

Presentazione Piano Strategico 2021 – 2030 di A2A ad investitori e analisti – Trascrizione

20 gennaio 2021

INDICE:

- **Prima Parte – CEO** (pag. 2)
- **Seconda Parte – CFO** (pag. 18)
- **Closing Remarks – CEO** (pag. 24)
 - **Q&A Session** (pag. 26)

IR:

Buongiorno a tutti e benvenuti alla presentazione del piano industriale di A2A. La scaletta della presentazione la potete vedere a lato: inizia il CEO, con la presentazione della strategia al 2030, ingegner Renato Mazzoncini; seguirà la parte sui dati economici e finanziari, a cura del nostro CFO, Andrea Crenna; e, prima della sessione domande e risposte per gli analisti finanziari, ci sarà la chiusura da parte del nostro CEO.

Lascio la parola a Renato Mazzoncini. Prego.

Prima parte: CEO

Renato Mazzoncini:

Buongiorno a tutti e benvenuti a questa presentazione del nuovo piano industriale 2021-2030 di A2A. Siamo trasmettendo in diretta dal centro di Milano, dalla straordinaria sede del Museo del Novecento. Abbiamo avuto il privilegio di poter essere ospitati qui e per questo ringrazio veramente il Museo. È una bella occasione per sentirci anche un po' a casa, nonostante la pandemia ci costringa a stare collegati con tutti voi da remoto.

Partiamo a raccontarvi il nostro piano industriale. Troverete alcuni cambi di paradigma, all'interno del piano, e il primo lo vedete nel titolo: Life is our duty. "Duty" è un termine che in inglese racchiude due concetti che ci sono cari: il concetto di mestiere e il concetto di dovere.

La nostra azienda si occupa degli elementi fondamentali della vita, dell'ambiente, dell'acqua e dell'energia. Abbiamo lavorato per presentare questo nuovo piano industriale e tutta la nostra nuova strategia anche in una diversa ottica di posizionamento di brand del nostro Gruppo. Il cambio di paradigma sostanzialmente è quello di passare da Service Company a Life Company cioè di passare dal mezzo, che sono i servizi che noi eroghiamo, al fine.

Come lo facciamo? Lo facciamo come lo può fare un'azienda come noi, cioè mettendo a disposizione le tecnologie più avanzate nel mondo dell'economia circolare e della transizione energetica, al servizio dei nostri cittadini, delle città e del pianeta. Questo per gestire le energie, certamente infinite, che madre natura ci dona e che nei prossimi decenni dobbiamo essere capaci di catturare in misura sufficiente, e, invece, le finitissime risorse del pianeta, a partire dall'acqua e dalle

materie prime che, senza un utilizzo circolare, diventeranno il vero limite allo sviluppo.

Cominciamo a entrare subito nei dettagli del nostro piano e a trovare altri elementi chiave: sarà integralmente raccontato da due pilastri strategici, l'economia circolare e la transizione energetica.

Nell'economia circolare trovate le attività che storicamente nel nostro gruppo rientrano nell'ambiente, nell'acqua e nel teleriscaldamento, nella misura in cui per noi il teleriscaldamento sarà sempre più concentrato sul recupero di fonti termiche di recupero o rinnovabili.

Tutto il resto dell'azienda sta nel mondo della transizione energetica, quindi la generazione elettrica, le reti, la vendita, il mercato.

Abbiamo diviso l'azienda, dal punto di vista strategico, in due pilastri. Questi pilastri sono realizzati da tre attori. Anche qui vedete che la novità è che gli attori sono tre, mentre voi probabilmente siete abituati a conoscere cinque business unit nel gruppo: mercato, generazione, ambiente, reti ed estero. Semplifichiamo questo mondo, unifichiamo – e poi vi darò il rationale strategico – il mondo dell'energia in un'unica business unit, e rimangono ambiente e reti, tre attori che fra di loro si intersecano e lavorano per realizzare i due pilastri strategici.

Perché un piano a dieci anni? Perché ci consente di alzare lo sguardo su un orizzonte medio-lungo, di uscire dalla nostra zona di comfort, che è quella classica di un piano a tre o a cinque anni, in cui si sa con quasi assoluta precisione che cosa succederà. Un orizzonte funzionale a mettere a terra gli ambiziosi e necessari investimenti infrastrutturali che servono per realizzare il piano e che incorpora tutte le complessità degli scenari che inglobano i trend inarrestabili che ci aspettiamo in questa decade importantissima per il pianeta: le rinnovabili, ma anche il ruolo del gas nella transizione energetica; cosa succederà nel waste management, se sarà waste to energy, waste to chemical o waste to material; l'elettrificazione dei consumi, quanto la mobilità elettrica veramente sarà pervasiva; il ruolo dell'idrogeno; gli sviluppi nelle smart cities. Insomma, sviluppi tecnologici che in un orizzonte di dieci anni devono essere studiati con attenzione, come li abbiamo studiati con attenzione, e devono quindi essere incardinati all'interno del piano.

La cosa importante è che ci troviamo all'interno di un macro-trend veramente mainstream, un macro-trend in cui, sia l'economia circolare – vedete qui alcuni dati, ma li conoscete anche voi – solo nel recupero energetico di materia nella

salvaguardia del territorio ci si aspetta di arrivare a 2 trillion di dollari nel 2030 rispetto ad una cifra che oggi è la metà, nel 2020; nella transizione energetica lo sviluppo dell'elettrificazione dei consumi e delle energie rinnovabili porta a stime fra i 2 e i 3 trillion di dollari e a livello globale di investimenti al 2030.

Con questo voglio dire che abbiamo un piano, che vi presenteremo ora, che ha una fortissima accelerazione, ma siamo nella direzione della corrente che tutto il pianeta aspetta, soprattutto per uscire da questa pandemia, da questa crisi, e affrontare quello che in Europa è stato definito New green deal con coraggio e determinazione.

In questa slide vi spoilerò sostanzialmente gli elementi chiave delle nostre ambizioni, sia in termini di sostenibilità, sia in termini di economics.

-30% di fattore emissivo nel gruppo. Il piano, lo vedrete, è fortemente ESG, concentrato a diventare un'azienda dichiaratamente ESG. Siamo certificati nell'ambito del Science based target e, rispetto al 2017, che è il punto di riferimento, l'obiettivo è ridurre del 47% il fattore emissivo; in arco piano, dal 2021 al 2030, il 30%. Questo lo faremo installando 3,7 GigaWatt di nuova capacità rinnovabile, e vedremo dopo i target; 4,4 milioni di tonnellate in più trattate, sottratte alla discarica, che vuol dire waste to energy e waste to material; e 31 milioni di tonnellate di CO2 evitate, per chi ha un po' meno dimestichezza con le grandezze, è l'equivalente di fermare tutti i truck, i camion che girano in Italia, per un intero anno, che emettono circa questo volume di CO2; 90% dei capex legati agli obiettivi SDGs delle Nazioni Unite.

Qui vedete i dati, sicuramente molto ambiziosi ma fattibili da un'azienda come la nostra: 16 miliardi di capex cumulati nei dieci anni. Già nel 2021 stiamo lavorando per l'obiettivo di salire dai 700 milioni di investimenti del 2020 a 1,2 miliardi nel 2021, quindi una crescita immediatamente molto forte; 2,5 miliardi di euro di EBITDA al 2030, contro gli 1,15-1,2 attuali; un utile netto che cresce con un CAGR dell'8% plus all'anno e un equilibrio finanziario sempre molto attento, tipico della nostra azienda, quindi in arco piano ritornare a 2,5 di leva tra la posizione finanziaria netta e l'EBITDA, partendo dal valore attuale, che è poco meno di 3, e salendo, nell'arco del piano, con importanti investimenti, a un valore massimo di 3,5.

6.000 assunzioni dirette, 40% di turn-over nell'arco del piano e 2.000 nuove assunzioni: questo vuol dire trovarci al 2030 con un gruppo con circa 14.000 persone, di cui 6.000 entrate nell'orizzonte di questo piano.

Entrando nel pilastro dell'economia circolare, come dicevo prima, troviamo le attività legate all'ambiente, all'acqua e al teleriscaldamento.

Parlando di ambiente, sapete che noi siamo attivi su tutto il ciclo. Se guardate il grafico di sinistra, ci troviamo con il prodotto che, ovviamente, viene trasformato in rifiuto nel suo uso nelle città, si va in raccolta differenziata – ed è un'attività di cui ci occupiamo, come sapete – quello che è indifferenziato va direttamente alla produzione di energia e calore e quello che non è indifferenziato diventa frazione riciclabile, che va ai nostri impianti di trattamento. Gli impianti di trattamento hanno uno scarto di lavorazione, che ovviamente torna nuovamente alla produzione di energia e calore, ma la parte principale ovviamente torna a materia prima e seconda.

Abbiamo fatto un gioco, abbiamo provato a posizionare A2A nel grafico di destra, insieme ai Paesi europei, come se fossimo un Paese anche noi. I Paesi europei più virtuosi, che come sapete sono notoriamente quelli del Nord Europa, oltre alla Germania, sostanzialmente hanno azzerato il conferimento in discarica. Sono quelli sulla linea verde del grafico e hanno un buon mix tra recupero energetico e recupero di materia. Noi oggi, sui 2 milioni di tonnellate che raccogliamo, abbiamo circa un 70% di recupero a materia e un 30% di recupero energetico. Il conferimento in discarica è limitato a valori bassissimi, molto più bassi della media italiana che purtroppo è ancora oltre il 20%.

Questo per dire due aspetti: il primo è che A2A sta portando una gestione virtuosa del ciclo dei rifiuti, l'altro è che gli impianti di produzione di elettricità e calore sono fondamentali per poter chiudere il ciclo in un'ottica circolare.

Tornando a questi numeri, sulla raccolta ci diamo l'obiettivo di passare da 71% a 76%. Ricordo che dentro questi numeri abbiamo Milano che, come tutte le città metropolitane, ha dei tassi di raccolta differenziata più bassi. Nonostante questo, Milano oggi è la prima città metropolitana d'Italia e una delle più virtuose d'Europa in assoluto sulla percentuale di raccolta differenziata, e nell'arco del piano la vediamo salire dall'attuale 63-64% al 70%.

Un 76% di raccolta differenziata che includa un'area metropolitana come Milano è un obiettivo possibile ma certamente ambizioso.

Il recupero di materia e di energia lo vediamo nelle successive chart, come pure mi soffermerò sul tema del teleriscaldamento da recuperi termici.

Sottolineo, invece, il tema delle perdite di rete del ciclo idrico, che oggi è uno

dei temi su cui in Italia abbiamo bisogno di investire di più. Sapete che abbiamo una media del 47% di perdite sulla rete idrica italiana, il nostro Gruppo, nelle città che gestisce, come Brescia, ha una perdita del 30%, ma vogliamo scendere al 20%.

La tematica della depurazione. Come vedete, ci diamo l'obiettivo di salire da 600.000 a 1.900.000 abitanti serviti dalla depurazione. Abbiamo studiato con attenzione questo tema e vogliamo introdurre un altro cambio di paradigma: il ciclo dell'acqua, per essere circolare, si deve chiudere in quello dei rifiuti. La depurazione, di cui l'Italia ancora soffre, tanto è vero che abbiamo infrazioni europee molto importanti, 500 milioni di infrazioni già comminate, produce fanghi di depurazione, che sono un sottoprodotto della depurazione. I fanghi vanno smaltiti: a seconda di cosa si depura possono essere smaltiti in agricoltura, oppure devono essere smaltiti, ancora una volta, in termoutilizzatori, per non finire in discarica.

Capite quindi che un Gruppo attivo sia nell'ambiente, che quindi è in grado di chiudere il ciclo nei termoutilizzatori, sia nell'acqua, può creare quella sinergia che consente al ciclo dell'acqua di essere circolare, chiudendosi con quello dei rifiuti. Su questo spingeremo molto, anche perché riteniamo che ci debba assolutamente essere uno spazio per riportare gli investimenti privati, di aziende come le nostre, al fianco di quelli pubblici nel ciclo idrico, che oggi è uno di quelli che avranno bisogno di maggiori investimenti e che, devo dire, grazie ad ARERA, l'Autorità di regolazione, ha raggiunto livelli di remunerazione importanti.

Andando nei dettagli del recupero di materia, oggi recuperiamo 1 milione di tonnellate e vogliamo salire a 2,2 milioni; 900 milioni di capex in arco piano per arrivare a 140 milioni di EBITDA. Come vedete, il grosso è sull'organico, sulla FORSU, su cui c'è un grosso spazio. In Italia abbiamo calcolato circa 2 milioni di gap impiantistici necessari ma, non solo; oggi in Italia ci sono 7 milioni di tonnellate di organico FORSU che vengono gestite senza estrazione di biogas, di biometano, cioè solo con la trasformazione in compost. Crediamo quindi che gli spazi di crescita in questo settore siano veramente enormi e intendiamo coglierli.

Per quanto riguarda carta, vetro e plastica, la crescita è inferiore, perché l'obiettivo che abbiamo è di chiudere il ciclo della nostra raccolta, cioè far sì che quello che raccogliamo lo vogliamo smaltire nei nostri impianti in modo da ridurre il rischio prezzi di conferimenti.

Per quanto riguarda il recupero energetico, questo ve lo raccontiamo non in milioni di tonnellate ma in TeraWatt/h, cioè nella parte buona, la parte circolare, la

parte in cui il rifiuto diventa nuova energia. Vedete che qui gli investimenti sono importanti: oggi il nostro gruppo è leader in Italia ed è uno dei più importanti al mondo per EBITDA nel waste to energy; con 1,8 miliardi di capex vogliamo consolidare questa leadership.

