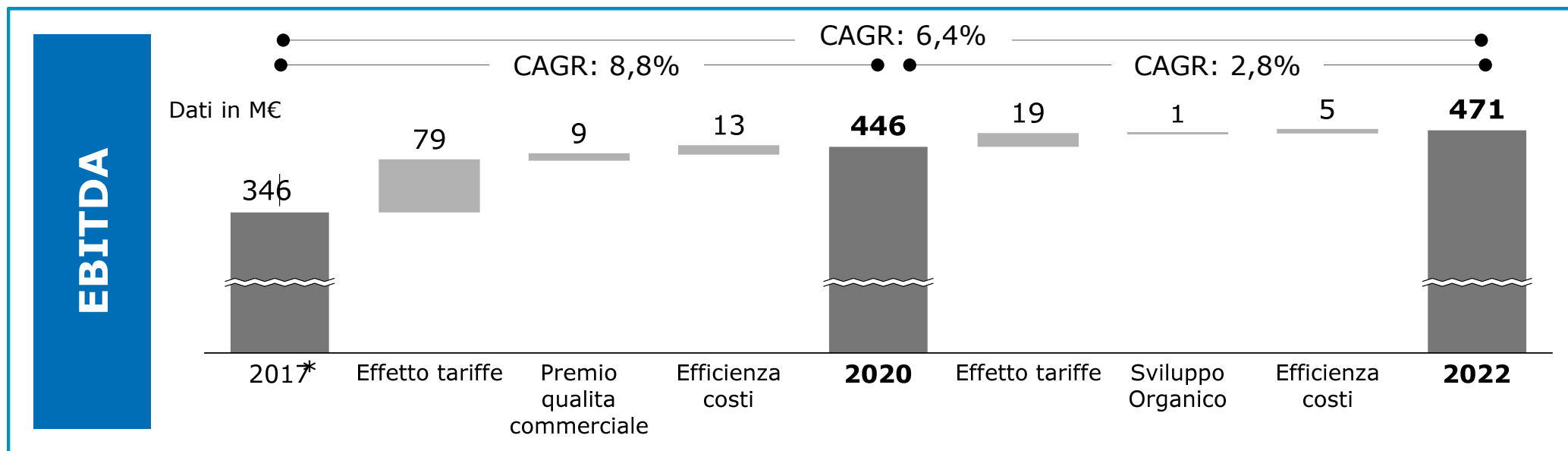
- Piano straordinario per **bonifica, riduzione perdite e gestione emergenza idrica**
- **Razionalizzazione dei piccoli depuratori** e sviluppo/potenziamento dei grandi impianti
- Introduzione **telelettura su misuratori**

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





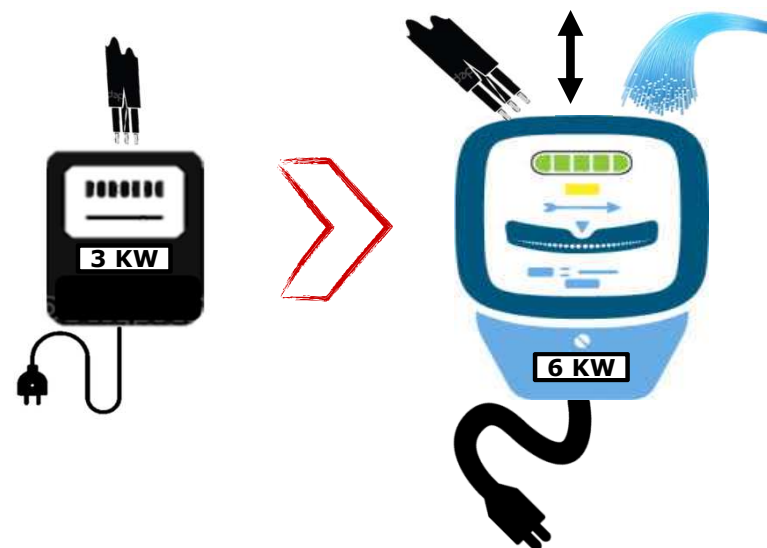
Verso DSO EVOLUTO per incrementare la resilienza della rete ed abilitare nuovi servizi

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

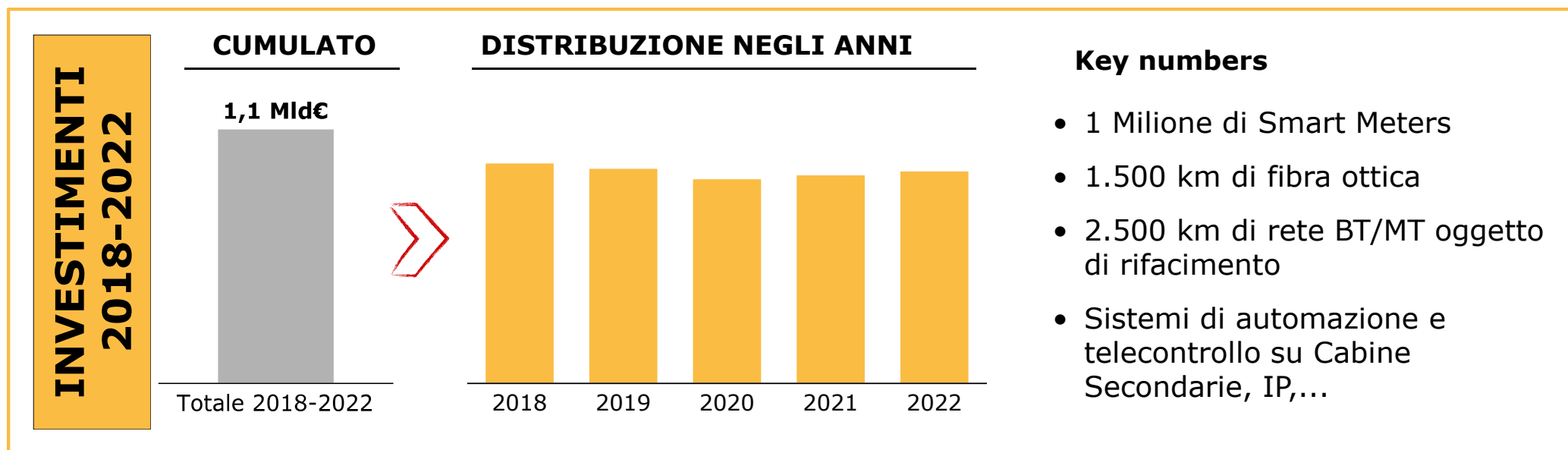
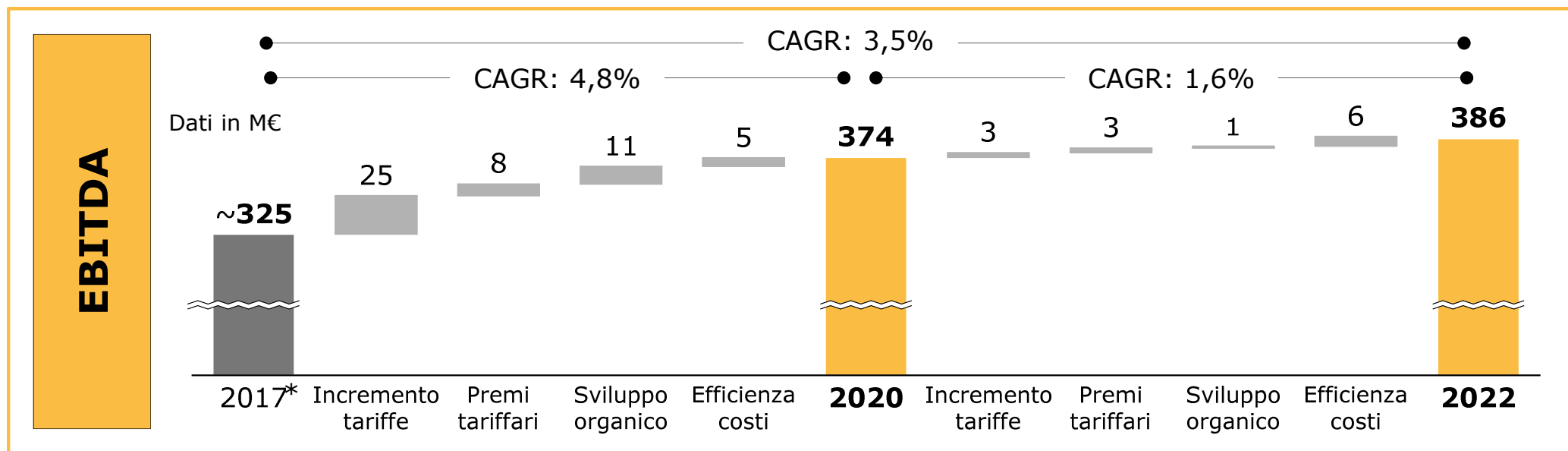
Aumento della resilienza e
abilitazione ad una maggiore
elettrificazione

