

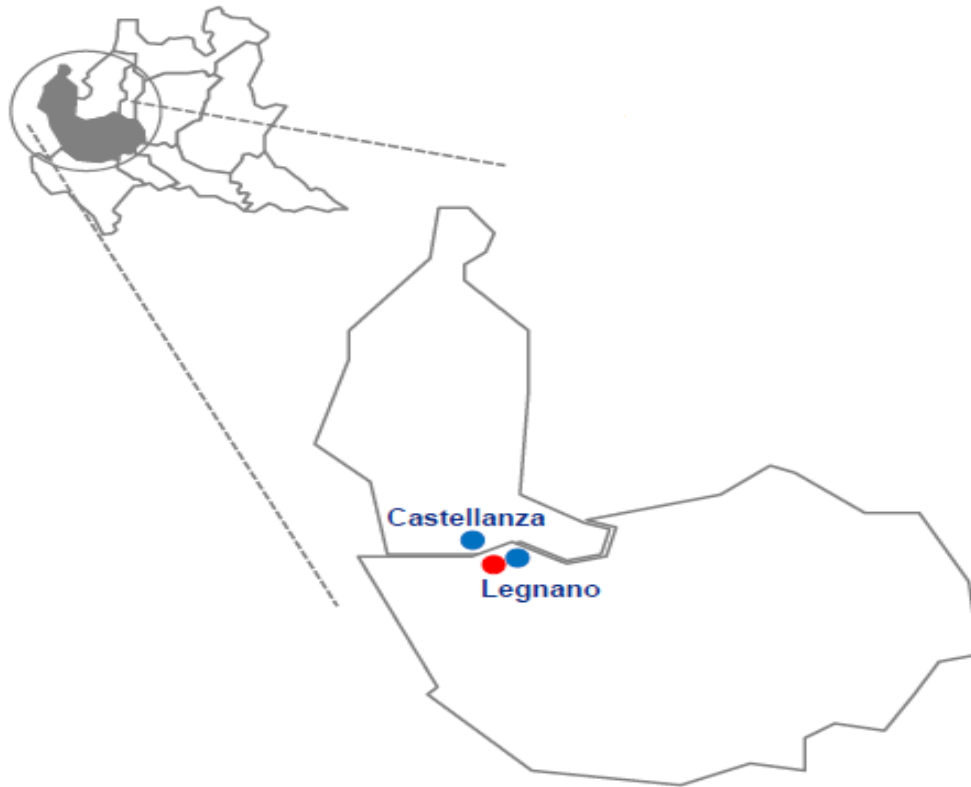


Legnano, 23.11.2022

Teleriscaldamento – progetto di sviluppo e allacciamento a Neutalia (Bando PNRR)

Business Unit Teleriscaldamento in sintesi

Presidio territoriale



Profilo (*dati 2021*)

Ricavi	~ 7,5 M€
Ebitda	break-even
Utenze servite	> 300
Energia elettrica prodotta (GWh)	> 8 GWhe
Energia termica venduta (GWht)	~ 70 GWht
Centrale	n.2 cogeneratori (~ 7 MWe) n.5 caldaie (~ 56 MWt)
Lunghezza rete	~ 29 Km

Funzionamento del teleriscaldamento

Il calore nella centrale di teleriscaldamento di AMGA è prodotto tramite:

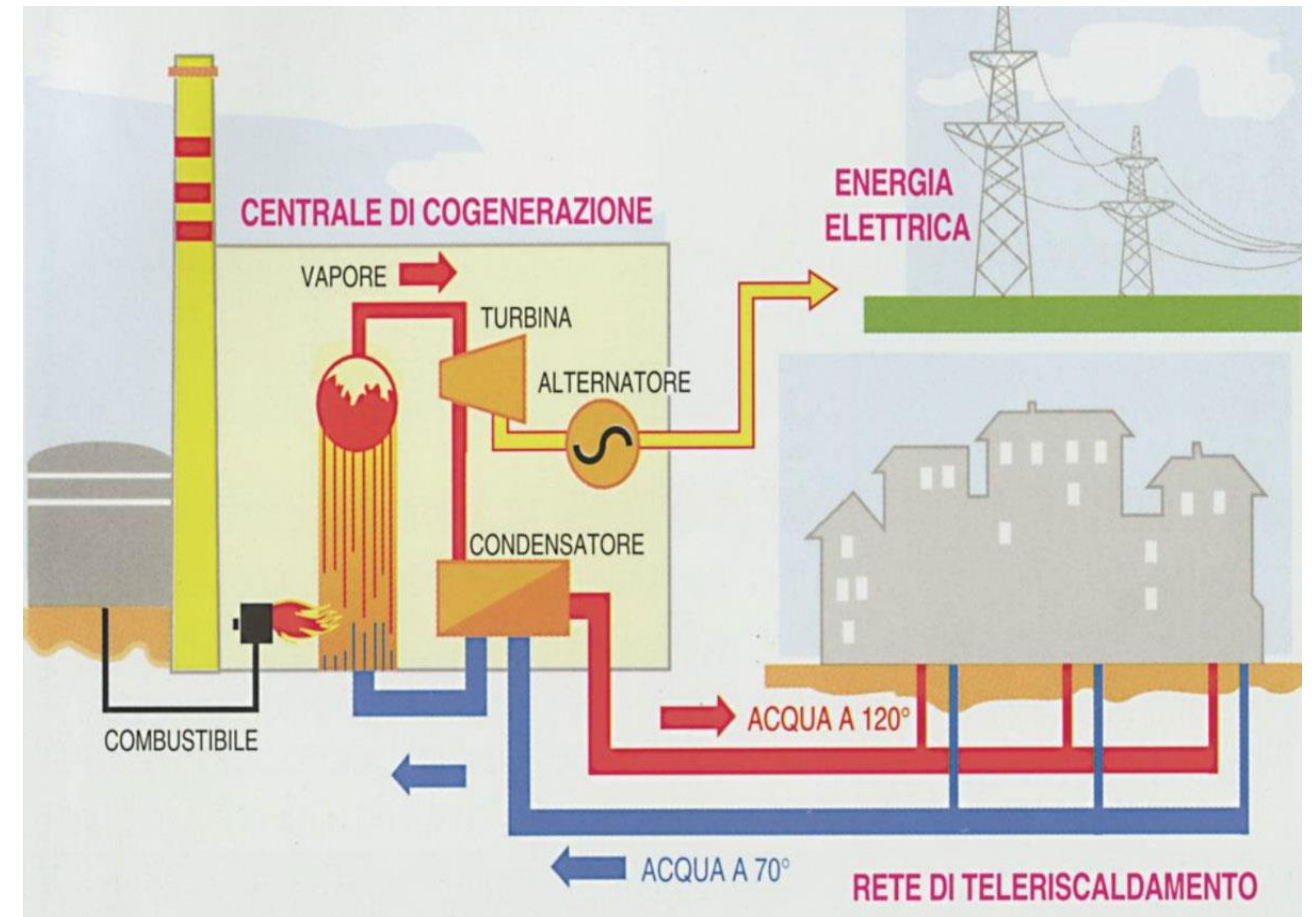
- n.2 impianti di cogenerazione;
- N.5 centrali a caldaia utilizzate sia come integrazione per i picchi di richiesta sia come riserva in caso di guasto.

Lo scambio di calore dalla centrale alle singole strutture abitative è mediato da una rete di tubazioni (condotte sotterranee) in pressione che trasporta acqua calda/surriscaldata verso gli edifici; dopodiché, attraverso sottostazioni (dotate di scambiatori di calore) situate presso i singoli edifici, si realizza lo scambio termico tra l'acqua della rete di teleriscaldamento e l'acqua della rete del cliente (utilizzabile per riscaldare i diversi ambienti e per la produzione di acqua calda sanitaria); infine l'acqua ormai raffreddata ritorna alla centrale termica per essere nuovamente riscaldata.