Vedete che l'ambizione è arrivare a 540 milioni di EBITDA nel 2030, l'obiettivo è realizzare impianti per recupero di energia elettrica, di calore e di biometano e di realizzarli su un playground europeo, non solo italiano. L'obiettivo, quindi, è muoversi con partner internazionali, anche in altri Paesi, visto che il fatto che il mercato dei rifiuti sia europeo è ormai un fatto. Abbiamo quindi deciso che il nostro mercato domestico, per quanto riguarda il waste, deve essere necessariamente l'Europa, e non sarà più solo sui rifiuti urbani, su cui oggi abbiamo una leadership consolidata, ma anche sui rifiuti speciali, in cui la JV con Suez, di cui sapete perché ne avete già scritto e ne abbiamo già parlato anche sui giornali nei mesi scorsi, consente di creare un market leader nel mercato del pretrattamento e del recupero energetico. È uno degli elementi di potenziale crescita, molto forte, vista la mancanza assoluta, in questo momento, di player di riferimento.

Dicevo del calore. A2A è leader italiano nel teleriscaldamento. Continuiamo a investire nel teleriscaldamento perché il nuovo teleriscaldamento, quello che chiamiamo “teleriscaldamento 4 o 4.0”, è sostenibile e sostanzialmente recupera calore da recuperi termici di altre attività industriali. Siamo molto concreti, abbiamo allacciato recentemente acciaierie a Brescia, abbiamo allacciato la ORI Martin, stiamo allacciando la Alfa Acciai, abbiamo un investimento di circa 70 milioni di euro per recuperare il calore dei fumi del nostro termoutilizzatore di Brescia. Troverete un importante progetto per i recuperi termici da centrali termoelettriche.

L'obiettivo è arrivare a 750.000 unità abitative, il che vuol dire crescere di circa il 30% rispetto all'attuale volume, arrivando a 190 milioni di EBITDA, con 900 milioni di capex ma, contemporaneamente a questa crescita, con una crescita altrettanto significativa della parte di calore recuperato da rinnovabili o recuperi termici, che passa dal 50% al 73%.

Sulla parte delle risorse idriche vi segnalo quei capex: 1,1 miliardi di investimenti. Penso sappiate tutti come sono remunerati oggi gli investimenti da ARERA, è l'infrastruttura forse più interessante, oggi, per quanto riguarda gli investimenti, e certamente è una delle infrastrutture che, se guardiamo ancora oltre il nostro Piano, al 2050, sarà certamente una delle più importanti infrastrutture

che si possano gestire nel pianeta.

155 milioni di EBITDA e un'importante crescita nei volumi di acqua depurata, quel passaggio da 600.000 a 1.900.000 abitanti: questi sono i volumi in metri cubi, perché pensiamo che su questo ci sia un enorme valore aggiunto che possa portare la nostra azienda, immaginando che l'impianto di depurazione sia fondamentalmente un impianto di trattamento ambientale e che, quindi, nell'ambito del ciclo idrico, certamente questo si chiude con la depurazione, ma la depurazione è molto più sinergica, in termini di know how, con chi gestisce impianti di trattamento ambientali, che con chi gestisce le infrastrutture di distribuzione e potabilizzazione dell'acqua.

Chiudiamo questa carrellata sull'economia circolare ricordando il progetto di Cassano d'Adda. Si tratta di un progetto che abbiamo inserito nelle proposte, con sostegno del Comune di Milano e della Regione Lombardia, del Recovery Fund. È un progetto di 550 milioni di euro di investimenti che ha l'obiettivo di recuperare 1 TeraWatt/h di calore, prodotto come calore derivato dalla produzione elettrica della centrale di Cassano, e portarlo verso Milano, distribuendolo lungo la strada a circa 150.000 unità abitative equivalenti.

Questo obiettivo consente di far fare a Milano il 20% dell'obiettivo di decarbonizzazione sulla parte building al 2030 e a noi di consolidare una leadership sul teleriscaldamento che vede Milano come una delle città con le maggiori potenzialità di crescita di espansione.

Tenete conto che in queste occasioni la transizione energetica, il sector coupling, dà un enorme vantaggio, cioè per poter decarbonizzare Milano abbiamo bisogno di elettrificare i consumi – e lo vedremo nella sezione della transizione energetica – ma riuscire a convertire tutto quello che oggi, per esempio nell'ambito del building, è riscaldamento da fonti fossili, con l'elettrificazione, è difficile. L'apporto del teleriscaldamento consente, invece, di realizzare questo obiettivo, ovviamente qualora il teleriscaldamento sia sostenibile, quindi il calore sia prodotto da rinnovabili e da recuperi termici.

Andiamo nel pilastro della transizione energetica. Oggi A2A è il secondo produttore italiano per capacità installata: abbiamo installati 9 GigaWatt, prevalentemente termoelettrico, e 2 GigaWatt di idroelettrico.

Questi sono gli obiettivi che ci diamo nell'ambito della transizione energetica.

Rinnovabili: la produzione elettrica, salire dal 31%, che oggi è

prevalentemente idroelettrico, un po' di fotovoltaico e pochissimo eolico, acquisito nelle ultime settimane, per arrivare al 58%, allineandoci quindi ai target europei e a quello che riteniamo sia importante per il nostro business. Ovviamente il grosso dei 31 milioni di tonnellate di CO2 evitate viene da qui.

Vedete l'elettricità verde venduta. Noi oggi vendiamo circa 15 TeraWatt/h di energia, di cui 3,9 green. Fondamentalmente è il mass market. Oggi il mass market riusciamo fortemente a orientarlo, per noi è il 30% della vendita, circa. Il B2B oggi compra prevalentemente energia non green.

Noi ipotizziamo di crescere fino a 28-29 TeraWatt/h di vendita, ma di salire oltre il 50% come percentuale di energia green venduta.

Gli ultimi due elementi che vedete, potenza di picco e interruzione, sono due indicatori, uno quantitativo e l'altro qualitativo, della nostra rete elettrica. È inutile produrre energia rinnovabile se poi non siamo in grado di distribuirla. Poiché A2A si occupa anche di distribuzione di rete elettrica, spingiamo gli investimenti nella rete elettrica per abilitare l'elettrificazione dei consumi. Il che vuol dire aumentare in arco piano la potenza di picco fino quasi a raddoppiarla, in termini di GigaWatt – vedete che si passa da 1,7 a 3,2 – e, contemporaneamente, l'indice delle interruzioni di utenti in bassa tensione, uno dei più utilizzati, scenderebbe da un livello che oggi è già benchmark ad un livello veramente molto basso, il che vuol dire una rete più potente e più resiliente.

Qui vedete l'obiettivo che vi dicevo prima: tempo addietro abbiamo scelto di allinearci e certificarci con i Science based targets. L'obiettivo è arrivare al 2030 a non più di 230 grammi di CO2 per KiloWatt/h prodotto. Ad oggi siamo a 226, considerando tutte le nostre emissioni, quindi sia quelle della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili e termoelettriche, sia quelle che arrivano dagli impianti di WtE.

La crescita sulle rinnovabili è sicuramente una delle cifre del piano. Oggi siamo a 2 GigaWatt, che fondamentalmente è l'idroelettrico, creiamo una pipeline di sviluppo – adesso vi dico qualche parola su questo – e poi cresciamo fino a 5,7 GW.

I capex sono importanti: 4 miliardi, circa il 25% dei capex in arco piano. Importante l'obiettivo di EBITDA 2030, 580 milioni. Il totale della produzione, come vedete, sale dagli attuali 15 TeraWatt/h a 20 TeraWatt/h.

Chiaramente per realizzare questo obiettivo abbiamo bisogno di acquisire, di

fatto, competenza per lo sviluppo greenfield e lo vediamo in questa slide. Vedete che il grosso della crescita sarà organica, nella torta di sinistra vediamo che il 36% esistente fondamentale è l'idroelettrico, tutta la crescita viene fatta prevalentemente in crescita organica, l'M&A cuberà il 12% e sarà concentrato in acquisizione di piattaforme di sviluppo FER, propedeutiche alla successiva crescita organica. Fondamentalmente non abbiamo l'obiettivo di comprare impianti già in esercizio, siamo interessati chiaramente al repowering ma siamo interessati soprattutto all'acquisizione di piattaforme e di sviluppi greenfield, quindi sviluppare la capacità greenfield, sia in Italia che in Europa, in impianti sia solari che eolici.

Anche la scelta di avere ancora una volta quello europeo come mercato domestico ha l'obiettivo di ridurre il rischio regolatorio, il rischio permitting, e di consentire di muoversi all'interno di un mercato europeo che ormai, evidentemente, è il mercato per chiunque lavori nell'ambito delle rinnovabili.

Il mix futuro sarà costituito da idroelettrico, solare ed eolico, in maniera molto equilibrata: 34, 38 e 28. Una delle caratteristiche della nostra azienda è sempre stata quella di avere un mix di più fonti di produzione che hanno hedgiato tra di loro la generazione. Se andiamo a vedere la generazione degli ultimi anni, la stabilità dei margini operativi lordi è sempre stata garantita da un hedging naturale fra le varie fonti.

Qui ci troviamo in una situazione in cui lo sviluppo importante sarà sulle rinnovabili, manterremo però ovviamente la produzione termoelettrica, che è un elemento fondamentale nel mix energetico dei prossimi anni. La parte termoelettrica calerà, oggi siamo a 7 GigaWatt e vedete che nel 2030 ipotizziamo di averne 5,2. La generazione, quindi, sarà sostanzialmente concentrata negli impianti attuali, in cui ci sarà il potenziamento almeno di due impianti esistenti entro il 2022, con capacity market già aggiudicato, che dispiegherà i suoi effetti già nei primi sei anni del piano, e la realizzazione almeno di un nuovo impianto di ultima generazione abilitato al blending a idrogeno. Siamo convinti che, per come è organizzato il nord Italia – dal punto di vista della produzione eolica sostanzialmente inutilizzabile e con la produzione solare certamente non ai massimi livelli di performance – la generazione termo sarà importante, ma siccome l'obiettivo di riduzione della CO2 rimane comunque quello fondamentale, ci sono due elementi che possono in futuro far sì che gli impianti termoelettrici nel nord Italia continuino ad avere valore: uno è aumentare l'efficienza dell'impianto, e l'efficienza si può aumentare in maniera

significativa solo accoppiando un impianto di teleriscaldamento all'impianto, in modo che ci sia un recupero energetico anche del calore disperso, che oggi è uno degli elementi fondamentali che riduce l'efficienza dell'impianto; e il secondo la prospettiva, certamente di lungo prospettiva, del blending a idrogeno. Abbiamo firmato un Memorandum of Understanding con Snam per ragionare su alcune centrali, per esempio Monfalcone, sulla possibilità di lavorare in blending a idrogeno, ovviamente con l'obiettivo fondamentale di ridurre la CO2.

Servizi alla rete e gas peaker: abbiamo un impianto che sarà pronto entro il 2022, su cui stiamo già investendo e lavorando, oltre ai compensatori sincroni che abbiamo realizzato a Brindisi. Sono investimenti nella nostra storica struttura termo, finalizzati a dare servizi alla rete, che hanno dimostrato negli ultimi anni di avere un'ottima redditività. 600 milioni di capex in questo settore, con 130 milioni di EBITDA in arco del piano.

Da ultimo, perché la size è più piccola ma è una prospettiva molto importante e interessante: 50 milioni di EBITDA ipotizziamo che vengano da nuova capacità installata in flessibilità. È chiaro che gli investimenti sulle rinnovabili si portano dietro investimenti in accumuli, dobbiamo partire con accumuli di tipo elettrochimico, batterie, per integrarli nei nostri impianti prevalentemente solari. Abbiamo già iniziato a investire con grandissimo successo su accumuli termici per il teleriscaldamento, con decine di migliaia di metri cubi di accumuli termici che stanno producendo un efficientamento agli impianti straordinario, ma anche lo sviluppo di elettrolizzatori o compensatori sincroni, nella logica della stabilità della rete. Vedete che abbiamo fatto una stima di 0,3 GigaWatt per la produzione di idrogeno verde e vedremo in una slide successiva che abbiamo già dei progetti concreti su cui stiamo lavorando.

Il Demand side management, tutto il mondo delle UVAM, tutto il mondo della generazione distribuita, ci sta portando sostanzialmente a vedere queste nuove figure di consumatori prosumer, che diventano produttori e consumatori al tempo stesso e che chiedono, a questo punto, di abilitare una gestione del mondo dell'energia diversa da quella del passato.

Abbiamo detto che trovate unificate le due Business Unit Mercato e Generazione, proprio perché l'hedging naturale che si genera fra i due mondi sarà uno degli elementi fondamentali per abilitare gli investimenti nelle rinnovabili e per fronteggiare la concorrenza nel mercato.

Qui vedete l'ambizione, che ci siamo dati nell'arco piano, di crescita di base clienti, da 2,9 milioni di clienti a 6 milioni. Ovviamente questo scosta, in termini positivi, la fine del mercato tutelato, da cui riteniamo di poter acquisire circa 1 milione di clienti; 1 milione di clienti dai canali tradizionali, dall'attività che facciamo tutti i giorni, che ha consentito la continua crescita della nostra base clienti; e 1 milione dai canali digitali, prevalentemente da NeN, che è il digital attacker partito nel 2020, che sta crescendo ad un ritmo notevole e che nell'orizzonte del piano ha l'obiettivo di arrivare a 700.000 clienti.

Abbiamo ipotizzato una marginalità in calo del 3% all'anno della commodity, quindi il 30% in arco piano di riduzione della redditività della vendita della commodity, compensata dall'introduzione di clienti con nuovi servizi e prodotti. L'obiettivo è arrivare, nel 2030, con almeno il 10% dei clienti che non acquistano da A2A solo commodity ma acquistano anche prodotti e servizi. Per esempio, lo vedremo in una slide successiva, nell'ambito dell'e-mobility, oppure nell'ambito della climatizzazione. Sono i servizi a valore aggiunto che oggi sono sempre più richiesti dei clienti e che sono anche in grado di ridurre in maniera significativa il churn.