**1 Mln di
Smart Meters 2G**





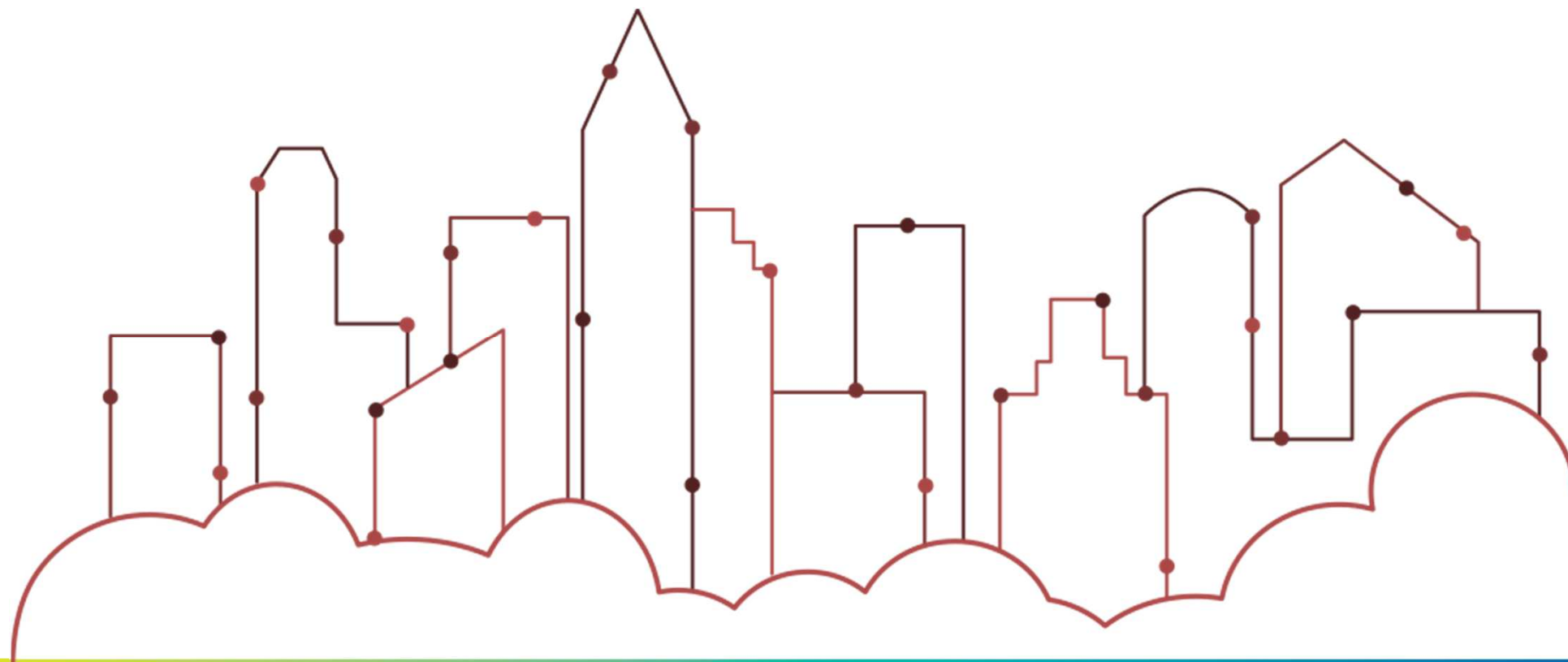
+20% EBITDA e 1,1 Mld€ di INVESTIMENTI





COMMERCIALE E TRADING

Highlights su Target di Area Industriale



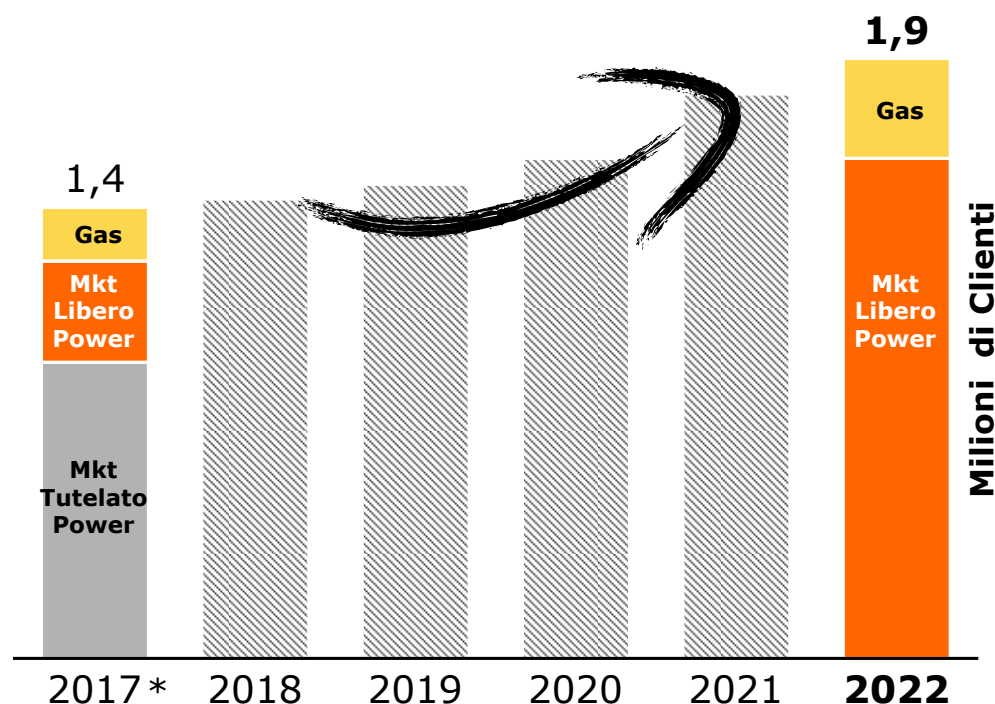


SPINTA COMMERCIALE e partecipazione al processo di CONSOLIDAMENTO da protagonisti

Principali azioni incluse a Piano

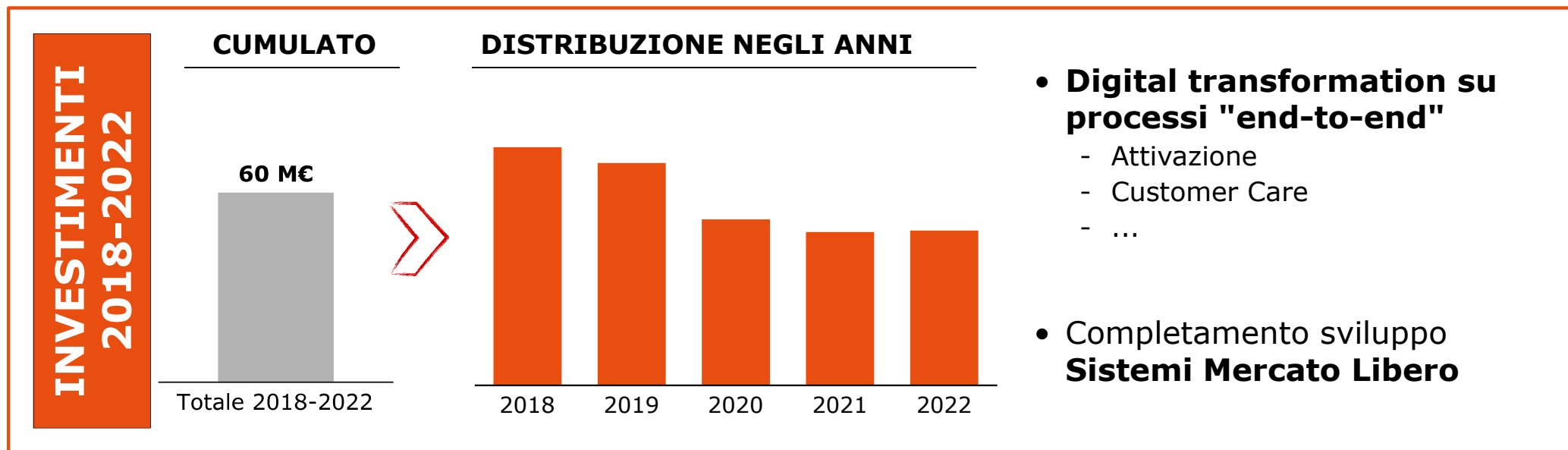