SISTEMA DI TELERISCALDAMENTO EFFICIENTE: introdotto dalla Direttiva 2012/27/CE. I requisiti quantitativi per classificare un sistema di teleriscaldamento come efficiente (D.lgs 102/2014, art 2) sono:

- a) il 50 per cento di energia derivante da fonti rinnovabili
- b) il 50 per cento di calore di scarto
- c) il 75 per cento di calore cogenerato
- d) il 50 per cento di una combinazione delle precedenti

IL RAGGIUNGIMENTO DELLO STATUS DI TELERISCALDAMENTO EFFICIENTE E' REQUISITO PER LA PARTECIPAZIONE AL BANDO PNRR



Contesto di riferimento (1/2)

L'impianto di teleriscaldamento di Legnano e Castellanza è stato realizzato, nella configurazione attuale, sia per quanto riguarda la centrale che la rete, fra gli anni 2006 e 2013.

Il servizio è affidato in Concessione per i due Comuni:

- ❑ Comune di Castellanza: convenzione del 24 Marzo 2006 - affidamento diretto con durata fino al 31/12/2050;
- ❑ Comune di Legnano: contratto di repertorio 35730 del 07/05/2009 - affidamento diretto con durata fino al 31/12/2050.

Nell'impianto di cogenerazione, ubicato presso la sede AMGA in Via Per Busto, 53 a Legnano, sono installate le seguenti macchine nell'attuale assetto di produzione termica della centrale:

Sigla unità	Unità	Potenza termica introdotta (kW)	Potenza elettrica (kW)	Rendimento (%)
M1	Cogeneratore (C001)	2.665	984	83
M4	Cogeneratore (C701)	13.708	5.953	81
Totale cogeneratori		16.373	6.937	//
Sigla unità	Unità	Potenza termica introdotta (kW)	Potenza elettrica (kW)	Rendimento ¹ (%)
M5	Caldaia (C101)	10.336	//	89
M6	Caldaia (C201)	6.460	//	94
M7	Caldaia (C301)	10.336	//	90
M9	Caldaia (C501)	12.920	//	94
M10	Caldaia (C601)	16.150	//	96
Totale caldaie		56.202	//	//
Totale impianto		72.575	6.937	//

Contesto di riferimento (2/2)

L'estensione complessiva della rete, stacchi compresi, è pari a circa 15 km di doppio tubo (11 km circa per Legnano e 4 km circa per Castellanza).

La rete di teleriscaldamento di Legnano/Castellanza risulta dimensionata idraulicamente sulla base dei seguenti parametri:

- temperatura di mandata: 120 °C;
- pressione di esercizio: 16 bar.

Attualmente la rete è esercita, sulla base dei seguenti parametri: temperatura mandata: 90 °C e temperatura ritorno: 65/70 °C.

La centrale termica, unico polo di produzione calore, è costituita da unità cogenerative affiancate da caldaie di integrazione. Si riportano di seguito i dati di produzione registrati per l'anno di riferimento 2021:

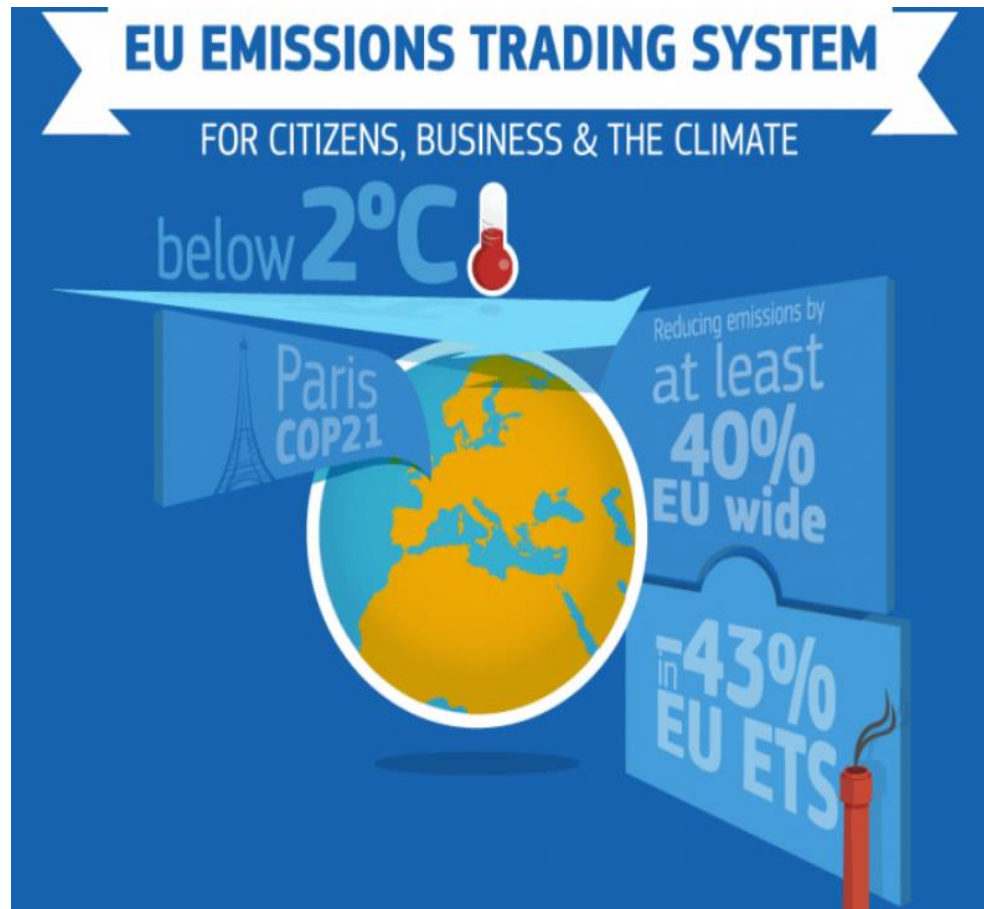
- energia termica ceduta in rete: 69.464 MWht;
- energia elettrica prodotta: 8.296 MWhe.



pre-ottimizzazione

Indice teleriscaldamento efficiente: **12,8%**

Contesto normativo - Emission Trading System (1/2)



L'Emission Trading System (ETS) - attivo in tutti i paesi dell'UE – è un sistema che coinvolge tutte le aziende produttrici di gas climalteranti, come la CO₂, istituito nello sforzo comune di ridurre gli effetti delle attività produttive sui cambiamenti climatici.

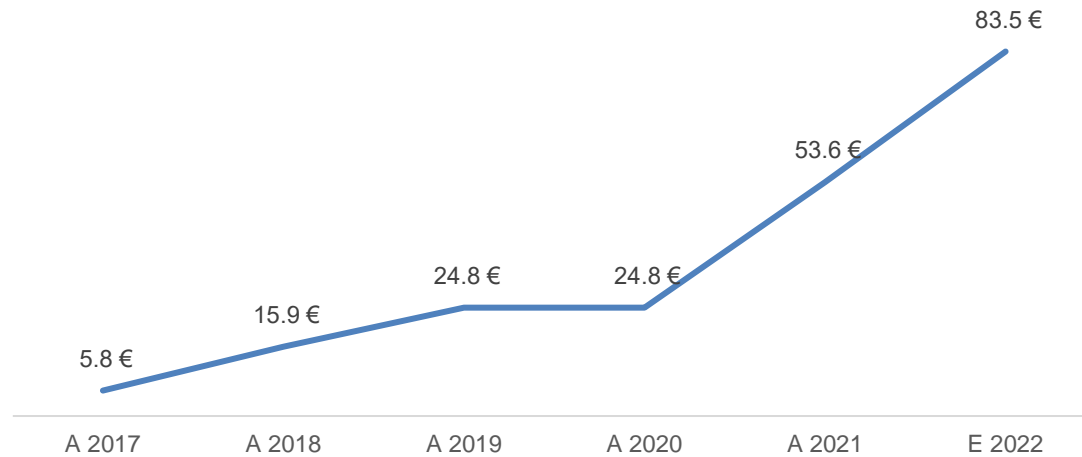
Il Sistema limita le emissioni di gas a effetto serra nell'UE (tra cui la CO₂) prodotte dagli impianti nel settore dell'energia elettrica e nell'industria manifatturiera, nonché dalle compagnie aeree che operano tra i Paesi che lo adottano. E' soggetto agli obblighi dell'ETS anche la centrale di teleriscaldamento di AMGA.

Alle aziende obbligate si applica un tetto alle emissioni, cui corrisponde l'assegnazione di un pari numero di quote di emissione (c.d. certificati neri), che possono essere scambiati sui mercati secondo precisi protocolli comunitari. Le quote rappresentano la valuta centrale del sistema; una quota dà al suo titolare il diritto di emettere una tonnellata di CO₂. Una volta l'anno, tutte le imprese che partecipano all'ETS devono restituire una quota di emissione per ogni tonnellata di CO₂ equivalente emessa. Un numero limitato di quote di emissione viene assegnato a titolo gratuito ad alcune imprese sulla base di regole armonizzate di assegnazione.