Come vedete, la crescita della vendita dell'energia passiamo dai 15 TeraWatt/h attuali a 28,5, con 400 milioni di EBITDA al 2030, rispetto ai 250 milioni attuali.

La mobilità elettrica è un ottimo esempio di quello di cui vi parlavo prima. L'obiettivo è arrivare a 200.000 contratti di servizi di ricarica, abilitare 6.000 punti di ricarica pubblica – noi oggi siamo già il secondo-terzo operatore in Italia, in questo campo – ma, soprattutto, anche i punti di ricarica domestica. Stiamo facendo approfondimenti e studi e abbiamo una base clienti già largamente pronta all'elettrificazione della mobilità, poiché hanno la possibilità di ricaricare in ambito privato e hanno un profilo di emissione giornaliera che consente di shiftare alla mobilità elettrica da subito. Su questi ci proponiamo sia come operatori di punti di ricarica sia come mobility service provider, che sarà certamente una delle prospettive interessanti nei prossimi anni.

Rimanendo all'elettrificazione, vi avevo anticipato gli investimenti importanti sulla rete elettrica. Noi oggi abbiamo le due reti energetiche, la rete gas e la rete elettrica. La rete gas oggi ha una RAB di 1,5 miliardi e ipotizziamo di investire 1,1 miliardi per mantenere l'efficienza dell'attuale rete. Vedete che sulla torta di destra il 78% degli investimenti a rete gas sono di mantenimento, mentre sulla rete elettrica

il discorso cambia completamente: 1,9 miliardi di euro di investimenti, 66% in sviluppo e digitalizzazione per abilitare quella crescita della potenza di picco che vi ho fatto vedere all'inizio. Alla fine del piano ci troviamo con una RAB elettrica di 1,7 milioni di investimenti.

Entrambe le reti oggi hanno un ottimo livello di remunerazione: 5,9% sulla RAB elettrica e 6,3% sulla RAB gas. Se dovessi scommettere se questi valori cambieranno, scommetterei che la RAB elettrica possa crescere, proprio per spingere gli investimenti che saranno assolutamente necessari per l'elettrificazione.

Il progetto è molto concreto. È "Unareti" che opera in questo settore. Vedete che ci sono 13 cabine primarie, già con nomi e cognomi, progetti in stati avanzati, 1.000 cabine secondarie e 2.000 km di nuova rete posata.

Mi fermo un attimo qui per sottolineare questo tema molto importante, che non vorrei passasse in second'ordine, quello della nascita della nuova business unit energia, che incorpora le storiche business unit generazione e mercato.

I razionali sono molto forti: fornire un hedging naturale tra la crescente produzione di energia rinnovabile in grid parity e i consumi, garantendo quindi stabilità dei margini integrati e ritorni sufficienti a stimolare gli investimenti in una nuova capacità rinnovabile, anche se non incentivata, e proteggere l'attesa pressione sui margini retail derivanti da un aumento della concorrenza.

Ovviamente questo consente anche di integrare in un'unica unità organizzativa trading e dispatching e quindi fronteggiare quello che sta avvenendo sul mercato con la figura delle comunità energetiche, dei prosumer, della produzione diffusa, delle UVAM.

Abbiamo osservato con attenzione il mercato e ci siamo resi conto che se il nostro cliente diventa prosumer dobbiamo anche noi organizzarci in maniera parallela, e che lo sviluppo delle rinnovabili, che è evidentemente ineluttabile, con scenari energetici che oggi sono anche assolutamente favorevoli, porta però, per un'azienda come la nostra abituata a investire in maniera prudente, a questa decisione organizzativa e strategica fondamentale che consentirà all'intero settore di proporsi più forte sul mercato, più credibile, più forte con i nostri clienti e capace di abilitare gli investimenti necessari.

Anche qui chiudiamo con un paio di flash. L'Hydrogen valley: ve ne parlavo, forse è l'unico caso concreto che abbiamo oggi in Italia. Ferrovienord Milano ha deciso di acquisire dei treni a idrogeno per la linea della Valcamonica Brescia-Iseo-

Edolo, in vista delle Olimpiadi del 2026. I primi treni arriveranno nel 2023. L'obiettivo è fornire idrogeno verde.

Abbiamo diversi impianti, sia impianti idroelettrici in zona, sia l'impianto termoutilizzatore di Brescia: stiamo lavorando per la soluzione migliore.

Sulla parte reti, parlare di smart grid vuol dire parlare di investimenti rilevanti in servizi avanzati in digitalizzazione, advanced analytics, intelligenza artificiale, tutto quello che servirà a gestire delle reti sempre più digitali e sempre più efficienti e ridurre i costi. Stiamo lavorando molto con progetti di manutenzione predittiva e vogliamo essere assolutamente all'avanguardia nella gestione delle reti di distribuzione, in particolare in aree metropolitane.

Oggi A2A Smart City è probabilmente la più grande società italiana per EBITDA nelle smart city. Abbiamo un importante progetto di crescita per arrivare a circa 70 milioni di EBITDA al 2030, con 300 milioni di investimenti. I settori su cui stiamo lavorando sono prevalentemente quelli delle smart utilities, smart city e smart mobility, ma anche smart land, su cui, con diversi partner, stiamo facendo iniziative interessanti.

Finita questa carrellata, vi do ancora qualche elemento sulle leve abilitanti per lasciare poi la parola ad Andrea Crenna sulla parte degli economics.

Quali sono le leve abilitanti? Vogliamo e dobbiamo diventare una data driven company. Per diventare una data driven company, quindi un'azienda in cui ogni manager assume decisioni sulla base di dati, dobbiamo investire sia in nuove tecnologie, in innovazione tecnologica, che in digitalizzazione. Nel piano ci sono 2,8 miliardi di investimenti in questi due settori, più o meno equilibrati.

Nella parte tecnologica ovviamente c'è anche hardware, si va dalle tecnologie di generazione di accumuli – batterie a idrogeno – fino all'open innovation, al lavoro con le startup. Come probabilmente sapete, A2A ha attivato un'attività di corporate venture capital un paio di anni fa, che sta portando un rapporto molto stretto con le startup e con l'innovazione.

Sul lato della digitalizzazione ci sono tre elementi importanti. Uno è incrementare le performance della disponibilità dei nostri impianti. Questo si realizza investendo nella capacità di fare digital twin dei nostri impianti, che poi a quel punto consentono di aumentare l'efficienza e l'automazione delle operations. È un lavoro importante, assolutamente essenziale, che stiamo facendo.

Il secondo elemento importante è la customer experience multicanale. I nostri

clienti sono sempre più digitali, il lancio di NeN ha dimostrato che va a coprire una nicchia importante. Pensate che solo il 5% dei clienti di NeN arrivano da A2A: vuol dire che siamo su un terreno completamente diverso, un target completamente diverso. Per fare questo, bisogna investire molto nella experience multichannel.

L'ultimo elemento, ma non meno importante, sono i nostri lavoratori, che dopo ormai un anno da che lavorano in remote working, sperimentando anche piattaforme di smart working, chiedono sempre più strumenti evoluti per poter efficientare il loro lavoro, in uno scenario che certamente si porterà dietro l'esperienza di questi mesi in maniera importante.

Saving molto significativi arrivano da queste attività, prevalentemente dal digital transformation plan e da un lavoro importante già avviato nello scorso piano industriale con il progetto Mistral sull'eccellenza della supply chain. Ci aspettiamo che 200 milioni di EBITDA al 2030, circa l'8%, arrivino da saving e da iniziative di eccellenza operativa.

Non ultime, quelle delle sinergie con le multi-utility territoriali, su cui stiamo lavorando per integrarle sempre più all'interno del gruppo e, quindi, ovviamente estrarre il massimo delle sinergie che erano state previste.

In questa slide abbiamo provato a riassumere un paio di elementi che potete portare a casa solo nella logica del mindset, nel senso che siamo un'azienda che si è data un'importante ambizione, ma un'azienda abituata a lavorare con investitori che ci chiedono di essere prudenti. Per questo, abbiamo lavorato molto per aumentare la resilienza del business, riducendo il livello di rischio. Due esempi per tutti, che credo siano buoni esempi: l'hedging della produzione delle rinnovabili, con il portafoglio clienti.

Vedete che al 2030 avremo una vendita di 29 TeraWatt/h: 16 TeraWatt/h di energia green venduta, 12 TeraWatt/h di energia FER prodotta. Sostanzialmente siamo in grado, con PPAs interni, di hedgiare completamente la nostra produzione FER con la nostra base clienti. Anzi, abbiamo un importante margine.

L'altro esempio è la chiusura del ciclo dei rifiuti. Quando l'anno scorso la Cina ha messo in crisi la gestione della carta da macero, ci sono state pressioni molto importanti sui prezzi di conferimento. L'obiettivo che ci stiamo dando è di raggiungere la chiusura completa del nostro ciclo dei rifiuti, cioè trattare 2,1 milioni di rifiuti raccolti e trattarne nei nostri impianti 2,2, cioè essere in grado sostanzialmente di chiudere completamente il ciclo dei rifiuti nell'ambito dei nostri

impianti.

Lo stesso ragionamento vale per i recuperi termici da calore, cioè, nel momento in cui siamo in grado di alimentare il nostro teleriscaldamento con il calore che producono i nostri impianti, abbiamo ancora una volta un hedging naturale, oppure la capacità di svilupparci nella depurazione, in un settore che richiede la gestione del trattamento dei fanghi con termoutilizzatori, di cui noi abbiamo la disponibilità.

L'altro elemento abilitante è l'elemento organizzativo: un nuovo modello operativo. Qui sottolineo solo due aspetti: uno è la semplificazione, la riduzione del numero delle business unit da cinque a tre. La business unit estero viene naturalmente assorbita all'interno delle altre business unit, in una logica di mercato domestico non più italiano ma europeo, e la business unit generazione e mercato con il rationale di cui parlavo prima si fonde all'interno della nuova business unit energia.

Per consentire l'accelerazione di crescita importante che abbiamo previsto all'interno di questo piano, la decentralizzazione e la responsabilizzazione di questi tre attori è fondamentale. In particolare, quello che faremo sarà consentire alle business unit di avere in mano le leve in particolare del business development, che sono necessariamente da spostare nelle loro mani se vogliamo che gli investimenti e la crescita seguano il ritmo che ci siamo dati.

Un'azienda, quindi, più semplificata, con una corporate più leggera e una forte responsabilizzazione dello sviluppo in mano alle business unit.

Ovviamente il tema delle risorse umane e del capitale umano è tutt'altro che secondario. Oggi qui abbiamo preso solo alcuni elementi, ma il lavoro che si sta facendo a fianco del piano industriale, con il piano delle risorse umane, è importante perché, per abilitare un piano di crescita di questo genere, occorre lavorare sul capitale umano in maniera determinata.

I manager donne oggi sono il 21%, che per il nostro settore non è certamente tragico, ma è migliorabile. L'obiettivo è portarlo al 30%, al 40% nell'ambito dei consigli di amministrazione.

Abbiamo un progetto per formalizzare gli obiettivi a tutti i dipendenti. Oggi solo la popolazione dei manager, dei quadri, dei responsabili, ha obiettivi formalmente assegnati. Vogliamo portare gli obiettivi formalmente assegnati, in collaborazione con le organizzazioni sindacali, a tutti i lavoratori.

Ovviamente ridurre l'indice infortunistico è un'attenzione molto forte che l'azienda ha sempre avuto negli ultimi anni, anche lavorando sulle promozioni di salute. Credo che questo COVID ci abbia insegnato che le aziende possono fare molto, in termini di prevenzione, affiancandosi alla gestione della salute pubblica.

Tema dei disabili: oggi siamo allineati ai numeri previsti dalla legge, ne abbiamo circa 300 e vogliamo che siano tutti inclusi in progetti di valorizzazione.

Abbiamo parlato dei 6.000 assunti diretti in arco piano, quei 300.000 sono anni/uomo di occupazione indiretta, divisi per 10 possiamo dire 30.000 FTE equivalenti annue, che sostanzialmente sono l'occupazione indiretta che i nostri investimenti abilitano.

A questo punto posso tirare il fiato e do la parola ad Andrea, che vi racconterà i dati economici e finanziari. Prego, Andrea.

Seconda parte: CFO

Andrea Crenna:

Grazie, Renato. Buongiorno a tutti. Prima di entrare nei dettagli di quali sono le assunzioni principali sulla crescita nell'arco piano delle varie BU, credo sia utile fare due o tre considerazioni più generali sugli obiettivi di lungo termine.

La prima in realtà è di brevissimo termine ed è relativa alla base di partenza su cui poi ci confrontiamo nell'analisi dei numeri, ovvero il 2020. Vedete che abbiamo inserito una previsione a circa 1,180 miliardi, che è migliore della guidance che avevamo dato nell'ultima trimestrale, soprattutto in funzione di un quarto quarter che, ovviamente, è stato decisamente migliore di quanto ci aspettavamo. Cometteremo poi naturalmente il full year 2020 quando presenteremo i risultati.

Il secondo aspetto è chiaramente la crescita molto importante. È previsto più di un raddoppio dell'EBITDA, 1,3-1,4 miliardi di crescita, il che implica un CAGR dell'8%, decisamente superiore a quello che avevamo nel piano precedente.

Credo sia utile sottolineare che già nei primi due anni la crescita attesa è del 7% e nei primi cinque dell'11%. Naturalmente vedremo come e perché. Certamente non è un piano la cui crescita sia tutta back ended, come si suol dire.