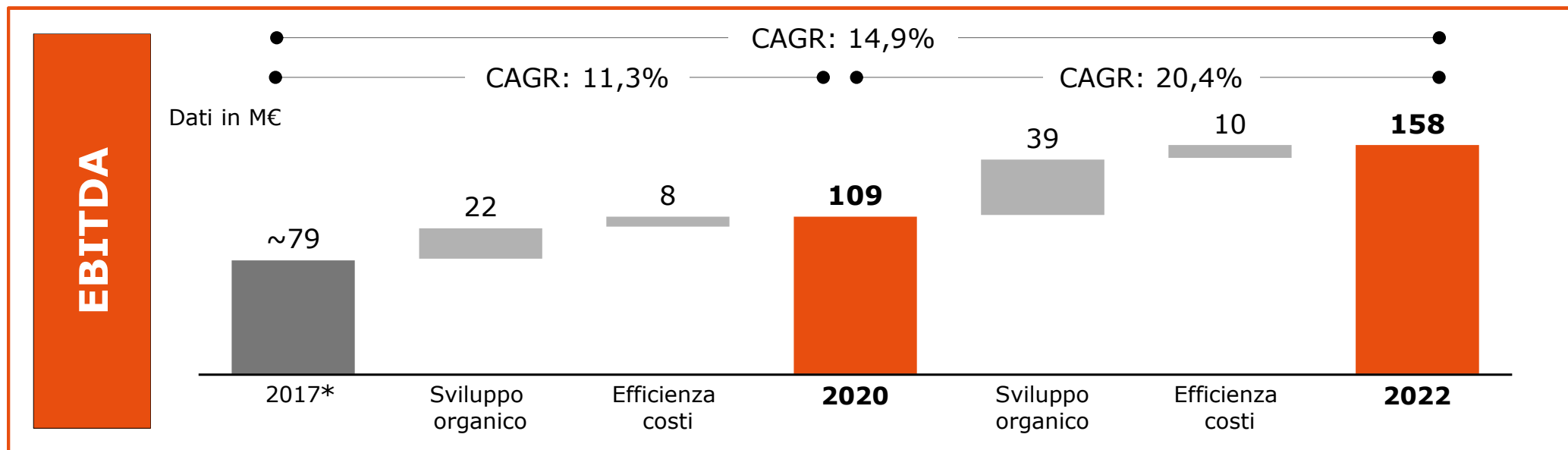
- **Spinta commerciale** su canali Digital e Cross Selling per essere **protagonisti del processo di consolidamento** (a valle del phase-out del mercato tutelato)
- **Performance improvement** su Customer Journey (Customer Care, Billing,..) **con ottimizzazione struttura di costi** (Cost to Serve)
-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