AMGA nel triennio 2019-2021 ha emesso mediamente più di 20,5 mila tonnellate di CO₂ in atmosfera nel processo di cogenerazione, a cui è corrisposto l'acquisto di circa 17,5 mila di quote di emissioni al netto di quelle assegnate gratuitamente (c.ca 3 mila).

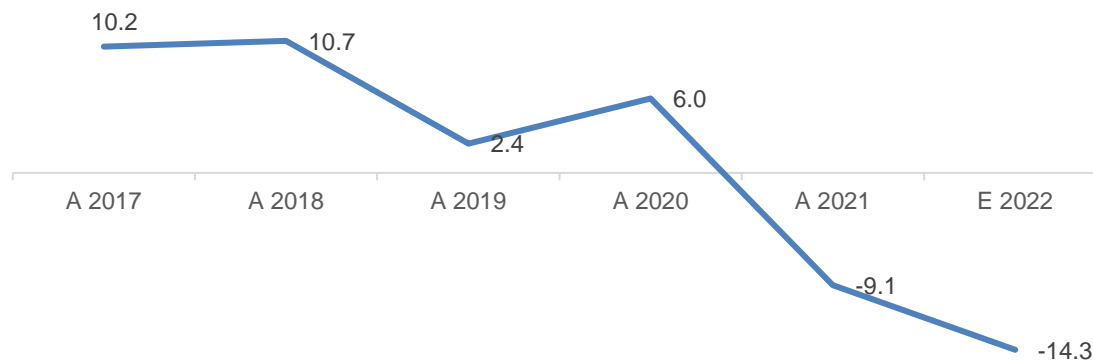
Contesto normativo - Emission Trading System (2/2)

Trend prezzi medi ETF



Dal 2021 i prezzi medi dei certificati neri hanno iniziato una crescita che non si è più arrestati raggiungendo il prezzo record di 98,5 €/certificato a inizio febbraio 2022. Alla base della straordinaria crescita dei prezzi vi è la decisione della UE di ridurre le emissioni di gas serra del 55% in confronto al 1990 in linea con il Green Deal e con la legge per il clima approvata dal Parlamento europeo. Ciò porta ad una progressiva e più marcata riduzione del numero di permessi che ogni anno entrano nel mercato e, a parità di domanda, ad una crescita esponenziale dei prezzi quotati scambiati tra gli operatori. Anche la presenza di fondi di investimenti con finalità speculative, pronti a scommettere ad un rialzo dei prezzi, è cresciuta.

Evoluzione marginalità per 1 MWh ceduto (€)



L'aumento del costo dei certificati neri ha comportato per la BU di AMGA un grave disequilibrio economico-finanziario che sarà ancor più evidente nel 2022, in corrispondenza dei prezzi medi di mercato degli ETF (~ 83,5 €/ETF media 1° sem 2022).

Dal 2021 la gestione operativa della BU non è più in grado di generare la liquidità necessaria per effettuare nuovi investimenti sulla centrale di teleriscaldamento, necessari anche a garantire la prosecuzione del servizio nelle città di Legnano e Castellanza.

Contesto normativo – Defiscalizzazione e TEE

Defiscalizzazione costo gas naturale

Gli impianti di cogenerazione, in quanto sistemi di autoproduzione elettrica, possono avvantaggiarsi di una parziale defiscalizzazione dell'accisa sul combustibile utilizzato.

La circolare dell'agenzia delle dogane, denominata "Risoluzione N.2D" stabilisce che, se l'impianto di cogenerazione è collegato ad una rete di teleriscaldamento e il rapporto tra l'energia elettrica prodotta e l'energia termica immessa nella rete, nonché il rapporto tra la potenza elettrica installata per la cogenerazione e la potenza termica erogata all'utenza, sono superiori al 10%, si applica l'accisa prevista per gli usi industriali sulla quota di gas metano utilizzato per il teleriscaldamento (e non quella per usi civili), con un notevole risparmio sul costo di acquisto del gas naturale. Tali rapporti devono essere verificati con riferimento all'anno solare.

Diritto ai titoli di efficienza energetica (TEE)

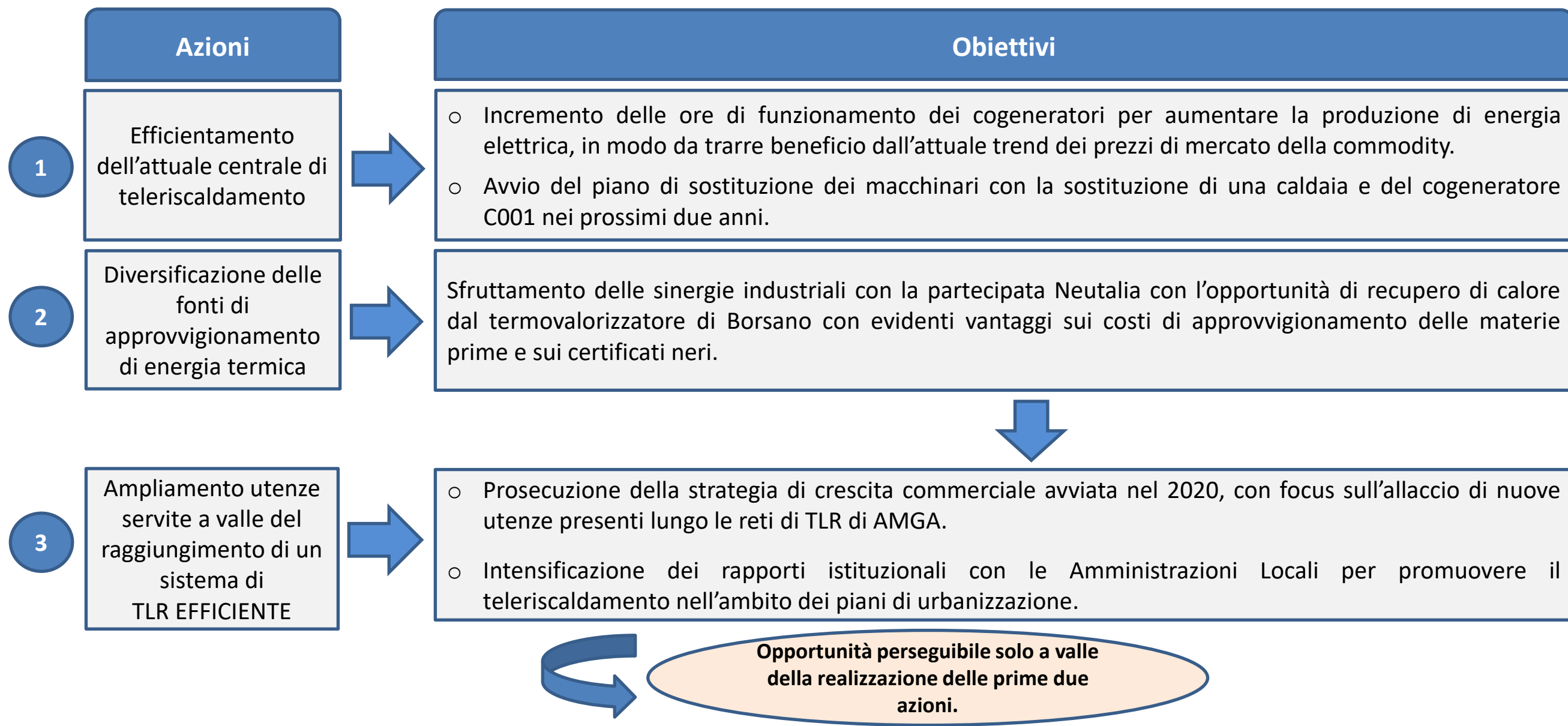
L'art. 4 del DM 5 settembre 2011 impone che le unità di cogenerazione abbiano diritto, per ciascun anno solare in cui soddisfano i requisiti di CAR (Cogenerazione ad alto rendimento), al rilascio dei Certificati Bianchi, in numero commisurato al risparmio di energia primaria realizzato nell'anno in questione, se positivo.