Se guardiamo la ripartizione per BU, la BU Energia è sostanzialmente stabile in termini di peso sul totale dell'EBITDA, e c'è una permutazione delle BU reti a favore della BU ambiente, nonostante gli investimenti siano sbilanciati verso le reti per un ovvio motivo, che è la remunerazione diversa tra i due investimenti.

Questo mi consente di sottolineare che abbiamo fatto due ipotesi. Nel caso delle reti la costanza di regolazione, quindi non ci attendiamo una regolazione nella struttura e nei rendimenti, a fini della previsione di piano, diversa da quella attuale, e che ovviamente gli investimenti nell'ambiente attendono un tasso di rendimento maggiore di quello delle reti.

Usavamo già nel passato tassi di rendimento atteso per gli investimenti differenziati per business unit e, tipicamente, prevediamo, negli investimenti che mettiamo a piano, rendimenti superiori al nostro WACC, che complessivamente non è molto diverso da quello che usate voi analisti nella stima del valore di A2A, utilizzando il DCF.

Se guardiamo la crescita dell'EBITDA dal punto di vista ESG, direi due cose. Innanzitutto che la base di partenza 2020 è già buona, è già al 60% sulla

introducenda tassonomia dell'Unione Europea e all'80% sui Sustainable development goals delle Nazioni Unite.

Ovviamente gli investimenti sono sbilanciati nel mondo ESG: 70% in nuova tassonomia e 90%, il che consentirà una crescita di 10 punti percentuali del mix dell'EBITDA. La differenza fra tassonomia europea e SDG è riconducibile quasi interamente agli investimenti e al margine degli impianti di termovalorizzazione.

Nella pagina successiva riproponiamo la classica ripartizione tra attività, investimenti e margine regolato e non regolato, focalizzandoci su una definizione di contrattualizzato che crediamo aiuti a spiegare meglio la natura delle attività che già fa A2A e che, soprattutto, farà con il nuovo business plan. Ovviamente la parte regolata è, strettamente parlando, quanto deriva da regolazione o, nel caso di A2A, dal capacity market, quindi attività e margine non soggetti a rischio volume o a rischio prezzo. La parte a mercato naturalmente è merchant puro, la parte contrattualizzata nel nostro caso è molto importante, perché è relativa a tutte quelle attività che, pur non essendo regolate in senso stretto, sono o contrattualizzate a lungo termine, tipicamente con le amministrazioni pubbliche – pensiamo ad esempio alla raccolta, oppure all'illuminazione pubblica – o soggette a bassa volatilità, come il teleriscaldamento – che è una concessione a lunghissimo termine, dove la volatilità dei risultati è tipicamente attribuibile alla termicità – e, infine, abbiamo incluso in questo cluster anche il futuro sviluppo delle rinnovabili in grid parity, assistite o da PPA, secondo le previsioni che abbiamo fatto, oppure, come ha ben spiegato l'Amministratore Delegato precedentemente, da un hedging naturale costituito dalla base del portafoglio clienti.

Ricordo che abbiamo una previsione di vendita di 16 TeraWatt/h al B2B al 2030, quindi è assolutamente ipotizzabile che parte di questo portafoglio possa essere coperto tramite PPAs.

Entriamo ora più dettagliatamente, seppure brevemente, nei drivers sottostanti all'ipotesi di sviluppo nelle BU. Ovviamente a partire da quest'anno abbiamo una BU Energia che è la sintesi e l'unione delle precedenti BU Generazione e Mercato. Da qui in avanti daremo il margine integrato fra le due BU, che è quello della BU Energia, certamente sul full year 2020 e all'inizio del 2021 continueremo a fornire i dati dettagliati per consentirvi di riconciliare.

La crescita della BU Energia è sostanzialmente riconducibile a tre macro-elementi, maggiormente rilevanti nei tre periodi. Dal 2020 al 2022 è un tema di

Capacity Market. Le aste, come ben sapete, sono già state celebrate. A2A è risultata aggiudicataria di 4,4 GigaWatt di potenza. Il contributo, in termini di EBITDA, di questa capacità già aggiudicata, è circa 145 milioni nel 2022 e nel 2023, il che rappresenta una variazione di circa 100-125 milioni rispetto a quanto oggi già A2A ottiene dal Capacity Payment.

In questi due anni abbiamo fatto un'ipotesi di riduzione del margine dell' MSD di una cinquantina di milioni. Ben sapete che negli ultimi anni, incluso il 2020, l'MSD è stato un importante contribuente alla redditività della BU generazione. Ovviamente con l'introduzione del Capacity Market ci attendiamo una parziale cannibalizzazione e i 50 milioni sono la stima di questo effetto.

Abbiamo le ipotesi di scenario che vedete negli allegati. Sul 2021 abbiamo, naturalmente, assunto le curve Forward, che sono assolutamente allineate ai livelli correnti, e anche sul 2022, almeno in questi giorni, le curve Forward dicono che le nostre assunzioni sono abbastanza collimanti con le ipotesi che abbiamo fatto.

Naturalmente c'è uno sviluppo successivo, per gli anni successivi, delle ipotesi di scenario molto dipendenti dalle assunzioni che vengono fatte, come anche questa volta ben sapete, sull'andamento del gas e della CO2.

Nella prima parte del piano, dal 2020 al 2022, il contributo delle nuove energie rinnovabili è, invece, abbastanza modesto. Prevediamo un incremento di 120 MegaWatt di potenza installata.

Nella parte successiva, dal 2022 al 2026, la crescita è più sostenuta. Tra i driver principali avremo le ipotesi sul superamento della maggior tutela elettrica. Le aste dovrebbero essere celebrate nel 2022, in particolar modo l'inizio del superamento della maggior tutela è previsto da luglio del 2022, tuttavia nel 2022 ci saranno solo sei mesi di impatto, mentre nel 2023 avremmo i 12 mesi. È un'ipotesi importante, contiamo molto sul superamento della maggior tutela e abbiamo fatto una previsione di acquisire circa il 15%, quindi non tantissimo, della massa di clienti che riteniamo verrà messa ad asta.

Nel 2024, 2025 e 2026 abbiamo fatto ipotesi di continuità del meccanismo del Capacity Market, tuttavia a condizioni peggiori rispetto a quelle delle aste già assegnate: circa il 7% per anno, quindi una riduzione nella marginalità, partendo dal 2023, ad aste assegnate, di circa il 7% in meno anno dopo anno. Come ricordava l'Amministratore prima, abbiamo invece ipotizzato che un nuovo impianto a gas ad alta efficienza, per il quale stiamo oggi lavorando al fine di ottenere le autorizzazioni,

sarà autorizzato e approvato. Devo dire che stiamo lavorando per ottenere più di una autorizzazione, quindi su più di un impianto, ma le ipotesi nel piano sono di avere un impianto che entri in funzione in questo periodo.

In questa parte del piano le REN incominciano ad avere un contributo importante, 1,5 GigaWatt di potenza installata per circa 120 milioni è il contributo atteso da questa linea di sviluppo sulla varianza di EBITDA del periodo. Nella parte terminale del piano, invece, sarà più importante il contributo delle rinnovabili, con circa 2 GigaWatt di potenza installata, mentre la parte di crescita dei clienti è prevista essere più contenuta, in circa il 3% all'anno.

Le ipotesi sottostanti la crescita della BU Ambiente sono sostanzialmente quelle di una crescita di volumi di trattamento, quindi di rifiuti trattati, e passano da 5 a 9,5 milioni. Sono circa 4,4-4,5 milioni di incremento di rifiuti trattati, ovvero una crescita del 6% all'anno. Dei 4,5 milioni di incremento, il 60% avviene attraverso recupero energetico, quindi sviluppo di impianti WtE; il 23% da sviluppo impianti di trattamento FORSU; e la parte residuale dal trattamento di altri materiali.

È la BU dove maggiore è il contributo che ci attendiamo dalla crescita esterna e, in particolar modo, da una crescita esterna di impianti di recupero energetico all'estero: rappresenta circa il 20% dell'EBITDA terminale.

La crescita delle quantità trattate non è solo esterna ma è anche crescita organica. Abbiamo discusso già in passato molte volte sul fatto che la crescita organica è chiaramente anche funzione del regime autorizzativo, quindi della velocità e della possibilità di ottenere le autorizzazioni. Troverete nei backup una pagina in cui diamo evidenza di quante sono le autorizzazioni, quanta capacità autorizzata è già stata trattata, per quanta dobbiamo ancora ottenere l'autorizzazione e anche quanta sarà la quota imputabile al M&A.

La crescita dei primi anni ancora una volta è in linea con gli ultimi due o tre anni di A2A, un CAGR del 5-6%. È molto visibile perché deriva dal consolidamento delle acquisizioni che abbiamo svolto nel 2020, dagli impianti di trattamento di biomasse per circa una ventina di milioni, e per 6 milioni dallo sviluppo di impianti di trattamento FORSU che sono già stati autorizzati. La crescita dal 2020 al 2022 è molto visibile.

Nella parte successiva, 2022-2026, dove invece il CAGR è superiore, è del 10%, entreranno in funzione i WtE di Corteolona e Parona. Sapete che sono già stati autorizzati, quindi siamo nella fase realizzativa, così come entrerà in funzione

l'impianto di depurazione fumi di Brescia, a cui ha accennato Renato precedentemente, anche questo naturalmente autorizzato e in fase di costruzione. È previsto i tre siano contributori di circa 60 milioni di maggiore EBITDA, che è più o meno 1/3 del totale; un altro terzo vedrà il contributo della prima operazione sui WtE all'estero – è previsto in questo periodo l'accordo che stiamo tentando di realizzare con un partner per gestire gli impianti all'estero, in Europa; e 1/3 dagli sviluppi organici e di crescita esterna sul trattamento della FORSU.

Nella parte più lunga del piano, quella conclusiva, infine, la crescita è di poco superiore al 10%. È anche in questo caso una crescita molto connessa allo sviluppo di impianti di recupero energetico. C'è ancora una volta un'ipotesi di un secondo investimento all'estero, ma abbiamo anche fatto l'ipotesi di ottenere la possibilità di fare impianti in Italia. L'ipotesi è che gli impianti in Italia siano regolati secondo le indicazioni che stiamo ricevendo dalle interlocuzioni con ARERA. Ovviamente sono impianti nel centro-sud Italia, dove c'è carenza di impiantistica in generale e di termovalorizzazione in particolare.

Lo sviluppo della BU reti è più semplice. Sostanzialmente deriva dallo sviluppo delle reti elettriche in primis, dallo sviluppo delle reti idriche e, come terzo contributore, dallo sviluppo, questa volta non regolato, del teleriscaldamento. La parte di rete gas, invece, avendo investimenti che consentono di mantenere la RAB stabile, è molto meno importante.

Anche qui, nella prima parte del piano una buona parte della crescita è molto visibile. Al di là di quanto dipende dagli investimenti sulla rete elettrica, una ventina di milioni sono nient'altro che il consolidamento integrale di AEB, che è soprattutto un EBITDA che deriva da reti gas, quindi non lo consideravamo su 12 mesi nel 2020, ma lo faremo partire dal 2021.

Nel periodo 2022-2026 abbiamo 2,5 miliardi di capex attese, un CAGR del 6,5%, per il 50% è sviluppo della RAB e per l'altro 50%, invece, è sviluppo commerciale della rete di teleriscaldamento e sviluppo commerciale delle iniziative legate alle smart cities. Nell'ultima parte del piano, 2,2 miliardi di investimento, con un CAGR del 6%, sostanzialmente sempre con gli stessi driver.

Dal punto di vista finanziario avremo la prima parte del piano, i primi cinque-sei anni, che chiamano il 60% del totale degli investimenti, con una crescente richiesta di finanziamenti. Il totale dei finanziamenti in arco piano previsto è di 10,5 miliardi. Questo ammontare include, oltre alla necessità di nuovo debito, anche tutti

i rifinanziamenti – o prestiti bancari o bond – che scadranno durante il periodo.

Avremo un costo del debito medio inferiore a quello finale del 2020, finiremo il 2020 intorno al 2,2-2,3%. Chiaramente abbiamo fatto le ipotesi assumendo i punti delle curve Forward del mid-swap e del credit spread attuali e avremo gli effetti che derivano da uno scenario di tassi oggi particolarmente favorevole.

Prevedendo il 90% degli investimenti SDG e il 70% in tassonomia europea, la maggioranza, se non la quasi totalità di tutta la nuova finanza, ovviamente sarà sostenibile.

Molto importante è stata l'attenzione alla solidità patrimoniale. Oggi abbiamo un rating, dalle due agenzie, per noi soddisfacente. Abbiamo l'obiettivo di mantenerlo, è un rating che ha 2 notch sopra il sub-investment grade. Abbiamo pianificato al fine di mantenere questo rating, consci della necessità di avere rapporti di copertura del debito solidi.

Nella slide 41 vedete la proiezione dell'FFO. Renato ha ricordato prima che, per quanto crescente rispetto al 2,9x o 3x con cui pensiamo di chiudere l'anno, avremo una prima parte del piano di indebitamento crescente ma mai superiore a 3,5x. Nel peggior periodo, nel picco dell'indebitamento, il rapporto di copertura rimarrà inferiore a quanto A2A aveva solamente qualche anno fa.

Finzieremo tutto questo debito anche attraverso operazioni di asset rotation, per una quota non importante.

A questo punto lascerei la parola a Renato per le conclusioni.

Closing remarks: CEO

Renato Mazzoncini:

Grazie, Andrea.

Closing remarks. Qui vedete riassunti alcuni anni del piano, il 2021, 2022, 2026 e 2030. Abbiamo ritenuto di darvi questi numeri fino al 2022 perché sono anni in cui, nel nostro attuale mandato, nel mio attuale mandato, gli investimenti partono in maniera importante. Tra il 2021 e il 2022 abbiamo 3 miliardi di euro di investimenti che abiliteranno poi la grossa crescita dell'EBITDA negli anni successivi. Vedete quindi che già nel 2022 ci aspettiamo una forchetta di poco inferiore a 1,4 billion di EBITDA, cresce a 2 miliardi nel 2026, per arrivare a 2,5 miliardi nel 2030.