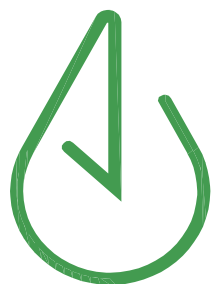
Aumento dei
Numero Clienti del **+33%**





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





AMBIENTE

Highlights su Target di Area Industriale



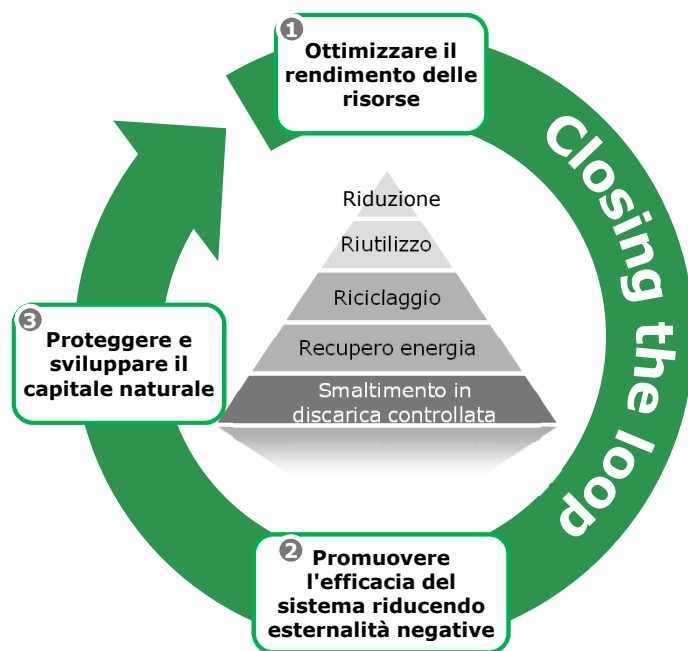


AMBIENTE

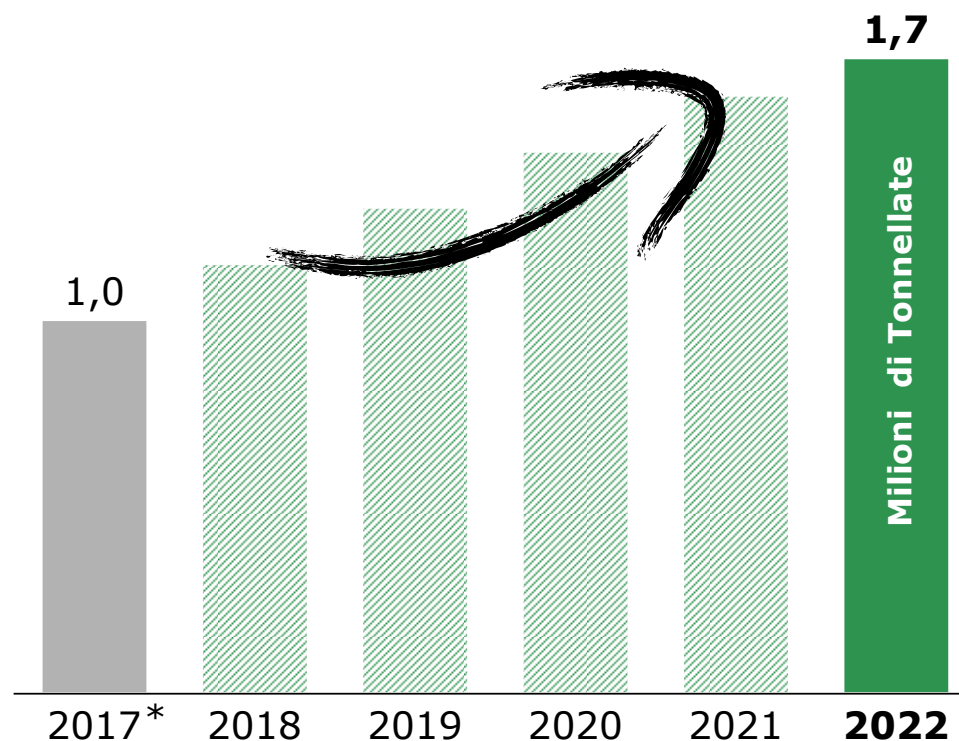
+70% di rifiuti trattati a fine Piano

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%

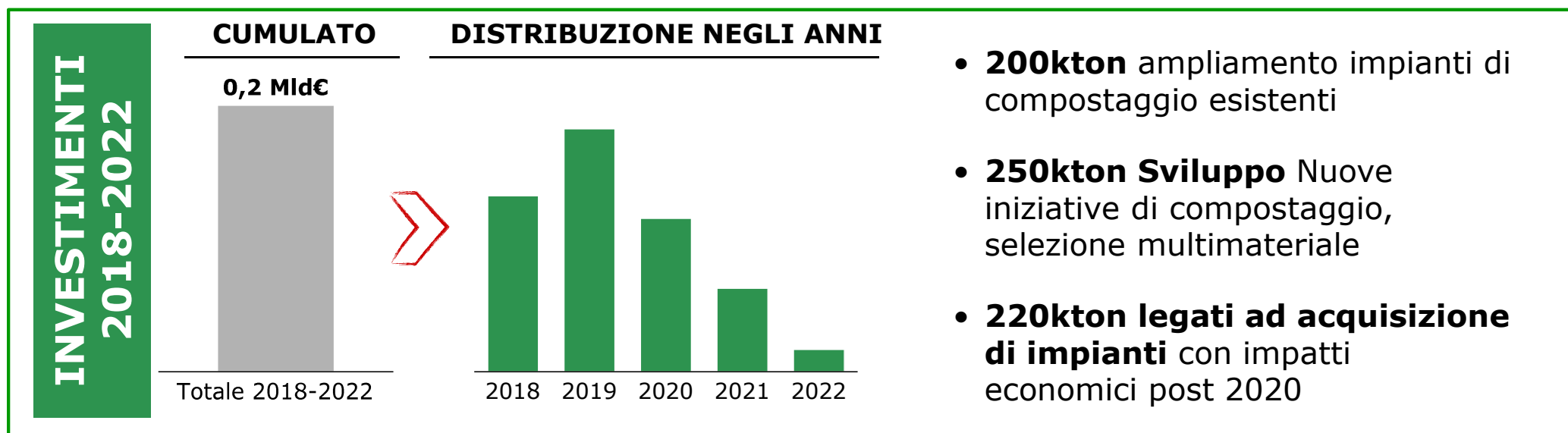
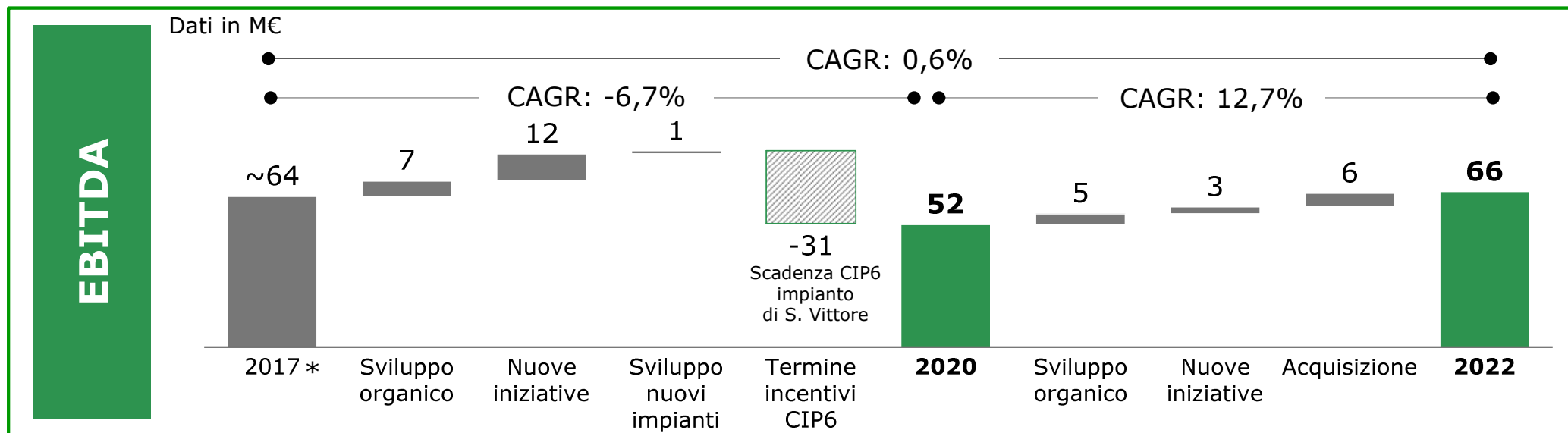


Nota: obiettivi proposti dalla Comm. Europea rivisti al rialzo dal Parlamento Europeo (15/3/17)

AMBIENTE



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





BASKET STRATEGICO

Potenziamenti 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**

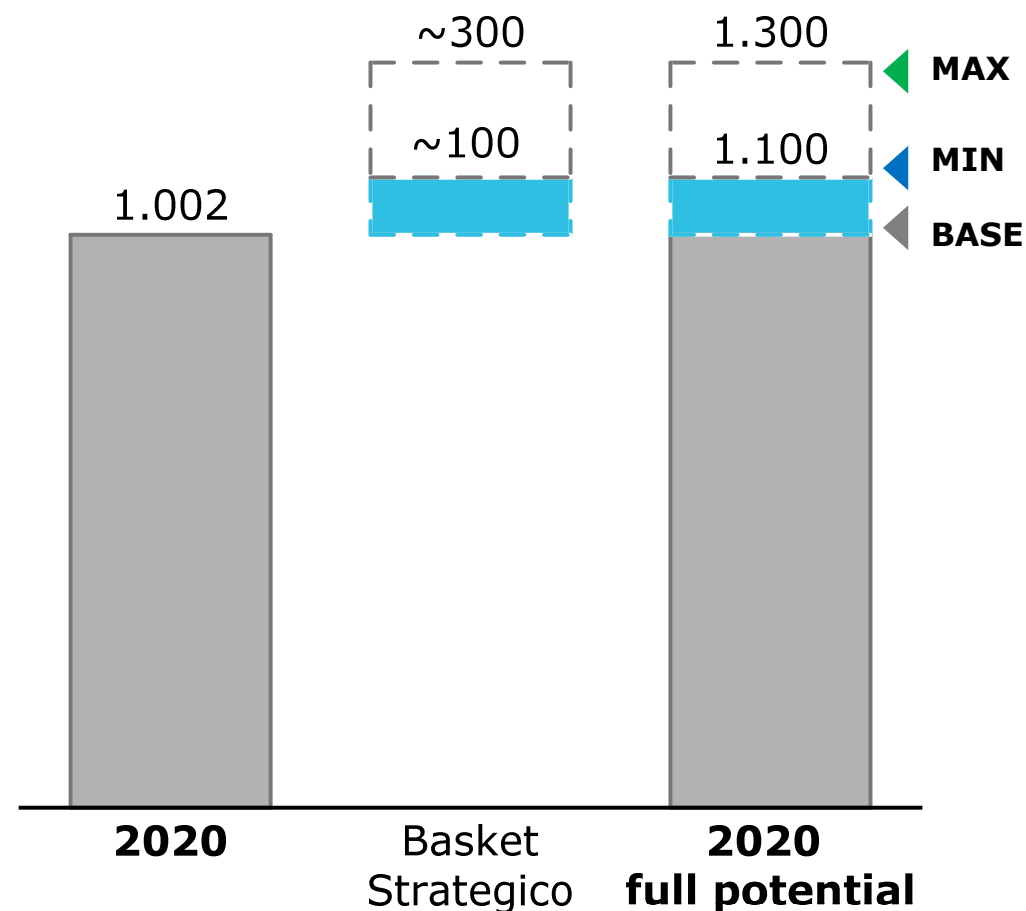


Consolidamento
posizionamento nel
**TRATTAMENTO DI
RIFIUTI** (Compostaggio)



POTENZIALI UPSIDE SU EBITDA 2020

Dato in Milioni di Euro





Gruppo Acea
Piano Industriale 2018-2022

Sessione Q&A

Borsa Italiana
Milano, 28 Novembre 2017



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

STRATEGIA E TARGET CONSOLIDATI

Main assumptions

Main assumptions		2018	2019	2020	2021	2022
Exchange	<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 9M 2017

9M 2017 highlights economico-finanziari

(mln€)	9M2017 a	9M2016 b	Variaz. % a/b	9M2017 adjusted* c	9M2016 adjusted* d	Variaz. % c/d
Ricavi consolidati	2.037,9	2.047,5	-0,5%	2.037,9	1.971,0	+3,4%
EBITDA	625,8	646,1	-3,1%	625,8	569,6	+9,9%
EBIT	291,3	378,1	-23,0%	319,5	301,6	+5,9%
Risultato netto del Gruppo	152,6	200,9	-24,0%	173,4	149,4	+16,1%
Investimenti	368,9	346,8	+6,4%			