La norma prevede che la decorrenza dell'incentivo sia il 1° gennaio dell'anno solare successivo alla data di entrata in esercizio dell'unità di cogenerazione e la durata del periodo di incentivazione sia di 10 anni.

Nel caso in cui gli interventi oggetto di richiesta (nuove unità, rifacimenti) riguardino unità di cogenerazione abbinate a reti di teleriscaldamento come definite all'art. 2, comma 1, lettera f) del DM 5 settembre 2011 e qualora l'intervento comprenda anche la rete, la durata prevista per l'incentivo sale a 15 anni.

I titoli ottenuti possono essere impiegati da parte dei soggetti obbligati per l'assolvimento della propria quota dell'obbligo, ovvero essere oggetto di scambio e contrattazione tra gli operatori che li detengono e i soggetti obbligati stessi. In alternativa, l'operatore può richiedere il ritiro da parte del GSE dei CB a cui ha diritto a un prezzo costante per tutto il periodo di incentivazione, così come riportato all'art. 9 del DM 5 settembre 2011.

Scenari di continuità e di sviluppo industriale del business





1

Interventi c/o la centrale di teleriscaldamento

Già approvato dal CDA di AMGA su indirizzo del Coordinamento Soci

Efficientamento centrale di teleriscaldamento (1/2)

Ottimizzazioni impianti esistenti

Incremento rendimento e ore di funzionamento cogeneratore C001 tramite intervento sul dispositivo di dissipazione di calore posto sul tetto del motore.

Spostamento autoconsumi a carico dei cogeneratori (mediante collegamento e unificazione dei POD) con risparmio sui costi di acquisto energia elettrica della centrale e della sede legale di Via per Busto Arsizio.

Riduzione autoconsumi di centrale grazie alla riduzione della pressione di mandata delle pompe.

Dati statistici

Aumento rendimento medio termico del C001 da 37% al 42%.

Saving sul costo di acquisto di energia elettrica

Effetti economici

Aumento del MdC annuo ~ 230 K€

Aumento del MdC annuo ~ 130 K€

Aumento del MdC annuo ~ 10 K€

Efficientamento centrale di teleriscaldamento (2/2)

Sostituzione impianti esistenti

Rinnovamento della centrale mediante l'installazione di nuova caldaia ad acqua calda da 5,5 MW termici, da prevedersi in sostituzione della caldaia C201 esistente

Rinnovamento della centrale mediante l'installazione di un nuovo motore cogenerativo da 2,5 MW elettrici, da prevedersi al posto dell'ormai dismesso motore C003 in area esterna alla centrale

Obiettivi

Miglioramento rendimento medio termico complessivo

Mantenimento indice energetico superiore al 10%/Miglioramento rendimento medio termico ed elettrico della centrale/Diritto ai TEE

Effetti economici

Aumento del MdC complessivo annuo ~ 1,0 mln€ e minimizzazione del rischio di prosecuzione del servizio di TLR all'utenza. CAPEX complessivo di 2,8 mln€ (300 K€ nel 2022 e 2,5 mln€ nel 2023)

Istallazione nuova caldaia da 5,5 MW

Nov-22

Intervento in corso già previsto a bgt 2022

Istallazione nuovo cogeneratore da 2,5 MW

Dic-23

Intervento necessario per la continuità del servizio. Avviare subito fasi progetto – gara – permitting

post-ottimizzazione

Indice teleriscaldamento efficiente: **19,9%**



2 Diversificazione fonti di produzione energia termica – progetto candidato al bando PNRR

Approvvigionamento termico dal termovalorizzatore di Neutalia

Diversificazione fonti di produzione E.T.

Sinergia industriale con Neutalia finalizzata al recupero di calore dal cascame del termovalorizzatore di Borsano per ridurre la quantità di energia termica a servizio del sistema di TLR prodotta da fonti fossili (metano); l'operazione è avvantaggiata dall'ubicazione geografica del termovalorizzatore di Neutalia rispetto alle reti di AMGA (distanza di circa 5,2 km).

Obiettivi strategici

Riduzione della quantità di energia termica a servizio del sistema TLR prodotta da fonti fossili sfruttando i cascami del termovalorizzatore (significativo miglioramento dell'indice di teleriscaldamento efficiente). Si avrebbe una riduzione di oltre 6,5 mila ton. di CO2 annui emesse in atmosfera.

Creazione presso Neutalia di strutture più efficienti nella produzione di energia elettrica e nel recupero termico, migliorando la capacità di gestione efficiente e sostenibile dei rifiuti, nel paradigma dell'economia circolare.

Effetti economici

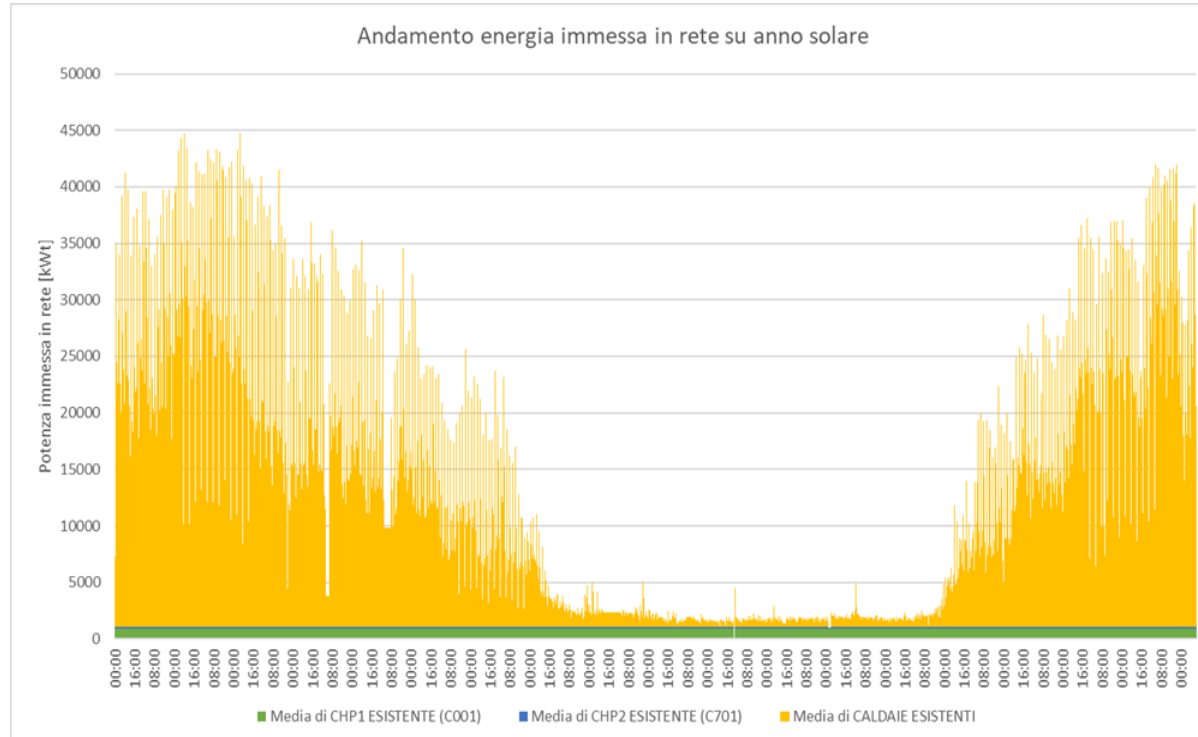
Aumento, a regime, del margine di contribuzione industriale (e dell'EBITDA) complessivo annuo per circa 1,3 mln€:

- *saving* sui costi di approvvigionamento del calore rispetto al gas naturale (~ 700 K€/anno di media);
- riduzione dei costi per l'acquisto dei certificati neri dovuta alle minori quantità di CO2 emesse in atmosfera (~ 600 K€/anno di media).