L'utile netto del gruppo cresce con un ritmo importante, 8% plus di CAGR all'anno. Qui vedete un'ipotesi che abbiamo fatto sul dividendo, in cui ci sentiamo di garantire oggi certamente un 3% plus di CAGR all'anno, quindi 8,2 centesimi già dal 2021, in costante crescita. Ovviamente saranno poi le assemblee a definirle, come da norma. Nonostante gli investimenti evidentemente imponenti, l'azienda continuerà a garantire un implied dividend yield di oltre il 6%, che certamente oggi è il più alto all'interno del settore.

Ultima slide per chiudere: un'azienda che si racconterà, da qui in avanti, solo su questi due pilastri, economia circolare e transizione energetica. Nell'economia circolare: ambiente, acqua e teleriscaldamento; tutto il resto del nostro mondo aziendale è transizione energetica.

Gli obiettivi sono molto chiari: essere leader in Europa nell'economia circolare, in particolare nell'ambiente e, con gli investimenti nelle rinnovabili, consolidare in maniera definitiva la nostra posizione da second player nazionale nell'ambito dell'energia.

Per fare questo, una forte accelerazione degli investimenti, che verranno triplicati rispetto al 2019 e che saranno quasi integralmente in linea con gli SDGs delle Nazioni Unite.

Per rendere possibile questi importanti investimenti, una enorme semplificazione, che sottolineo, togliamo i colli di bottiglia. Se andate a vedere gli investimenti per singolo attore, dove gli attori sono tre (reti, ambiente ed energia) vedrete che sono tutti obiettivi di investimenti fattibili, nel momento in cui l'azienda

si organizza, con il capitale umano necessario. Abbiamo la finanza a favore, lo diceva prima Andrea, tassi di interesse molto bassi, i più bassi di sempre, con un orizzonte lungo e un mondo che sta andando nella direzione dell'economia circolare e della transizione energetica e fa sì che questo sia il nostro momento. Questo è il momento in cui dobbiamo scattare, in cui possiamo prendere A2A e andare a posizionarla in un altro campionato. È quello che faremo.

La crescita dell'EBITDA dell'8% plus all'anno non è, come diceva Andrea, un piano back end, ci mettiamo la faccia subito. Nei prossimi due anni la crescita è del 7,5%, mantenendo un profilo patrimoniale strong investment grade, che è quello tipico di un'azienda con il nostro azionariato, per il quale stiamo lavorando.

Con questo chiuderei e passerei alle domande.

Quarta parte: Sessione di Q&A

IR:

Questo è lo spazio per le domande degli analisti finanziari. Chiedo per cortesia all'operatrice Chorus Call di procedere.

Operatrice:

La prima domanda è di Enrico Bartoli, di Stifel. Prego.

Enrico Bartoli:

Buongiorno a tutti. Grazie per la presentazione. Qualche domanda da parte mia.

Innanzitutto mi chiedo, sulla crescita nelle rinnovabili, se ci potete dare la view sul livello di confidence che avete sui target del piano, considerando che è noto che nel mercato italiano comunque ci sono dei ritardi e delle difficoltà, dal punto di vista autorizzativo, e se ci sono discussioni in atto, a livello politico e con l'Authority, per determinare un'accelerazione e una semplificazione di questo trend.

Poi mi chiedo, siccome comunque avete dei target in forte crescita, se potete elaborare un po' sul livello di competenze e di preparazione della società nel gestire una mole di investimenti nelle rinnovabili e poi la loro operatività, quale quella che avete incluso nel piano.

Una seconda domanda riguarda il water. Avete dei target di investimenti e di crescita dell'EBITDA molto significativi, mi chiedo se quei target fossero relativi al perimetro di asset che avete attualmente, se avete incluso anche delle M&A, in quella crescita, e se, eventualmente, ci sarà la possibilità, nell'arco di piano, di integrare il business water con le attività water di Milano, quindi con Metropolitane Milanesi.

Una terza domanda è per il CFO, se ci dà un po' di indicazioni sull'evoluzione del debito, particolarmente nello short term e sull'andamento degli investimenti. Avete anticipato che ci sarà una forte accelerazione degli investimenti, quindi come vediamo evolvere il debito da qui al 2022 e poi al 2026? E un'indicazione sul profilo del capex che vi attendete.

Renato Mazzoncini:

Partirei a rispondere dalle prime due domande.

Sulla crescita delle rinnovabili, ancora una volta siamo evidentemente all'interno di un mainstream molto importante perché l'Italia, come tutta l'Europa, si è data un obiettivo di arrivare al 2030 con il 55% di energia elettrica prodotta da rinnovabili. Noi oggi abbiamo il 9% di share market sulla produzione elettrica del Paese e l'obiettivo è fondamentalmente investire nelle nuove fonti, nel nuovo mix, in modo da mantenere questo posizionamento. Per fare questo, chiaramente c'è il tema del permitting e della lentezza con cui si sta muovendo il nostro Paese, che è evidente a tutti, non solo a noi, ma anche ai decisori politici che hanno già incominciato a ragionarci nel primo Decreto Semplificazioni, a cui ci aspettiamo ne seguano altri, su come risolvere il problema del permitting, il problema delle conferenze di servizi e le tematiche necessarie a semplificare il processo.

Noi ci aspettiamo di riuscire a realizzare questa pipeline sostanzialmente dal punto di vista del permitting, per due ragioni. La prima è che riteniamo che, a livello nazionale, si sia aperto un dibattito importante sulla necessità di accelerare le fonti rinnovabili, dunque la risposta è sì. C'è un aperto dibattito che sta vedendo tutti gli operatori come noi in pressing per dire: "Se dobbiamo realizzare questo obiettivo, dobbiamo quadruplicare la velocità di installazione in Italia". Dall'altro lato, per la decisione di A2A di aprirsi al mercato europeo, che non va trascurato, è un elemento molto importante. Il ragionamento che stiamo facendo è: noi comunque a quella quantità di produzione vogliamo arrivare e lo facciamo nei mercati che ci consentiranno di avere questa opportunità.

Ovviamente saremo molto selettivi e molto prudenti, come siamo sempre negli investimenti, ma sicuramente il fatto di ipotizzare la realizzazione di 1 GigaWatt di installazione anche in altri Paesi europei è uno degli elementi che rendono credibile il piano, a nostro avviso.

Le competenze certamente servono, perché oggi è relativamente facile andare ad acquisire nuove rinnovabili già installate, ma sostanzialmente non vogliamo convertire cassa con EBITDA, con rendimenti che comunque possono essere interessanti, del 4-5%, vogliamo realizzare impianti greenfield che garantiscano almeno il 6-7% di ritorno degli investimenti. Per fare questo, occorrono le classiche competenze di piattaforma, quindi essere in grado, per esempio, di mettere in piedi la richiesta di autorizzazione, individuare le aree in cui sviluppare,

in termini di real estate, e quant'altro.

Per accelerare questo processo abbiamo deciso di investire una cifra, che nel piano viaggia oltre i 300 milioni di euro, per acquisizione di piattaforme di sviluppo di rinnovabili. Come sapete, esistono in Italia e in Europa piattaforme di sviluppo che hanno pipeline già autorizzate, che non hanno magari le risorse per svilupparle e che hanno le competenze ingegneristiche e amministrative necessarie per fare questa forte accelerazione. Il nostro piano, quindi, non prevede che tiriamo su dall'università i ragazzi, li formiamo e fra dieci anni siamo pronti a fare le piattaforme di sviluppo greenfield, ma che partiamo da un'acquisizione di piattaforme in modo da essere pronti, entro il 2022 al massimo, a iniziare a sviluppare la parte greenfield. Questo è sicuramente uno degli elementi centrali delle valutazioni che abbiamo fatto.

Per quanto riguarda il water, il grosso investimento oggi è sui nostri asset. La situazione in Italia, nel water, è molto chiara. Servono circa 30 miliardi di investimenti nel tema del water, in tutti i settori, sia nella parte della distribuzione, sia nella parte della depurazione, e nella parte degli investimenti intraprovinciali e intraregionali. Sostanzialmente manca una rete nazionale dell'acqua, manca una rete di depurazione diffusa e abbiamo il 47% di perdite di rete. Abbiamo quindi una situazione in cui la stima dei totali investimenti all'interno del ciclo idrico è veramente molto importante e ARERA, avendo normato e regolato la remunerazione di tutte le fasi del ciclo, ha creato le condizioni per investire oggi in maniera importante nel ciclo dell'acqua.

Sappiamo tutti che c'è una tematica legata a un tema politico, sugli investimenti di aziende private nel settore dell'acqua, tanto è vero che noi qui abbiamo previsto di investire sulle nostre reti, su cui abbiamo concessioni che vanno oltre il 2030, ma siamo molto determinati – l'abbiamo fatto anche a Cernobbio a settembre – a riaprire il dibattito della necessità che gli investimenti privati si affianchino agli investimenti pubblici, per poter realizzare gli investimenti necessari a far sì che la risorsa idrica non sia un problema, nei prossimi anni, in Italia, ma sia un'opportunità. Pensate nel centro-sud Italia quanto ci sarà bisogno di investimenti. Ripeto che stiamo parlando non solo di distribuzione locale ma anche di grandi adduzioni. Pensate ad una situazione come quella che abbiamo al sud, con una Puglia che ha un terribile bisogno d'acqua, una Campania che ne ha in abbondanza, e mancano le infrastrutture per poter collegare queste regioni; come mancano,

banalmente, fra Milano e la Brianza.

È un tema molto importante, su cui cominciamo a giocare il nostro ruolo sulla parte downstream. Abbiamo cominciato ad aprire un dibattito anche con la Regione Lombardia sulla possibilità che, grazie alla disponibilità di termoutilizzatori che noi abbiamo in regione, possiamo aiutare l'intero comparto del ciclo idrico a chiudere il tema della depurazione e della gestione dei fanghi di depurazione, che stanno diventando più e più un problema, nell'ambito delle nostre competenze e delle nostre attività.

È un business che ad oggi rimane relativamente piccolo, all'interno del nostro gruppo. Vedete che al 2030 abbiamo immaginato un EBITDA di 155 milioni di euro, comparato con i 2,5 miliardi, ma potete star certi che, qualunque opportunità si potrà presentare sul fronte dell'acqua, la coglieremo e spingeremo perché a livello normativo ci sia maggiore spazio per gli operatori privati all'interno di questo settore.

Prego, Andrea.

Andrea Crenna:

Enrico, le capex sono previste mediamente raddoppiare, rispetto a quelle che abbiamo fatto nell'ultimo anno. Quando parlo di capex naturalmente mi sto riferendo solo a quelle organiche, quindi esclusa tutta la parte M&A. Da 700 milioni quest'anno, ci aspettiamo diventino mediamente intorno a 1,4 miliardi. Nel 2021 avremo un po' di meno di questi 1,4 miliardi di miliardi, circa 1,1,-1,2 miliardi, e ci saranno anni, già a partire dal 2022 e in particolar modo nel 2023, in cui invece potrebbero essere un centinaio di milioni sopra.

Esiste poi, ovviamente, la parte di capex, cioè di investimenti che vengono fatti a fronte dell'operazione di M&A, che vanno in aggiunta, se ragioniamo in termini di uscita di flussi di cassa e quindi di evoluzione del debito, a questi 1,4 miliardi medi. Prevediamo circa un po' più di 2 miliardi, 2,250 miliardi, di attività di M&A, sparsa nel decennio. La parte singolarmente più importante è relativa alle ipotesi che abbiamo fatto di acquisizione all'estero degli impianti di trattamento, peraltro ipotizzati in partnership con dei soci. Impianti che comunque sono attesi nella seconda parte del piano, quindi a partire dal 2025.

Come si evolverà quindi la leva? Finiremo il 2020 credo tra il 2,9x e il 3x, ci aspettiamo chiaramente, dati gli investimenti, un incremento, non è previsto che raggiungiamo il punto di picco, che è il 3,5x a cui abbiamo fatto riferimento prima,

nei primi anni di piano. Ci aspettiamo che questo picco sia raggiunto intorno al 2026.

Operatrice:

La prossima domanda è di Javier Suarez, di Mediobanca. Prego.

Javier Suarez:

Buongiorno a tutti e grazie mille per la presentazione. Ho tre domande.

La prima è sulle ipotesi di piano nel business della generazione, perché, guardando la vostra slide n. 46, l'assunzione è un prezzo del PUN abbastanza alto, vedo un baseload PUN del 74,8 nel 2030. La domanda è: non pensate che in uno scenario dove c'è uno sviluppo forte delle renewable energies – non solo da voi, ma da un punto di vista sistemico – questo dovrebbe avvenire insieme a una riduzione importante del prezzo dell'elettricità? Non vedete che forse può succedere il contrario, cioè che il prezzo del PUN scenda e non cresca durante la durata del piano? In quello scenario mi chiedevo se ci poteste dare qualche tipo di sensitivity analysis di ciò che succede sul vostro business plan o financial forecast, cioè se il prezzo dell'elettricità rimane semplicemente dov'è, a 50, anziché andare a 74-75.

La seconda domanda è sul business supply. L'attività cliente sta raddoppiando il numero dei clienti, quando A2A è da un po' di anni che sta cercando di crescere nel business supply. La domanda è se non vi sembra troppo aggressivo raddoppiare in questo periodo di tempo il numero dei clienti e quali sono le leve che utilizzerete, diverse da quelle utilizzate fino adesso, per raggiungere quell'obiettivo.