* I dati economici adjusted non includono:

- **per il 2017 gli effetti negativi – complessivamente pari a circa € 28 milioni** al lordo dell'effetto fiscale - prodotti:
 - per 9,5 milioni di Euro dalla sentenza che ha determinato la reimmersione in proprietà di un immobile Acea "Autoparco"
 - per 12,8 milioni di Euro dalla riduzione di valore del credito di areti verso GALA
 - per 6,0 milioni di Euro dalla riduzione del valore del credito verso ATAC
- **per il 2016 l'effetto positivo (76,5 milioni di Euro)** al lordo dell'effetto fiscale) conseguente all'eliminazione del cd. regulatory lag

(mln€)	30/9/2017 (a)	31/12/2016 (b)	30/9/2016 (c)	Variaz. % (a/b)	Variaz. %. (a/c)
Indebitam. Finanz. Netto	2.487,3	2.126,9	2.138,7	+16,9%	+16,3%
Indebitam. Finanz. Netto adjusted**	2.428,3	2.126,9	2.138,7	+14,2%	+13,5%
Capitale Investito	4.279,9	3.884,9	3.820,8	+10,2%	+12,0%

** L'indebitamento finanziario netto adjusted non include, per il 2017, l'impatto complessivamente pari a 59 mln di Euro derivante dall'esposizione verso GALA (30 milioni di Euro) e verso ATAC (6 milioni di Euro), nonché gli effetti dello split payment (23 milioni di Euro)

EBITDA e dati quantitativi

9M2017 highlights economico-finanziari



Idrico

EBITDA principali drivers

- ↑ Acea ATO2: +18,8 mln€
- ↑ Acea ATO5: +0,8 mln€
- ↑ Variazione perimetro di consolidamento
- ↓ Società consolidate a patrimonio netto -3,1 mln€

(mln€)	9M17	9M16 pro-forma	Variaz. %	Dati quantitativi	9M17	9M16 pro-forma
EBITDA	264,0	248,9	+6,1%	Totale volumi di acqua venduti (Mmc)	316	316
<i>Di cui: Proventi/(Oneri) da partecipazioni consolidate ex IFRS 11</i>	<i>16,0</i>	<i>19,1</i>	<i>-16,2%</i>	Fanghi smaltiti (Kton)	107	129
Investimenti (*)	183,7	149,2	+23,1%			

	9M17	9M16 pro-forma	Variaz.
Nr. medio dipendenti	1.785	1.818	-33

* Si tratta prevalentemente di interventi di manutenzione straordinaria, rifacimento, ammodernamento ed ampliamento della rete idrica e fognaria e degli impianti di depurazione anche con l'obiettivo di mitigare la carenza della risorsa idrica

EBITDA e dati quantitativi

9M2017 highlights economico-finanziari



Infrastrutture energetiche

EBITDA principali drivers



Distribuzione +35,5 mln€ (adjusted)



Generazione +4,4 mln€ (prevalentemente per aumento produzione idroelettrica)



Illuminazione Pubblica - piano led avviato a giugno 2016 (+1,9 mln€)

(mln€)	9M17 (a)	9M16 pro-forma (b)	9M16 adjusted* (c)	Variaz % (a/b)	Variaz % (a/c)	Dati quantitativi	9M17	9M16 pro-forma
EBITDA	239,0	273,7	197,2	-12,7%	+21,2%	Totale elettricità distribuita (GWh)	7.604	7.594
-Distribuzione	207,8	248,8	172,3	-16,5%	+20,6%	Numero utenti (/000)	1.629	1.621
-Generazione	28,5	24,1	24,1	+18,3%	+18,3%	Totale elettricità prodotta (GWh)	324	308
-Illum. Pubblica	2,7	0,8	0,8	n.s.	n.s.			
Investimenti	148,5	142,2		+4,4%				

	9M17	9M16 pro-forma	Variaz
Nr. medio dipendenti	1.365	1.395	-30

*Al netto dell'effetto positivo dell' "Accounting Regolatorio" (76,5 mln€)

EBITDA e dati quantitativi

9M2017 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€)	9M17	9M16 pro-forma	Variaz. %	Dati quantitativi	9M17	9M16 pro-forma
EBITDA	57,6	71,0	-18,9%*	Totale vendita energia (GWh)	5.179	6.271
				<i>Mercato di maggior tutela</i>	1.984	2.036
				<i>Mercato libero</i>	3.195	4.235
Investimenti	11,2	17,1	-34,5%	Numero clienti elettricità (/000)	1.221	1.238
				<i>Mercato di maggior tutela</i>	904	946
				<i>Mercato libero</i>	317	292
				Totale vendita gas (Mmc)	65	77
Nr. medio dipendenti	474	474	-	Numero clienti gas (/000)	167	148

* L'EBITDA dei 9M17 si riduce di circa il 6% rispetto al dato dei 9M16 non includendo i ricavi legati agli effetti del contratto per la commercializzazione dei contatori digitali

EBITDA e dati quantitativi

9M2017 highlights economico-finanziari



Ambiente

EBITDA principali drivers

- ↑ Maggiori quantità di elettricità venduta dall'impianto di S.Vittore
- ↑ Messa a regime dell'impianto di compostaggio di Aprilia
- ↑ Variazione di perimetro (Acque Industriali e Iseco)

(mln€)	9M17	9M16	Variaz. %	Dati quantitativi	9M17	9M16
EBITDA	46,8	42,0	+11,4%	Trattamento e smaltimento* (Ktonn.)	819	607
Investimenti	11,9	30,3	-60,7%	Energia elettrica prodotta WTE (GWh)	264	208
	9M17	9M16	Variaz.			
Nr. Medio Dipendenti	353	236	+117			

*Include ceneri smaltite

EBITDA e dati quantitativi

9M2017 highlights economico-finanziari

Gruppo ACEA



Estero

EBITDA principali drivers



Consolidamento integrale Aguas de San Pedro: +9,2 mln€

(mln€)	9M17	9M16	Variaz %
EBITDA	11,1	0,8	n.s
Investimenti	3,5	0,4	n.s
	9M17	9M16	Variaz
Nr. medio dipendenti	593	252	+341



Ingegneria e Servizi

EBITDA principali drivers



Maggiori ricavi per aumento attività svolte



Conferimento da Acea del servizio di Facility Management



Consolidamento integrale TWS

(mln€)	9M17	9M16	Variaz %
EBITDA	14,6	7,7	+89,6%
Investimenti	0,5	0,8	-37,5%
	9M17	9M16	Variaz
Nr. medio dipendenti	317	171	+146