Approvvigionamento termico dal termovalorizzatore di Neutalia

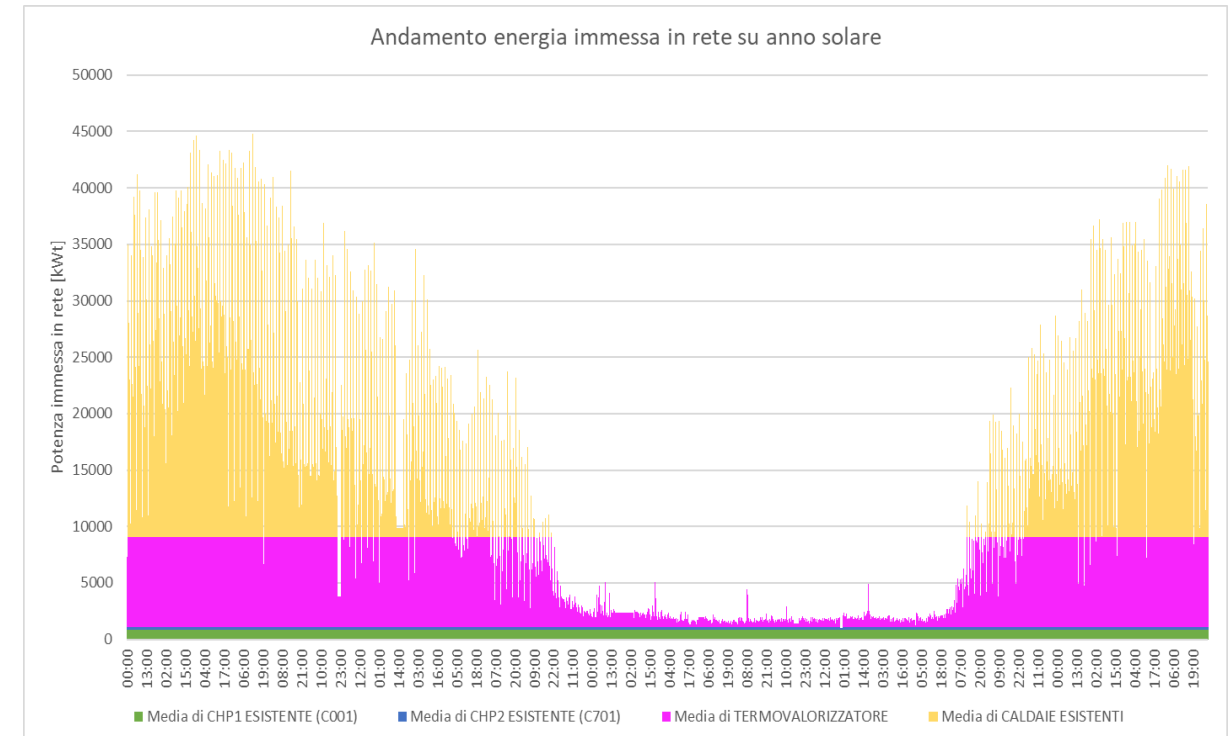
- Bilancio Energetico

Stato attuale



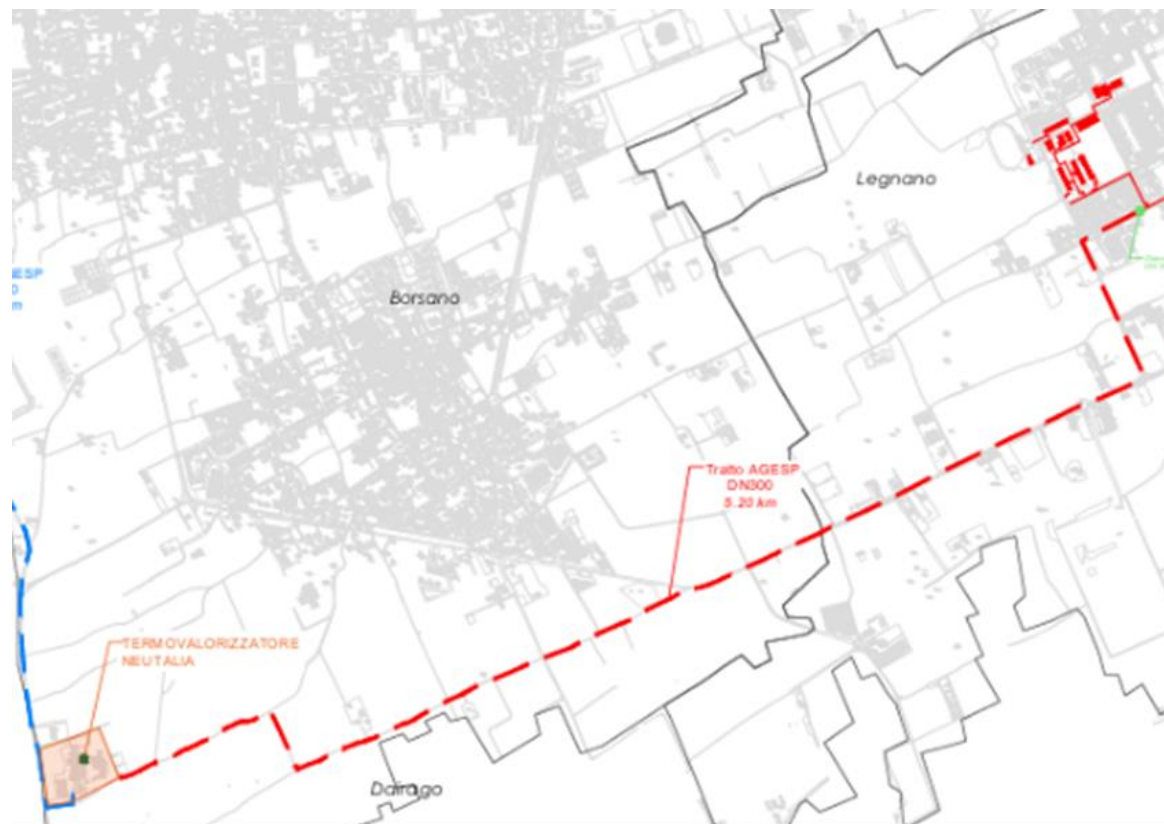
Allo stato attuale la rete di AMGA è alimentata totalmente da gas naturale. Anche in fase estiva le caldaie non cessano mai del tutto il loro funzionamento (in giallo il contributo delle caldaie e in verde il contributo dei cogeneratori).

Stato Futuro



L'allacciamento dell'impianto di Neutalia alla rete di Amga garantisce un'energia termica importante (~33 GWhy) grazie al funzionamento dell'impianto in modo continuo (circa 8.000 ore anno) pari a circa il 40% del calore totale immesso in rete (in viola il contributo del termovalorizzatore).

Investimenti previsti sul TLR di AMGA



L'iniziativa consiste nel collegamento di Neutalia alla rete esistente di Legnano attraverso una doppia tubazione DN300 per una lunghezza di circa 5,2 km. Presso il termovalorizzatore verranno poi effettuate opere di adeguamento atte a massimizzare la potenza veicolabile all'interno della rete AMGA, mentre presso la centrale AMGA verranno realizzati serbatoi di accumulo al fine di massimizzare i prelievi energetici da termovalorizzatore. La potenza sarà garantita da scambiatori dedicati alle reti di TLR, per AMGA sarà di taglia pari a 12 MW.

L'iniziativa consente al sistema di AMGA di raggiungere l'approvvigionamento di energia da Neutalia potrebbe portare la rete di AMGA ad ottenere il titolo di Teleriscaldamento Efficiente con un apporto di energia cogenerata e da fonti rinnovabili superiore al 50%