La terza domanda è da un punto di vista strategico. Durante la presentazione il management non ha parlato del ruolo di A2A come un local utility consolidator, ecc., e ha cambiato passo per diventare uno european player. Nel vostro piano per il 2030 quanto dell'EBITDA o del net income state assumendo, che viene da questa attività overseas, e in che mercati o che Paesi il nuovo management ha in mente di farlo?

Ultimissima domanda: in termini di management remuneration, ci potete dare dei dettagli su che variabile verrà valutata la performance del delivery del management team su questo piano? Grazie mille.

Renato Mazzoncini:

Partiamo dall'ipotesi della generazione del PUN, che nello scenario al 2030 oggi è oltre i 70 euro a MegaWatt/h e indubbiamente è un valore alto. L'abbiamo introdotto non tanto perché su questo abbiamo basato il nostro piano, il nostro business plan, ma come se fosse una sorta di punto di controllo. In realtà, il grosso lavoro che abbiamo fatto per unificare le due business unit è come se fosse stato un lavoro bottom-up durante la costruzione del piano. Nella costruzione del piano ci siamo trovati con la generazione e il mercato, quindi i clienti e la generazione rinnovabile, che crescevano parallelamente, e ci siamo resi conto che ipotesi prudenti ci portavano a immaginare, come avevo detto durante la presentazione, la realizzazione di meccanismi di PPAs interni molto efficaci, ma ovviamente considerando livelli di prezzi anche alla fine del piano significativamente più bassi di quei 74,8 euro a MegaWatt a cui faceva riferimento.

Alla domanda se il livello sarà a 50 euro invece che a 74, la risposta è che in questo caso sarà perfettamente allineato alle previsioni che abbiamo fatto noi. Se invece sarà un po' più alto – fortunatamente per noi e meno fortunatamente per i cittadini e i consumatori – avremo una marginalità superiore a quella del piano. La risposta è che abbiamo tralasciato delle ipotesi decisamente più conservative di quella degli scenari delle curve forward.

Per quanto riguarda invece la crescita del numero dei clienti, ovviamente questa riguarda il fatto che ci sia la fine del libero mercato. La non fine del libero mercato è anche una delle ragioni per cui non sono cresciuti in maniera significativa i principali player negli ultimi anni. Cos'è che abilita quindi questa crescita? Fondamentalmente due cose. La prima è la convinzione che le aste verranno fatte, tanto per cominciare. Siamo convinti che verranno fatte nel 2022, ma siamo sicuri al 100% che verranno fatte nell'arco piano, penso lo immaginate anche voi. Verranno fatte con pacchetti grandi, cioè con pacchetti di clienti, per evitare di mandare clienti in pasto ai 700 player che sono nati in Italia nella vendita dell'energia negli ultimi anni. Verranno fatti a pacchetti che immaginiamo essere intorno ai 300.000 clienti. Le aziende che potranno accedere a questi pacchetti evidentemente non sono molte.

Abbiamo ipotizzato di arrivare a uno share market di circa il 15%, quindi non significativamente diverso da quello che abbiamo oggi e comparato sulla parte che è libero mercato. Questo è abilitato da investimenti molto importanti nella parte di

digitalizzazione. L'esperienza di NeN non è banale: ha dimostrato che nel momento in cui utilizzi canali nuovi e digitali ci può essere una crescita greenfield del numero dei clienti molto importante. NeN è appena partita, è nata da pochissimi mesi e ha già superato i 30.000 clienti. Sono 30.000 clienti nuovi, solo il 5% vengono da A2A e dimostrano che il piano di NeN, che prevedeva già nei primi cinque anni di arrivare a 500.000 clienti, è fattibile. Abbiamo spostato NeN mantenendola all'interno della nuova business unit "Energia" proprio perché quest'esperienza sia a favore di tutto il gruppo e gli importanti investimenti, circa 300 milioni di euro, previsti nella digitalizzazione della parte mercato, quindi della customer base, servono proprio ad attivare le nostre capacità commerciali multichannel per poter arrivare a questo obiettivo. Credo quindi siano obiettivi sicuramente possibili.

Sul tema delle local utility, la strategia degli anni precedenti era basata prevalentemente su questo concetto di aggregazione. Qui abbiamo cambiato totalmente la logica, il che non vuol dire che se si presentano altre multiutility che vogliono unirsi al nostro gruppo chiudiamo loro la porta, ci mancherebbe altro. C'è sicuramente valore in questa sinergia e in questa integrazione, ma non è quello il principale driver di sviluppo se vuoi diventare un player di dimensioni diverse. Noi vogliamo consolidare in Italia la nostra leadership sull'economia circolare e sulla generazione, ma vogliamo cominciare a sviluppare le capability che ci servono per andare in Europa.

Stiamo facendo scouting in un po' di Paesi, sia per quanto riguarda le rinnovabili sia per quanto riguarda i WtE. Fondamentalmente l'obiettivo per quanto riguarda l'ambiente è esportare le nostre capacità sul WtE. Nel piano abbiamo ipotizzato di acquisire gli impianti esistenti, quindi operazione di M&A di impianti esistenti, non di sviluppi greenfield di impianti esistenti all'estero, e abbiamo ipotizzato l'acquisizione di due impianti per un totale di produzione di circa 1-1,2 milioni di tonnellate, quindi delle dimensioni degli impianti che abbiamo qui a Brescia o ad Acerra, con delle minority locali. L'idea quindi è di muoverci con dei partner locali che co-investano in quota di minoranza con noi e rendano fattivo il piano. Vi potrei dire che tra gli indiziati c'è la Spagna ma lì stiamo ancora facendo scouting, quindi lo valuteremo.

Alla fine del piano l'EBITDA all'estero potete calcolarlo abbastanza facilmente perché abbiamo detto che il 25% delle rinnovabili le facciamo all'estero, quindi il 25% di quei 580 milioni di EBITDA sulle rinnovabili che avete visto nella

presentazione. Due impianti di waste to energy di queste dimensioni, con 1 milione di tonnellate, vuol dire anche qui circa un 20% della nostra produzione, quindi altri 120-130 milioni di EBITDA. L'EBITDA complessivo che verrà dall'estero al 2030 sarà di poco superiore al 10% dell'EBITDA.

Soprattutto, però, quello che stiamo facendo è attivare, così mi ricollego all'ultimissima domanda sul management, un trasversale sviluppo delle competenze per lavorare in Europa come mercato domestico. Questo non si può fare con una business unit estero, che rimane una sorta di enclave all'interno dell'azienda, ma si fa facendo sì che tutti i manager dell'azienda e tutte le persone che hanno skill che devono essere messe in campo siano in grado di lavorare in un ambiente internazionale. Devo dire che sono fortemente europeista e penso che per poter costruire un'Europa forte forse questa occasione del New Green Deal sarà un'importante occasione. Le aziende per prime devono trovarsi nella condizione di essere aziende europee. È un'operazione che, come forse sapete, ho già fatto in Ferrovie, che è diventata in poco tempo un player anche in Europa, e credo che anche per A2A ci sia quest'opportunità, perché ha delle competenze, a partire da questa leadership nel mondo dell'economia circolare e dell'ambiente, che può assolutamente essere all'altezza dei nostri colleghi europei.

Sul tema della remunerazione del management, oggi l'azienda, come sapete, non ha un LTI, strumento certamente importante quando si parla di un piano decennale. Abbiamo però attivato con Mauro Ghilardi, capo del HR, un importante piano di HR a supporto dello sviluppo del piano industriale: un piano decennale che prevede una serie di step di sviluppo di competenze, comprese ovviamente quelle necessarie a muoversi all'estero, e compresa la riapertura di una riflessione sulle tematiche di LTI che possono integrare quelle già oggi molto ben organizzate, legate agli MBO, che sono legati a tutto il management, e oggi tutti finalizzati fondamentalmente a due elementi, l'EBITDA e gli investimenti. In questo piano, soprattutto nei primi anni, gli investimenti sono key, nel senso che la possibilità di avere la crescita dell'EBITDA che abbiamo ipotizzato già dal 2022 in avanti passa tramite il fatto di mettere a terra questi investimenti. Gli investimenti quindi sono, ma lo erano già, centrali nei meccanismi di compensation del management e lo saranno ancora di più quando, con il nostro Comitato endoconsiliare Remunerazione e Nomine, riapriremo le tematiche legate agli LTI.

Operatrice:

La prossima domanda è di Stefano Gamberini, di Equita SIM. Prego.

Stefano Gamberini:

Buongiorno a tutti quanti. Anch'io ho alcune domande.

La prima per quanto riguarda la visibilità degli investimenti da qui al 2026: abbiamo 1 miliardo di investimenti nella business unit Energy nel 2021 e nel 2022, e vedo 2,7 nel 2023-26. Mi domandavo che visibilità abbiamo su questi. Vedo che abbiamo circa 2 GigaWatt di nuova capacità rinnovabile al 2026: vi chiedo se ci potete dire almeno qual è il backlog che abbiamo oggi, se ci dite da dove partiamo come backlog; soprattutto, quando segnalate questi investimenti a 300 milioni di euro per acquisire delle piattaforme, se questi hanno già più o meno un nome e cognome e se li possiamo vedere in questo primo periodo, per dare visibilità all'EBITDA del 2026.

La seconda cosa che volevo capire è l'assunzione che avete fatto in termini di gare per le concessioni idroelettriche, quindi cosa succederà secondo voi da questo punto di vista. Possibile EBITDA che si potrebbe perdere in quelle concessioni sulle concessioni già scadute e che assunzioni avete fatto in termini di maggiori investimenti per le gare da questo punto di vista.

Tornando alla sensitivity sul prezzo dell'energia, 10 euro a MegaWatt/h, oppure diteci nella parte gas quale potrebbe essere una sensitivity, che impatto hanno sull'EBITDA e soprattutto sulle vostre scelte di investimento. Se non sbaglio, gran parte di questi investimenti sono legati all'andamento del settore, quindi avendo determinati ritorni che voi segnalate come in gran parte, il 30% degli investimenti, contrattualizzati, ma penso siano legati comunque all'andamento del prezzo dell'energia, vi chiedo se ci potete dire come potrà variare questa scelta di investimento.

L'ultima cosa sempre nella parte waste, da dove arriverà una forte crescita nel 2026, qual è il rischio principale che possiamo vedere. Il mio tema è sempre quello del cambio della regolamentazione che il regolatore dovrebbe introdurre nel 2021: chiedo se siete ragionevolmente certi che questo non porti una modifica anche per gli impianti esistenti ma che quell'applicazione del ritorno alla RAB, quindi

con un ritorno sui nuovi investimenti, sia solo sui nuovi impianti, cioè che non vi sia un rischio anche sugli impianti esistenti. Grazie mille.

Renato Mazzoncini:

Partiamo dalla prima domanda. Gli investimenti 2021-26 per quanto riguarda le rinnovabili sono 1 billion sul fotovoltaico, 800 milioni sull'eolico, 400 milioni di euro sulle piattaforme e, come detto prima, il 12% di M&A. In questo momento abbiamo una serie di dossier aperti, alcune gare che probabilmente sono anche note a voi, su alcuni impianti anche di una certa dimensione, quindi con qualche centinaio di MegaWatt. Come vi dicevo, però, l'obiettivo principale è quello di realizzare sviluppi di tipo organico, greenfield, partendo dalle piattaforme.

Le piattaforme non hanno ancora un nome e cognome, ma lo studio che abbiamo fatto per decidere la strategia è stato abbastanza importante: abbiamo analizzato nel dettaglio le pipeline che potevano arrivare dalla partecipazione di beauty contest o gare per l'acquisizione di impianti esistenti, comprese attività di repowering e quant'altro, nonché la velocità e la redditività che potevamo avere in arco piano, e l'alternativa di acquisizione tramite piattaforme. L'acquisizione tramite piattaforme è stata considerata la strategia giusta: a) perché abbiamo visto che ci sono diverse piattaforme potenzialmente acquisibili ma su cui oggi non posso darvi indicazioni; b) perché effettivamente sono una via di mezzo, infatti se sei in grado di fare greenfield puro partendo senza neanche acquisire le piattaforme, la redditività può essere ancora superiore, ma è una buona via di mezzo per risalire la catena del valore delle rinnovabili. Abbiamo quindi ipotizzato, ripeto, 1 billion di fotovoltaico e 0,8 di eolico partendo dall'acquisizione di queste piattaforme e del M&A. Nei prossimi due anni andremo sicuramente avanti, come stiamo già facendo, a fare acquisizione di M&A partecipando a diversi beauty contest e in qualche situazione anche ad alcuni one to one. Nel frattempo stiamo selezionando le piattaforme con cui aprire dei deal per poter arrivare alla chiusura e all'acquisizione.

Per quanto riguarda il tema delle gare idroelettriche, oggi abbiamo ipotizzato nell'arco del piano una sostanziale continuità dal punto di vista della gestione. Tenete conto che, dei quattro nuclei che abbiamo di idroelettrico, tre scadono nel 2029, quindi alla fine di questo piano. La Valtellina è in questo momento quella in discussione perché Regione Lombardia è più avanti rispetto alle altre su un'eventuale evoluzione, ma siamo confidenti anche dalle interlocuzioni che stiamo

avendo a tutti i livelli, anche amministrativi. Innanzitutto sapete bene che c'è una normativa nel combinato disposto della normativa nazionale e regionale che va tra di loro chiarita, ma in realtà siamo convinti che gli obiettivi che si sta dando Regione Lombardia, l'unica su cui c'è un focus di attenzione, siano due: da un lato l'incremento dei canoni, che abbiamo previsto all'interno del piano. Nella redditività dell'idroelettrico, quindi, abbiamo già scontato l'aumento dei canoni previsto dalle normative già approvate. Dall'altro lato un incremento degli investimenti, che sono in realtà già bloccati anche proprio per l'incertezza normativa che si è creata. Nell'arco del piano abbiamo previsto su questi impianti importanti investimenti con capex di circa 300 milioni di euro, utili proprio ad abilitare la nostra prosecuzione della gestione e non escludo anche in logica di project.