Capogruppo

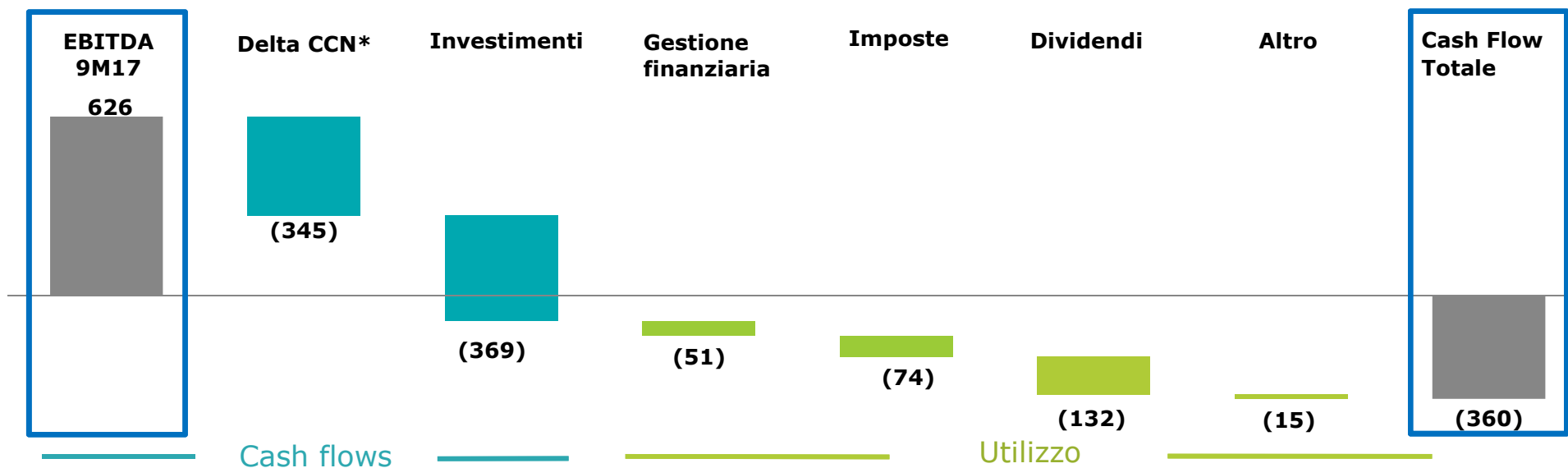
EBITDA principali drivers



Conferimento servizio Facility Management all'Area Ingegneria e Servizi

(mln€)	9M17	9M16	Variaz %
EBITDA	-7,3	2,0	n.s.
Investimenti	9,6	6,9	+39,1%
	9M17	9M16	Variaz
Nr. medio dipendenti	587	625	-38

ANALISI CASH FLOW (mln€)	9M17	9M16
EBITDA	626	646
Delta Capitale Circolante Netto	(345)	(182)
Investimenti	(369)	(349)
Free Cash Flow	(88)	115
Gestione finanziaria	(51)	(61)
Imposte	(74)	(51)
Dividendi	(132)	(107)
Altro	(15)	(25)
Cash Flow Totale	(360)	(129)
Indebitamento netto iniziale	2.127	2.010
Indebitamento netto finale	2.487	2.139



* Al lordo delle svalutazioni su crediti

(mln€)	30/9/2017 (a)	31/12/2016 (b)	30/9/2016 (c)	Variaz. (a-b)	Variaz. (a-c)
Indebitamento Finanziario netto	2.487,3	2.126,9	2.138,7	360,4	348,6
Medio/Lungo termine	2.475,9	2.743,1	2.609,6	(267,2)	(133,7)
Breve termine	11,4	(616,2)	(470,9)	627,6	482,3
Indebitamento Finanziario netto adjusted*	2.428,3	2.126,9	2.138,7	301,4	289,6

INDEB. FINANZ. NETTO/
PATRIMONIO NETTO
30/9/2017

1,4x

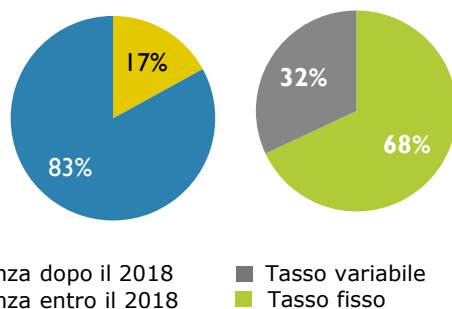
INDEB. FINANZ. NETTO/
PATRIMONIO NETTO
31/12/2016

1,2x

Struttura del debito

(scadenza e tassi di interesse
al 30/9/ 2017)

- > Tasso Fisso 68%
- > Costo medio 2,59%
- > Durata media 6,3 anni



Rating

FitchRatings

MOODY'S

BBB+

Baa2

Outlook stabile

Outlook stabile

* L'indebitamento finanziario netto adjusted non include, per il 2017, l'impatto complessivamente pari a 59 mln€ derivante dall'esposizione verso GALA e verso ATAC, nonché gli effetti dello split payment



Risultati 1H 2017

1H2017 highlights economico-finanziari

(mln€)	1H2016	1H2017	Variaz.%	1H2016 adjusted*	1H2017 adjusted*	Variaz.%
	a	b	b/a	c	d	d/c
Ricavi consolidati	1.386,7	1.372,5	-1,0%	1.323,4	1.372,5	+3,7%
EBITDA	443,7	414,1	-6,7%	380,4	414,1	+8,9%
EBIT	274,1	194,9	-28,9%	210,8	213,9	+1,5%
Risultato ante imposte	232,3	164,4	-29,2%	169,0	183,4	+8,5%
Risultato netto del Gruppo (prima delle attribuzioni a terzi)	154,3	110,3	-28,5%	111,6	124,3	+11,4%
Risultato netto del Gruppo (dopo le attribuzioni a terzi)	149,5	103,5	-30,8%	106,9	117,5	+9,9%
Investimenti	220,8	252,2	+14,2%			

* I dati economici adjusted non includono:

per il 1H2017, gli effetti negativi:

- della re-immissione in proprietà di un immobile Acea "Autoparco" (9,5 milioni di Euro);
- l'accantonamento per riduzione di valore del credito di Areti verso GALA (9,5 milioni di Euro).

per il 1H2016, l'effetto positivo (pari a 63,3 milioni di Euro al lordo dell'impatto fiscale) conseguente all'eliminazione del cosiddetto "regulatory lag".