post-ottimizzazione e diversificazione

Indice teleriscaldamento efficiente > 50%

Lavori di estensione rete e allaccio al termovalorizzatore

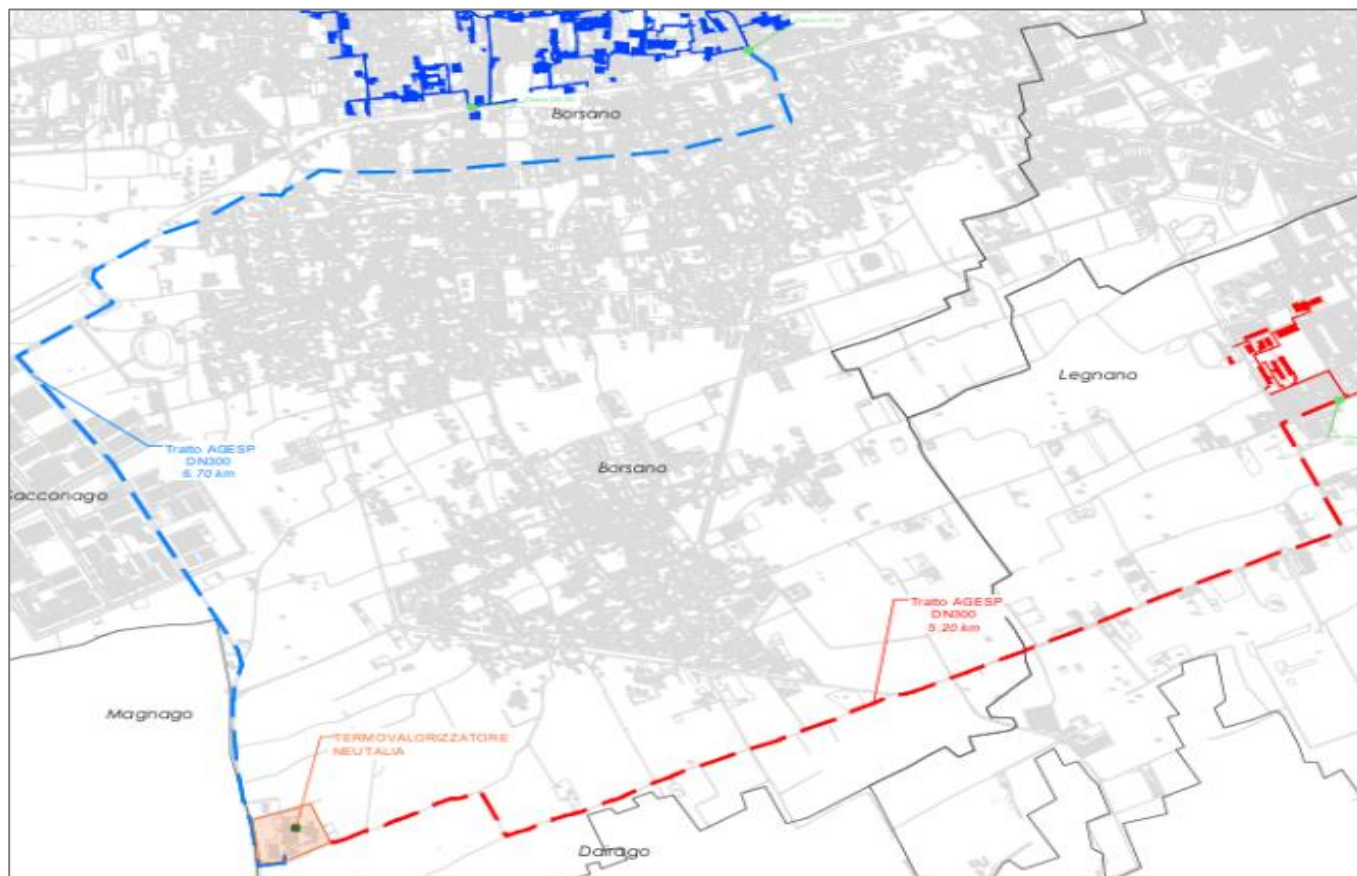
periodo 2023-2024

Avvio previsto recupero calore a beneficio del TLR

gen-25

Opportunità di finanziare gli investimenti con i fondi del PNRR

Il progetto candidato al bando PNRR



IMPATTO AMBIENTALE:

TEP Risparmiati all'anno: 3.230

Minor consumo annuo di Metano: 7.041.000 Smc

Minori emissioni annue di CO2: 12.600 ton

HIGH-LIGHTS

PROPONENTE: ATI AMGA –AGESP - NEUTALIA

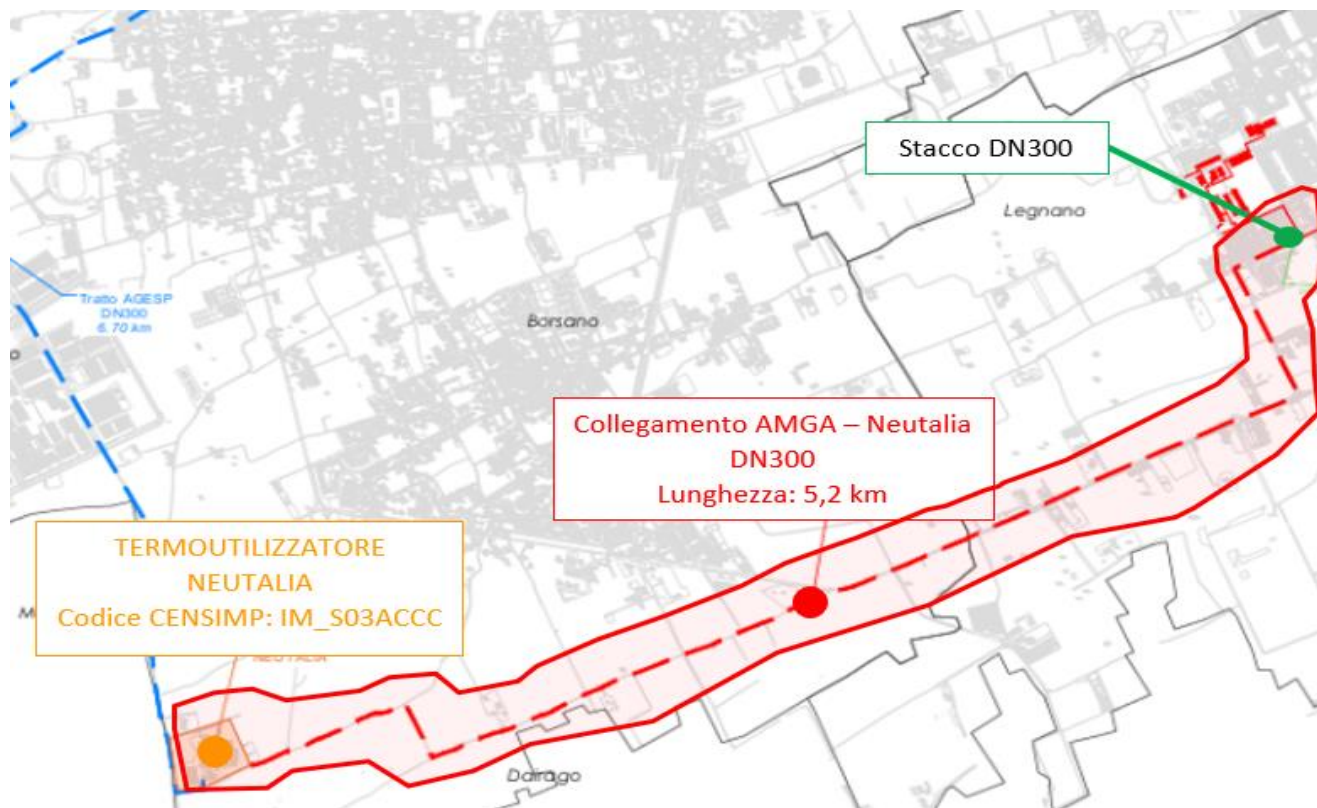
INTERVENTI:

- Estensioni delle reti di TLR Castellanza/Legnano (5,2 km) e Busto Arsizio (6,7 km)
- Collegamento all'impianto di Neutalia per intercettazione dei cascami di calore per circa 62 GWh/y tramite realizzazione di due scambiatori di calore
- Realizzazione di sistemi di accumulo calore
- Adeguamento del piping presso le centrali di AMGA – AGESP

VALORE DELL'INVESTIMENTO E QUOTA DI FINANZIAMENTO

Importo costi per interventi sulla centrale di produzione [€, IVA esclusa]	3.800.527 €
Importo costi per interventi sulla rete [€]	15.414.712 €
Importo dell'agevolazione per interventi sulla centrale di produzione [€]	542.368 € (14,3%)
Importo dell'agevolazione per interventi sulla rete [€]	15.064.178 € (97,7%)

Il progetto candidato al bando PNRR – perimetro AMGA



IMPATTO AMBIENTALE:

TEP risparmiati all'anno: 1.467

Minor consumo annuo di metano: 3.750.000 SMc (-36% vs. media triennio 2019-2021).

Minori emissioni di CO₂ all'anno: 6.750 ton (-33% vs. media triennio 2021-2019).