Adesso stiamo ragionando su quale sia la modalità migliore per presentarci, ma i conti traggono una continuità della gestione, con tre bacini su quattro in scadenza al 2029, 300 milioni di capex e incremento dei capex, già nel 2021 rispetto al 2020, di 10 milioni di euro.

Per quanto riguarda invece il tema della regolamentazione del WtE, ho parlato personalmente con il Presidente di ARERA segnalandogli quello che peraltro mi è stato anche confermato come una sua posizione: non c'è interesse per ARERA di regolamentare i mercati laddove funzionano, quindi noi ci aspettiamo, ed è quello che abbiamo previsto all'interno del piano, una regolazione asimmetrica in Italia, che manterrà in particolare in Lombardia l'attuale assetto di mercato dei WtE mentre la regolazione agirà abilitando gli investimenti nel centro e sud Italia. Tant'è vero che, come vi diceva Andrea prima, gli investimenti in WtE, che abbiamo previsto uno al centro e uno al sud, sono nell'ottica di regolazione, che vediamo ovviamente in quei casi con favore. Non abbiamo invece previsto una riduzione dei margini dei nostri WtE poiché, visto che il mercato sta funzionando perfettamente, riteniamo che ARERA non abbia interesse a regolarlo.

Per quanto riguarda invece la sensitivity, passo la parola ad Andrea.

Andrea Crenna:

Stefano, ti rispondo facendo riferimento al 2030 e tenendo presente che evidentemente esiste una correlazione tra PUN e gas, quindi i numeri che sto dando adesso continuano a presupporre la correlazione PUN e gas, non è una sensitivity alla variazione di 1 o 10 euro al MegaWatt/h nel PUN ipotizzando che il gas sia

totalmente scorrelato. Attenzione: in mente, 1 euro di diminuzione del PUN vale circa 23-24 milioni, 1 euro in diminuzione, quindi 10 euro va moltiplicato per 10. Dipende naturalmente dallo sviluppo delle produzioni attese, nonché dal loro mix, quindi tra rinnovabili baseload, il solare, le produzioni idroelettriche e il termoelettrico. Questo numero di 24 milioni circa ipotizza naturalmente zero hedging, quindi sia un hedging che è realisticamente possibile fare da un anno all'altro utilizzando gli strumenti derivati, quindi le coperture offerte dal mercato, ma soprattutto ipotizza zero hedging attraverso natural hedging, quindi lo sviluppo dei PPA o quanto riusciremo a hedgiare vendendo quest'energia prodotta alla nostra base clienti, come abbiamo spiegato prima.

Approfitto, estendendo il perimetro della domanda ma anticipando quanto potrebbe essere una curiosità sul tema delle sensitivities, perché già emersa in passato, sulle ipotesi che abbiamo fatto sulla tenuta dei margini, del retail, in particolar modo sul fatto che abbiamo ipotizzato questa decrescita del 3% year-on-year. Un 1% di variazione dei margini unitari sulla materia prima, sempre al 2030, vale circa 6 milioni di euro, quindi potete flessibilizzare le ipotesi sulla redditività del portafoglio retail tenendo presente che una perdita dell'1% in margine unitario vale circa 6 milioni.

Stefano Gamberini:

Posso solo chiederti su questo un breve follow-up? Se 1 euro vale 23 milioni, se l'avessi fatto nel 2020 o nel 2021 ho idea di avere circa 5 TeraWatt/h fra idrico e WtE, che sono sensibili al prezzo dell'energia, e quindi a me verrebbe un calcolo di circa 5-7 milioni di euro per ogni euro di variazione del prezzo dell'energia, anche con una variazione del prezzo del gas. È corretto? C'è quindi una sensitivity che sale in maniera così importante. A questo punto chiedo se ci puoi dire anche nel 2026 quale sarebbe questa sensitivity.

Andrea Crenna:

Sì, è corretto. Oggi in realtà non è corretto perché oggi siamo hedgiati. È corretto se ipotizzi che fossimo hedgiati zero ma, siccome oggi, intendo nel 2021, siamo hedgiati, questa sensitivity non fa leva sul 100% della produzione ma solo sulla parte non coperta. Approfitto per dire che oggi, sul 2021, siamo coperti circa al 50% delle produzioni attese.

Il ragionamento è corretto, oggi siamo meno esposti in termini di volumi, quindi la sensitivity è circa 5 milioni. Nel 2026 sarà intorno a una decina di milioni.

Operatrice:

La prossima domanda è di Emanuele Oggioni, di Banca Akros. Prego.

Emanuele Oggioni:

Buongiorno a tutti e grazie per l'ottima presentazione. Ho una serie di domande.

La prima riguarda se potete dare maggiori dettagli per quanto riguarda i progetti che possono essere legati ai finanziamenti o anche ai grants del Next Generation EU, oltre a Cassano d'Adda di cui avete già parlato, anche se ci sono altri progetti legati immagino anche alla filiera del green hydrogen, piuttosto che in quali progetti o tempistiche. Se potete aggiungere maggiori dettagli in questo senso.

La seconda domanda riguarda invece la distribuzione di cassa e le gare gas. Mi sembra di capire che avete giustamente escluso anche dal nuovo piano rispetto ai piani precedenti le capex, i focus per le gare gas. Vorrei capire se si tratta in prevalenza di una scelta strategica, nel senso che in caso di futuro anche potenziale sblocco della normativa per far ripartire le gare gas in Italia in ogni caso non sareste interessati, o se invece può comunque rappresentare un'ulteriore capex e un ulteriore upside per voi.

Una terza domanda è più sul breve termine. Nel 2020 abbiamo visto un EBITDA di una quarantina di milioni superiore al consensus, nel 2021 anche superiore ma la crescita year-on-year è apparentemente di una ventina di milioni, nonostante dovrebbe esserci un contributo di oltre 30-35 milioni di euro per il consolidamento di AEB e in più uno scenario dei prezzi dell'elettricità, perlomeno in questa prima parte dell'anno, in fortissimo recupero year-on-year, che quindi vi può permettere di incrementare i margini della generazione elettrica. Vorrei avere qualche dettaglio in più per questo target apparentemente prudente di variazione 2021 sul 2020. Grazie.

Renato Mazzoncini:

Per quanto riguarda la parte dei finanziamenti, abbiamo presentato nell'ambito del Recovery progetti per 3,156 miliardi di euro. È successo che quando

a fine luglio, primi giorni di agosto, è stato chiesto di mettere insieme entro il 15 ottobre progetti da presentare nell'ambito del Recovery, anche coordinati con Utilitalia, abbiamo presentato i progetti che avevamo nella nostra pipeline. Nel momento in cui in tutta Europa è stato chiesto di presentare nel giro di pochissimi mesi progetti per popolare gli enormi investimenti del Recovery, immagino che l'unica soluzione che abbiamo adottato tutti sia stata di tirar fuori dai cassetti i progetti che erano già stati studiati nel dettaglio e che potevano essere presentati.

Dentro questi 3 miliardi c'è il progetto del District heating in Lombardia, vale circa 630 milioni di capex complessivo e include quello di Cassano. Altre cose importanti che abbiamo inserito sono circa 1 miliardo legato agli upgrading dei cicli combinati a gas per la conversione degli impianti a carbone e a olio combustibile, quindi i progetti che abbiamo nella nostra partecipata A2A Energie Future. 1 miliardo nel waste proprio perché i nuovi impianti di WtE potrebbero essere finanziati all'interno del Recovery. Se il Recovery vuole dare un'accelerazione all'economia circolare e vogliamo ridurre i costi di conferimento, quindi alla fine la Tari ai nostri cittadini, l'unica azione è di cofinanziare con dei rent gli impianti di trattamento sia WtE che WtM, in modo da poter garantire dei prezzi di conferimento più bassi, che si ripercuotono back-to-back sui cittadini. Come pure abbiamo presentato progetti più piccoli, 30 milioni di euro per nuovi punti di ricarica per lo sviluppo dell'e-mobility.

Diciamo che i progetti sono stati molti, al momento non è chiaro a noi come a voi in che modo questi soldi verranno distribuiti, ci aspettiamo che ci saranno delle aste, siamo pronti perché abbiamo la confidenza che molti dei soldi che sono previsti per l'Italia sono all'interno dei nostri settori.

Per quanto riguarda le gare gas, si intuisce abbastanza facilmente che il piano non si basa sullo sviluppo della rete gas. La rete gas è però una rete fondamentale per la transizione energetica nei prossimi anni, sia per quanto riguarda la distribuzione in ambito urbano, sia per quanto riguarda i cicli combinati a gas per la produzione termo. Noi immaginiamo degli investimenti nel settore gas fondamentalmente di mantenimento, quindi non abbiamo ipotizzato all'interno di questo piano nessuno sviluppo tramite le gare gas, che potrebbero essere dei potenziali upside. Non escludo che, se ci saranno delle gare che daranno una buona redditività sui territori dove noi operiamo, si decida di partecipare, anche perché riteniamo ci sia un grande valore dalla progettazione sinergica delle reti elettriche e delle reti gas nell'ambito degli stessi territori. Pensiamo a Milano: gestiamo

entrambe le reti ed è chiaro che in termini di transizione energetica bisogna elettrificare i consumi, ma è altrettanto chiaro che è imprescindibile l'uso del gas nei prossimi anni. Infatti, abbiamo appena vinto la gara gas per i prossimi dodici anni con circa mezzo miliardo di euro di investimenti. Investire in maniera intelligente vuol dire che, laddove si potrà spingere maggiormente l'elettrificazione, investiremo meno sul gas, e viceversa. Il fatto di avere un unico player consente di non mandare in (consentitemi il termine) “stupida competizione” due reti che hanno lo stesso obiettivo, quello di garantire l'energia ai nostri cittadini.

Sul 2020 è vero, lo stiamo chiudendo meglio, abbiamo avuto una maggior idraulicità, d'altra parte piove sempre e anche adesso sta piovendo. Tutte le volte che piove noi facciamo festa perché ci si ricaricano gratis le batterie del nostro idroelettrico. Gli ultimi due mesi dell'anno sono stati abbastanza straordinari. Logicamente nel 2021 abbiamo usato come idraulicità la media degli ultimi dieci anni, cioè abbiamo fatto quello che qualunque buon padre di famiglia farebbe in un budget. Vediamo, ora è ricominciato a piovere, vediamo come andrà quest'anno.

È un anno COVID, è inutile che ci nascondiamo che, anche se non si capisce mai in che colore di zona siamo, siamo comunque sicuramente ancora per un po' di mesi in piena pandemia. Abbiamo dimostrato con i numeri nel 2020, penso, di avere una straordinaria resilienza ma in un'ottica di budget in termini quantomeno di EBITDA abbiamo ritenuto corretto essere ancora un po' prudenti.

Detto questo, la grande sfida del 2021 credo sia evidente, sono gli investimenti: 1,250 miliardi di investimenti rispetto ai 700 milioni di quest'anno sono importanti. Tenete conto che quest'anno abbiamo battuto gli investimenti dell'anno scorso, che sono stati gli investimenti record di A2A, avendo due mesi e mezzo di vero lockdown con i nostri fornitori e le fabbriche fermi. Quando andiamo a vedere gli investimenti mensili del secondo semestre siamo confidenti di riuscire a tenere questa curva di crescita e realizzare gli investimenti importanti che abbiamo nel 2021, che peraltro sono quelli che abilitano ad esempio, tornando al gas, gli investimenti coperti dal capacity market delle aste che abbiamo vinto e che si devono dispiegare già dal 2022.

Operatrice:

La prossima domanda è di Antonella Bianchessi, di Citi. Prego.

Antonella Bianchessi:

Buongiorno. Ho una domanda più generale. Avete tantissimi investimenti abbastanza particolari, molto specifici della vostra realtà. Che tipo di assunzione avete fatto sul ritorno sul capitale investito? È più profittevole investire nel waste o ad esempio nel district heating, o nel recupero delle acque reflue? Quali sono i progetti che hanno maggiore investimento?

La seconda domanda è sull'allocazione del capitale. Sul'espansione internazionale nel renewable voi vi aspettate un rendimento del 7-8%: se questo non dovesse materializzarsi, continuereste a procedere verso questi investimenti o come riallochereste il capitale?

Infine, guardavo le assunzioni circa la crescita dell'EBITDA tenendo conto dei development capex: c'è un'assunzione implicita di un rendimento degli investimenti attorno al 10%. È corretto? È in linea con le vostre assunzioni?

Se posso approfittare, potete dare qualche timing su quando parte il progetto per il district heating di Cassano e, sul discorso delle acque reflue, quando vedremo i primi impatti nel conto economico?

Andrea Crenna:

Rispondo alla prima parte io, Antonella, sui rendimenti del capitale atteso. Ovviamente abbiamo ipotesi differenziate in funzione degli investimenti, quelli regolati hanno un ritorno regolatorio, e poi stimiamo i rendimenti attesi, i WACC, applicando la metodologia che applicate anche voi: tanto maggiore è il profilo di rischio come espresso dagli unlevered beta che andiamo a calcolarci prendendo gruppi di società di riferimento, tanto maggiore è il rendimento che ci attendiamo dal capitale. Credo di avere accennato nella parte iniziale della mia presentazione che, se guardiamo il WACC complessivo della società, che risulta a noi per le nostre analisi, non è molto diverso da quello che usate voi analisti nei vostri modelli.