(mln€)	30/6/2016 (a)	31/12/16 (b)	30/6/2017 (c)	Variaz %. (c/a)	Variaz. % (c/b)
Indebitam. Finanz. Netto	2.131,9	2.126,9	2.401,4	+12,6%	+12,9%
Indebitam. Finanz. Netto adjusted**	2.131,9	2.126,9	2.377,4	+11,5%	+11,8%
Patrimonio Netto	1.631,4	1.757,9	1.744,1	+6,9%	-0,8%
Capitale Investito	3.763,3	3.884,8	4.145,5	+10,2%	+6,7%

** L'indebitamento finanziario netto adjusted non include, per il 2017, l'impatto derivante dall'esposizione verso GALA



Risultati 2016

Highlights economico-finanziari 2016

(mln€)	2015	2016*	Variaz. %
Ricavi consolidati	2.917,3	2.832,4	-2,9%
EBITDA	732,0	896,3**	+22,4%
EBIT	386,5	525,9	+36,1%
Risultato netto	181,5	272,5	+50,1%
Utile/(Perdita) di compet. di Terzi	6,6	10,2	+54,5%
Risultato netto di competenza del Gruppo	175,0	262,3	+49,9%
Dividendo per Azione (€)	0,50	0,62	+24,0%
Investimenti	428,9	530,7	+23,7%

*Impatto positivo accounting Delibera 654/2015 e impatto negativo operazione di riacquisto di parte delle obbligazioni emesse

**785mln€ adjusted per accounting Delibera 654/2015

(mln€)	31/12/2015 (a)	30/9/2016 (b)	31/12/2016 (c)	Var. (c-a)	Var. (c-b)
Indebitamento Finanz. Netto	2.010,1	2.138,7	2.126,9	116,8	(11,8)
Patrimonio Netto	1.596,1	1.682,1	1.757,9	161,8	75,8
Capitale investito	3.606,2	3.820,8	3.884,8	278,6	64,0

Regolazione:

- *Idrico*
- *Distribuzione elettrica*

PERIODO REGOLATORIO: 2016-2019 (4 ANNI)

Delibera AEEGSI : 664/2015 Metodo Tariffario Idrico per il secondo periodo regolatorio (2016-2019).

La regolazione applicabile è riconducibile sostanzialmente a una matrice di 6 diversi schemi in relazione: al fabbisogno di investimenti rapportato al valore delle infrastrutture esistenti; a eventuali variazioni degli obiettivi o dell'attività del Gestore (processi di aggregazione, rilevanti miglioramenti della qualità del servizio); all'entità dei costi operativi/abitante servito del Gestore rispetto all'Opex medio stimato nel 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** del valore della RAB e dei costi operativi endogeni*. Gli oneri finanziari e fiscali possono essere rivisti ogni due anni in caso di "variazione significativa".
- 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**, dal 5,5% al 9%, diversi per ognuno dei 6 quadranti assegnati dalle Autorità locali.
- Viene **confermata la presenza di un moltiplicatore tariffario**.
- E' **introdotta una regolazione premi/penalità legata alla qualità del servizio**. La **componente di premio è esclusa dai limiti dell'incremento tariffario**.
- E' **confermato il meccanismo di "sharing"** sulla base della matrice che penalizza le gestioni meno efficienti.
- Vengono definiti i criteri per il riconoscimento di una quota dei **costi della morosità** (80% degli oneri effettivamente sostenuti dai Gestori), considerando la diversa incidenza del fenomeno sul territorio nazionale (**Nord: 2,1% del fatturato; Centro: 3,8% del fatturato; Sud: 7,1% del fatturato**) 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.
- Il **costo del debito** è previsto pari al **2,8%** (rispetto al 2% del settore energia).
- L'**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%).
- E' confermato il **time- lag** dell'**1%** sugli investimenti.

Sulla base delle previsioni della Deliberazione, la sommatoria delle valorizzazioni degli oneri finanziari e fiscali nel settore idrico si attesta al 5,34% (che si confronta con il 6,1% del periodo regolatorio 2014-2015 e al 6,4% del periodo 2012-2013), con un extra ritorno dell'1% per investimenti realizzati dal 2014.

* Costi endogeni, stabiliti pari alla corrispondente componente tariffaria per l'anno 2014, inflazionati ogni anno

** Costi aggiornabili, reattivi a specifici costi esogeni aggiornati ogni anno

INTRODUZIONE DI UNA COMPONENTE LEGATA AL FATTORE QUALITA'

L'AEEGSI con la **delibera 655/2015** ha disciplinato la regolazione della qualità contrattuale del SII: gli standard qualitativi minimi definiti dall'Autorità sono in vigore a partire dal 1° luglio 2016, entrando a pieno regime dal 1° gennaio 2017.

Nella delibera 655/2015 sono fissati standard di qualità contrattuale minimi omogenei sul territorio nazionale prevedendo, nel caso degli standard definiti come specifici, la corresponsione di indennizzi automatici che il gestore dovrà corrispondere all'utente in caso di mancato rispetto degli stessi.

L'art. 2 della delibera 655/2015 prevede la possibilità per gli EGA, anche su proposta del Gestore, di promuovere il conseguimento di livelli qualitativi superiori a quelli minimi nazionali.

L'art. 32 dell'allegato A alla delibera 664/2015 prevede che l'EGA in caso di conseguimento da parte del gestore di standard qualitativi migliorativi rispetto a quelli definiti dalla delibera 655/2015 possa formulare una istanza di riconoscimento di un premio relativo alla qualità contrattuale (di cui viene definito il valore massimo).

Il nuovo metodo tariffario MTI-2 prevede **incentivi legati al miglioramento della qualità del servizio, introducendo due meccanismi di premi/penalità.**

1. Il primo prevede un premio legato al miglioramento della performance rispetto a standard minimi definiti dall'Autorità. Il meccanismo è definito con l'Autorità locale e l'importo massimo del premio dipende dall'efficienza dell'operatore, 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. Il secondo meccanismo, valido per tutto il Paese, è rappresentato da una determinata componente tariffaria, obbligatoria per tutti gli operatori, da allocare in un fondo specifico per la qualità. In occasione della prima applicazione questo meccanismo promuove, premiando le best practices, l'aumento dei livelli di qualità contrattuale rispetto ai parametri definiti dalla delibera sulla qualità (655/2015/R/idr).

Non compreso negli obiettivi del Piano Industriale.

PERIODO DI REGOLAZIONE: 2016-2023 (8 ANNI)

Delibere AEEGSI: 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 costruite dopo il 2007 è estesa da 30 a 35 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 inferiore** rispetto a quella utilizzata nei precedenti periodi di regolazione.
- **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 trasmissione gas: 5,4% (rispetto al precedente 6,3%);

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

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

Il WACC è fissato per due anni (2016-2017) per la trasmissione e per tre anni (2016-2018) per la distribuzione e stoccaggio del 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.