HIGH-LIGHTS

PROPONENTE: ATI AMGA –AGESP - NEUTALIA

INTERVENTI:

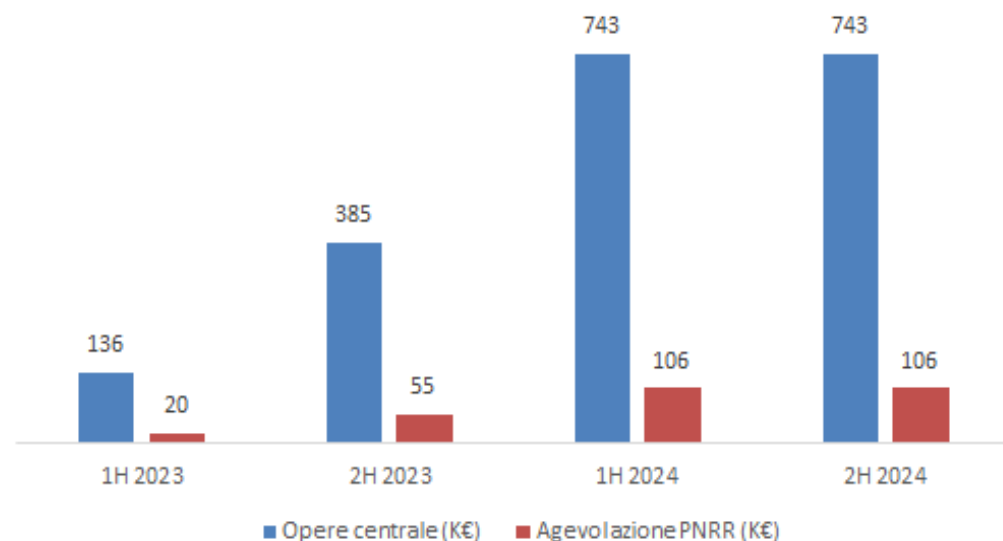
- Estensioni delle reti di TLR Castellanza/Legnano (5,2 km);
- Collegamento all'impianto di Neutalia per intercettazione dei cascami di calore per circa 33 GWh/y pari al 40% dell'energia termica immessa in rete
- Realizzazione di sistemi di accumulo calore da 2.000 mc presso la centrale di via per Busto Arsizio
- Adeguamento del piping presso le centrali di AMGA

VALORE DELL'INVESTIMENTO E QUOTA DI FINANZIAMENTO

Importo costi per interventi sulla centrale di produzione [€, IVA esclusa]	2.007.590 €
Importo costi per interventi sulla rete [€]	5.058.604 €
Importo dell'agevolazione per interventi sulla centrale di produzione [€]	287.085 € (14,3%)
Importo dell'agevolazione per interventi sulla rete [€]	4.942.256 € (97,7%)

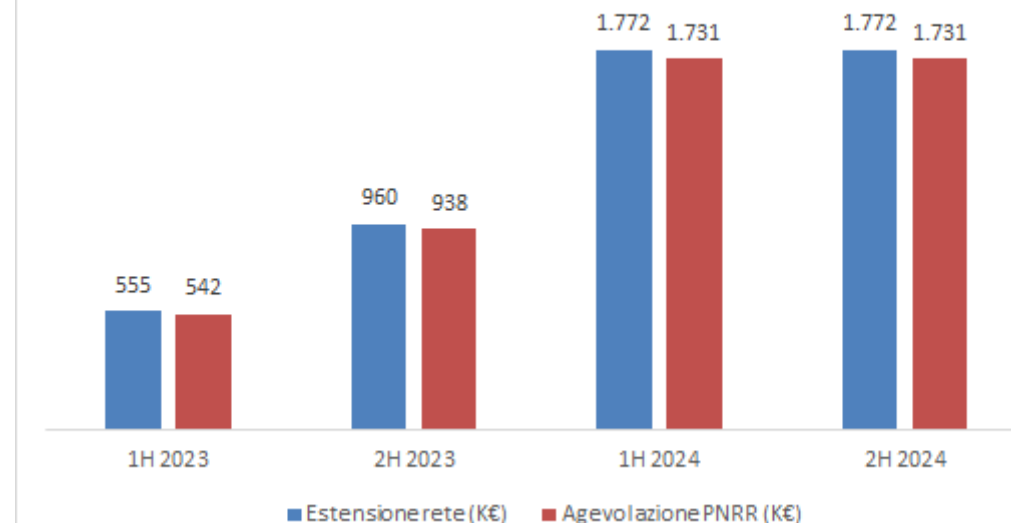
Cronoprogramma investimenti e agevolazione PNRR

OPERE CENTRALE AMGA (valori in K€)



Costo totale opere centrale	2.007	
Stima agevolazione PNRR	287	14,3%
Uscita di cassa netta	1.720	

ESTENSIONE RETE AMGA (valori in K€)



Costo totale estensione rete	5.059	
Stima agevolazione PNRR	4.942	97,7%
Uscita di cassa netta	117	

Investimento totale iniziativa	7.066	
Stima agevolazione PNRR	5.230	74,0%
Uscita di cassa netta	1.836	



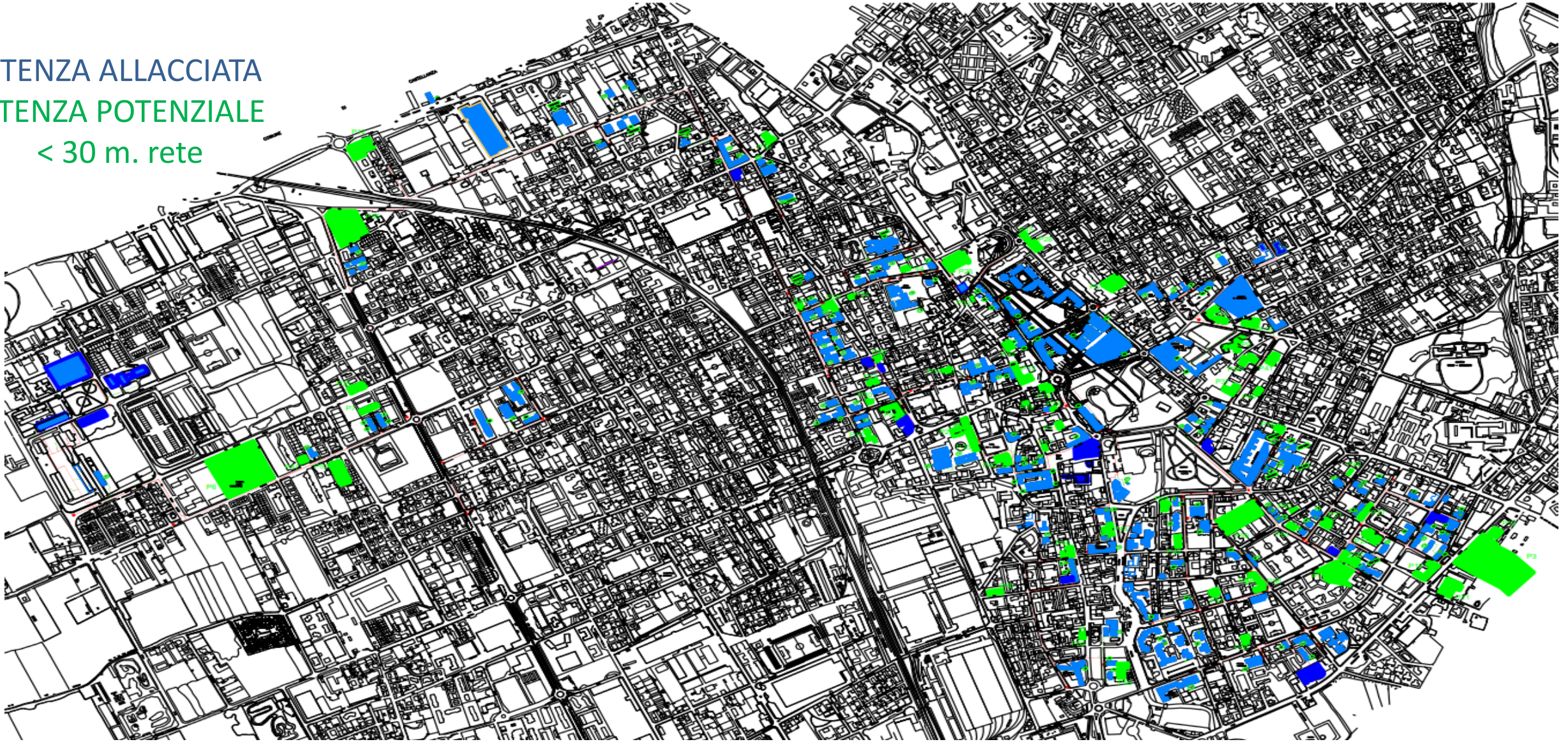
3

Espansione del presidio sul mercato locale

Intervento a valle dell'efficientamento del sistema

Potenziali utenze aggredibili sulla rete di Amga Legnano (1/2)

UTENZA ALLACCIATA
UTENZA POTENZIALE
< 30 m. rete



Potenziali utenze aggredibili sulla rete di Amga Legnano (2/2)

UTENZA ALLACCIATA = 303 UTENZE (252 LEGNANO – 51 CASTELLANZA)

UTENZA POTENZIALE = 75 UTENZE (63 LEGNANO – 12 CASTELLANZA)

UTENZE FACILMENTE ALLACCIABILI SITUATE SULLE DORSALI TLR
ESISTENTI (SENZA ULTERIORI ESTENSIONI DI RETE) = 35 (LEGNANO)

Utenza effettivamente allacciabile = 35 unità da 300 kW/cad

-) Hp piano: 3 utenze/anno – costo € 15.000 cad.