Certo, esiste tutto un continuum che partendo dagli asset regolati cresce in funzione della rischiosità attesa. Quindi esistono linee di sviluppo di investimento previste a piano ma anche di investimenti già fatti in passato, che hanno dei rendimenti attesi nel momento in cui facciamo l'investimento, e, almeno fino ad oggi, effettivi, quindi dopo aver fatto l'investimento migliori del tasso che ci aspettiamo. Alcuni di questi, credo non sia un mistero, sono stati dei buoni investimenti. Tipicamente, negli ultimi anni quantomeno, gli investimenti nel settore ambiente

sono stati investimenti buoni. Buoni perché A2A ha avuto, credo debba esserle dato credito, la visione che investire nell'economia circolare, quando ancora forse non si chiamava così estensivamente economia circolare, era strategicamente interessante perché il Paese viveva in una situazione di deficit di capacità. Noi abbiamo visto, com'è stato riportato tutte le volte nel reporting trimestrale, prezzi di conferimento crescenti, quindi abbiamo avuto un rendimento molto buono. In alcuni casi, non in tutti, anche superiore al 10%.

Cosa stiamo pianificando ora? Come ho detto prima, abbiamo un WACC complessivamente non troppo diverso da quello che utilizzate voi, e abbiamo WACC separati. Nei numeri di piano abbiamo inserito rendimenti superiori al WACC. Non voglio copiare le dichiarazioni che fanno operatori del settore ben più importanti e strutturati di noi, però anche noi nel nostro piccolo abbiamo target e consuntivi che superano il nostro WACC di qualche punto percentuale. Così abbiamo fatto nella pianificazione. Certo, l'IRR che prevediamo nello sviluppo delle rinnovabili, sia solare che eolico, in Italia e all'estero, incentivate e in grid parity, hanno rendimenti, in questo momento previsti a piano, ovviamente superiori al WACC che ci attendiamo e chiaramente inferiori al 10%. Sarebbe irrealistico in questo momento ipotizzare rendimenti del genere, quindi non ce li abbiamo.

Cosa succede se i rendimenti attesi cambiano? Varieremo le nostre ipotesi? Mi verrebbe da rispondere sì per definizione, nel senso che oggi il piano è questo, i rendimenti attesi sono questi, gli investimenti che stiamo facendo consegnano grazie a Dio i rendimenti che ci stiamo attendendo. È abbastanza tautologico dire che, se i rendimenti dovessero cadere sotto il nostro costo del capitale, rivedremo il piano. Non riesco a immaginare un'ipotesi in cui facciamo significativi investimenti sotto il costo del capitale, mi sembra ovvio naturalmente.

Quando parte Cassano? Gli investimenti sono previsti nella seconda metà del piano e abbiamo l'inizio della redditività, quindi della contribuzione alla redditività di piano, nel 2029-30. Vado a memoria, non mi ricordo l'anno, mi ricordo invece esattamente il numero: sono 15 milioni di EBITDA. Cassano è un progetto fondamentale, molto importante come infrastruttura, molto importante per i target, a cui ha accennato Renato, di contribuzione alla riduzione di CO2 e degli Obiettivi di Milano, molto importante per A2A pro futuro, abbastanza piccolo in termini di contribuzione all'EBITDA e quindi alla riuscita del nostro business play nell'arco piano. È evidentemente un progetto che richiede molto tempo per il deployment,

bisogna costruire 35 chilometri di rete e naturalmente fare un revamping della centrale.

Non so se ho risposto a tutte le domande.

Renato Mazzoncini:

Aggiungerei, Andrea, solo il fatto che Cassano è un buon esempio per capire perché facciamo un piano a dieci anni. Nel momento in cui hai progetti di tipo infrastrutturale così a lungo periodo, misurarli in un orizzonte a cinque anni francamente non capisco come si possa fare. Il progetto di Cassano parte subito, vado a memoria quindi potrei sbagliare i numeri: abbiamo 16 milioni di investimento nel 2021, 130-140 all'anno già dal 2022 in avanti. I primi ovviamente sono sulla parte di progettazione ma l'ipotesi è che si parta già dal 2022-23 con gli investimenti. Chiaramente, visto che bisogna tirare un tubo di 35 km che attraversa diversi comuni è un progetto regionale, tant'è vero che c'è il supporto anche della Regione, con una sua complicazione. Lo sviluppo si ipotizza con una prima redditività nel 2026, quindi capex che vengono a terra pesantemente già entro il 2024 ed EBITDA che si genera nel 2026. Come dice giustamente Andrea, stiamo parlando di un EBITDA complessivo, il teleriscaldamento ad oggi, al 2030, è di 190 milioni di euro e di questi Cassano contribuirà nella misura di 20-30 milioni. È molto importante perché è la dimostrazione di come il sector coupling in questo caso funziona. Prima vi parlavo della sinergia fra le reti elettriche e le reti gas: rete elettrica, gas e teleriscaldamento insieme è in grado di far performare in termini di decarbonizzazione di Milano tutta la parte building in maniera estremamente efficiente.

L'ultima cosa che forse non ha detto Andrea è che, se ci fosse una riduzione delle rinnovabili, ritornando anche a qualche domanda di prima, cioè se il nostro Paese non riesce a tenere il ritmo che deve tenere per arrivare al 55% di energie rinnovabili entro il 2030, vuol dire che toccherà andare avanti a produrre energia con gli impianti tradizionali, su cui noi oggi siamo evidentemente molto forti. Ci troviamo quindi con un hedging naturale tra queste due fonti. Ovviamente stiamo spingendo e faremo di tutto per far sì che lo shift avvenga, ma è evidente che ci troviamo anche nella fortunata situazione, rispetto a chi ha come unica pipeline quella delle rinnovabili, di avere un mix energetico che, qualora ci fosse un rallentamento in quegli investimenti, manterrà alto il valore delle altre fonti a partire dall'idroelettrico ma anche molto dal termoelettrico.

Operatrice:

La prossima domanda è di Davide Candela, di Intesa Sanpaolo. Prego.

Davide Candela:

Buongiorno e grazie mille per la presentazione, davvero complimenti. Avrei tre domande.

La prima è un follow-up sul Recovery Fund. Ciò che m'interessa capire è come i progetti verranno remunerati in caso di cofinanziamento, ad esempio facendo riferimento al progetto di Cassano d'Adda; quale può essere il contributo in termini di funding, quindi la potenzialità di accedere a dei fondi a un costo basso; se questo è di conseguenza legato a una riduzione del costo del debito.

Sempre in tema di funding mi piacerebbe capire se avete intenzione di emettere strumenti come green bond o strumenti ibridi durante l'arco piano, legati a quei refinancing needs che avete indicato nelle slide.

La seconda domanda è legata al tema delle rinnovabili. Anche qui, visto il grosso sviluppo di capacità, quello che volevo capire è in ambito M&A a che livello siano i multipli che avete assunto e se nel futuro, assumendo un aumento della competitività, vedete un rischio di pressione al rialzo sui prezzi dell'M&A in quest'ambito.

L'ultima domanda sulla e-mobility. M'interessa capire qual è ad oggi lo stato di readiness della rete in termini di ricarica elettrica, se ci fosse un utilizzo diffuso delle auto elettriche oggi, e se questa possa essere in futuro remunerata a RAB, non solo la parte della rete elettrica locale di distribuzione ma anche quella dell'infrastruttura di ricarica. Grazie.

Renato Mazzoncini:

Rispondo io sulla parte di Cassano e dell'e-mobility, poi lascio la parola ad Andrea sul tema dei green bond e dei multipli.

Il progetto di Cassano funziona in questa maniera. Era già stato studiato nel 2015, il teleriscaldamento è a mercato, dovete avere in mente che è a mercato, con una particolarità che non vi sfugge: che il churn dei clienti del teleriscaldamento è trascurabile, è quasi omeopatico. Quindi nel momento in cui si realizza una rete di teleriscaldamento, questa rete, svuotando gli edifici di impianti tradizionali, crea

effettivamente questo churn molto basso. Deve però essere competitiva contro le altre fonti, quindi se realizziamo un impianto di teleriscaldamento che porta il calore nelle case a un prezzo superiore o significativamente superiore a quello che si può ottenere da una banale caldaia a gas, a questo punto non siamo competitivi e non riusciamo a svilupparlo. Ai tempi, fu studiato il progetto di Cassano, ma la redditività dell'investimento di 500 milioni di euro necessario portava fuori mercato il calore che portavamo a Milano con la rete. Da subito quindi si è individuata la necessità di avere un grant che riducesse la parte di capitale da remunerare, quindi un finanziamento a fondo perduto. Le analisi che abbiamo fatto dicono che qualora ci sia un finanziamento almeno di 200 milioni di euro che arriva dal Recovery a fondo perduto, questo alza la remunerazione del capitale nel piano industriale e rende il teleriscaldamento competitivo. A quel punto parte e si sviluppa. Questo meccanismo abbastanza classico dei progetti che abbiamo previsto nell'ambito del Recovery, cioè qualora ci siano dei grant che assistono i nostri progetti, questo si traduce per il cittadino in una riduzione dei suoi costi, che sia l'ambiente, il calore o altro, e in alcuni casi, come nel caso di Cassano, abilita la possibilità di fare l'investimento.

Per quanto riguarda la parte di e-mobility, siamo interessati sia alla parte CPO (Charge Point Operator) che alla parte di MSP. Attualmente questi due mondi sono collegati tra di loro e personalmente ritengo sia un errore. Noi dobbiamo ragionare nell'ottica in cui l'MSP abbia la sua base clienti e lavori in maniera interoperabile con qualunque CPO, quindi qualunque colonnina, che deve essere interoperabile. Il problema è che ad oggi un modello di remunerazione in Europa sulle colonnine che funzioni non c'è ancora, tant'è vero che il target al 2030 è di 3 milioni di colonnine mentre ad oggi se ne sono sviluppate poco più di 100.000, in Italia 12.000. Il problema quindi è serio ed è un problema di tutta Europa.

La mia personalissima opinione, che ho discusso anche a vari livelli ministeriali con le autorità, è che quantomeno in ambito metropolitano, laddove è evidente che siamo in una stazione di fallimento di mercato, la soluzione è dare una remunerazione agli investimenti del CPO collegandoli a quelli del distributore. La cosa che si sta sottovalutando è che il problema non è la colonnina, che è un investimento piccolo, a piacere, il problema è l'investimento dell'infrastruttura di rete elettrica che abilita la possibilità di avere in quel punto della città 100 o 200 MegaWatt di potenza necessaria ad abilitare quelle colonnine.

Vedo quindi molta sinergia tra DSO e CPO, mentre vedo una necessaria separazione tra CPO e MSP. Tradotto, credo che il modello di business sia ampiamente da studiare e vogliamo contribuire a questo studio. Lo stiamo facendo anche a livello europeo, partecipando ai tavoli che si stanno occupando proprio a livello europeo della new green mobility, sicuramente uno degli elementi importanti. Tenete conto che oggi il 28% delle emissioni di CO2 è legato alla mobility, quindi è chiaro che gli obiettivi del climate change che vogliamo raggiungere non lo saranno mai se non troviamo dei modelli funzionanti sulla mobilità elettrica.

Andrea Crenna:

Sul funding, certamente emetteremo green bond, sustainable bond, abbiamo visto prima che il 90% degli investimenti sono SDG, il 70% saranno in tassonomia europea. A2A ha già emesso un green bond, abbiamo fatto forse la prima linea in Italia legata a due indici e a un rating ESG, quindi è ovviamente un filone che perseguiremo al massimo della potenza possibile.

L'ibrido non è previsto nel piano, tutto il piano è stato ipotizzato con ricorso a un normale debito senior, unsecured. I rapporti di copertura del debito che abbiamo illustrato prima e che abbiamo previsto riteniamo ci consentano di mantenere il rating nei confronti di Standard and Poor's e Moody's, con cui avremo le discussioni di presentazione del piano nei prossimi giorni. Abbiamo pianificato nel rispetto dei limiti che ci hanno dato, quindi siamo fiduciosi. Non escludo la possibilità che si possa ricorrere a un ibrido se dovesse essere utile o aiutarci in qualche modo ad accelerare, quindi in un roll-out più anticipato degli investimenti, perché abbiamo delle opportunità prima di quando le stiamo immaginando, quindi poter avere una curva del debito che si alza più velocemente di come l'abbiamo ipotizzata. L'ibrido potrebbe essere uno strumento. Oggi i costi sono veramente contenuti anche per strumenti di questo genere, il framework legale e fiscale, quindi tutto quello che sta intorno all'emissione degli ibridi, è molto più sicuro di quanto non fosse anni fa. Non è quindi previsto nel piano, ma non escludiamo che si possa fare.

Sul tema dei multipli mi verrebbe da dire che la risposta è un corollario o un altro modo di vedere la risposta che ho appena dato sui rendimenti attesi. Non credo sia il caso in questa sede di fare uno split preciso dei multipli che abbiamo previsto nel caso di acquisto di rinnovabili, piuttosto che dei termovalorizzatori all'estero, piuttosto che altre attività. Certo è che quando si fanno le acquisizioni ci

confrontiamo col mercato. Quindi, se le rinnovabili girano a otto o dieci volte, più o meno i multipli saranno quelli, altrettanto certo è che siamo ben consapevoli che qualunque investimento facciamo deve avere l'adeguato ritorno sul capitale, in funzione del rischio specifico dell'investimento. L'ho detto prima e questo è quello che è stato fatto. Devo dire che in passato siamo stati molto attenti al multiplo e quindi al ritorno, forse fino al punto che qualche occasione l'abbiamo persa, forse qualcuno è stato più generoso di quanto non sia stata A2A in alcune fasi.

Credo di aver risposto alle due domande pendenti.

IR:

Abbiamo esaurito lo spazio per le domande dagli analisti. Vi ringraziamo tantissimo per il tempo e l'attenzione che ci avete dedicato. L'Investor Relations è a disposizione per gli approfondimenti, inoltre risponderemo alle domande che abbiamo ricevuto sulla piattaforma Web.

Da tutti noi un saluto e un arrivederci.