-) saturazione potenza centrale + Borsano in 10 anni

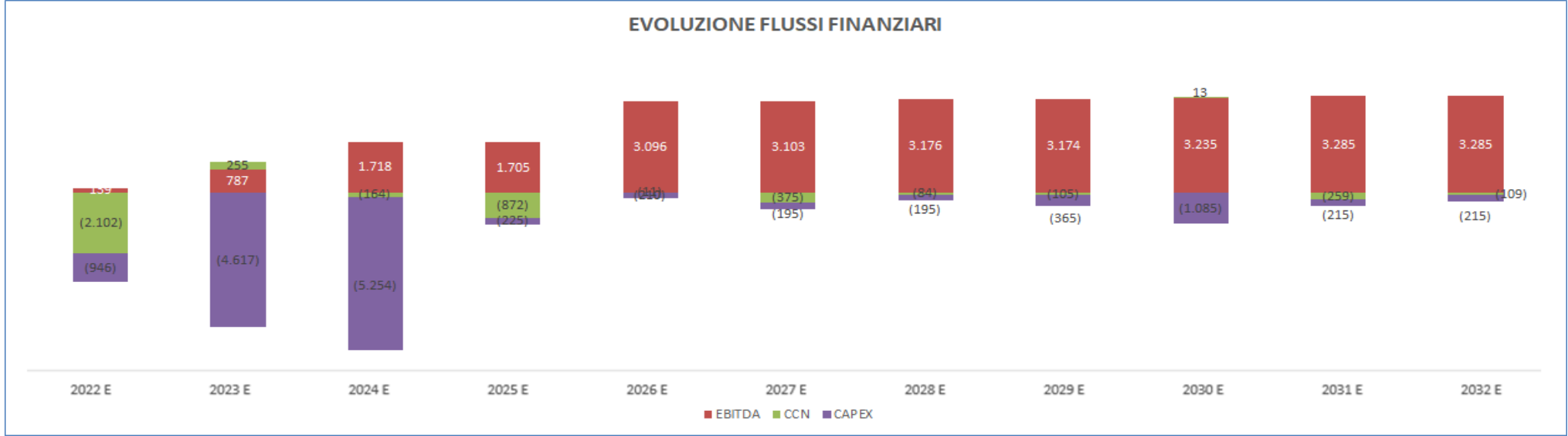
-) investimento complessivo nuovi allacci € 450.000





Economics

Economics nell'ipotesi di non aggiudicazione del finanziamento PNRR



Cumulative
EBITDA 2022-
2032



~ 26,7 mln€

Cumulative
Capex 2022-2032

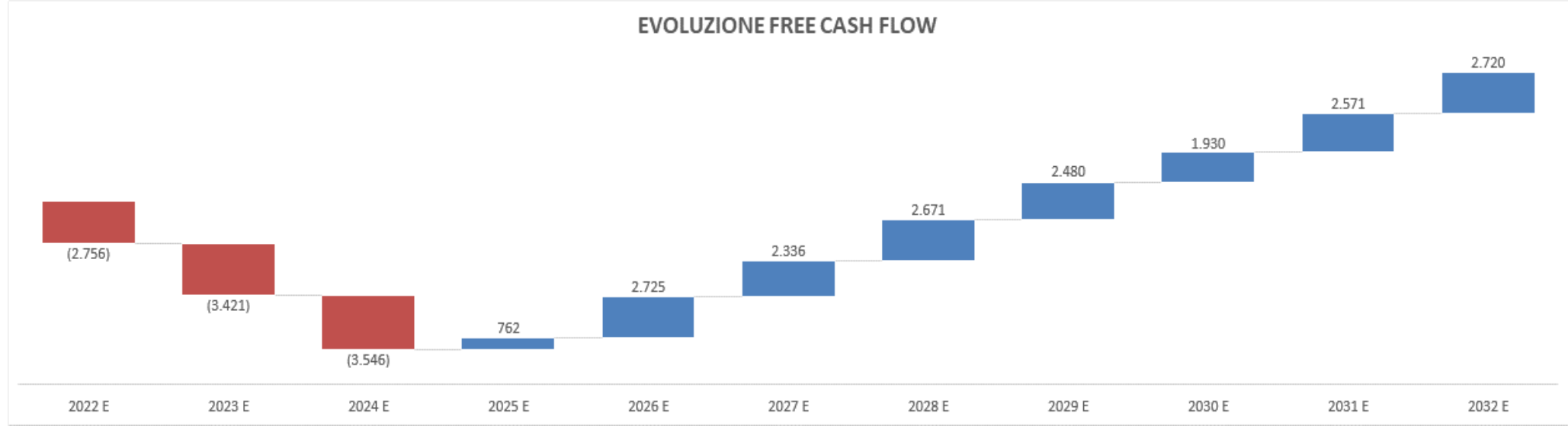


~ 13,5 mln€

Cumulative
FCFO 2022-2032

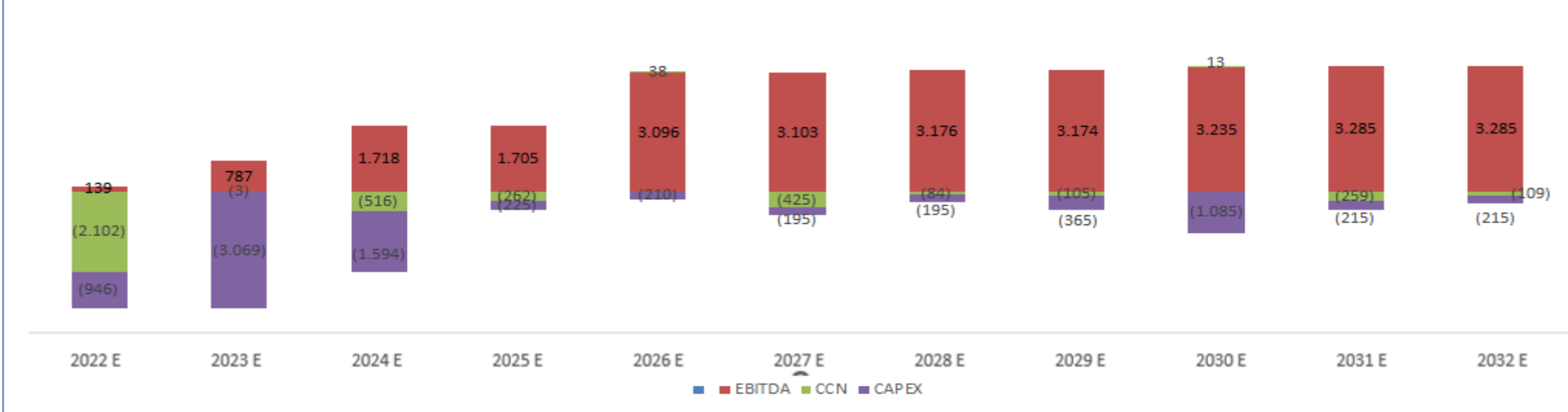


~ 8,5 mln€



Economics nell'ipotesi di aggiudicazione del finanziamento PNRR

EVOLUZIONE FLUSSI FINANZIARI



Cumulative
EBITDA 2022-
2032



~ 26,7 mln€

Cumulative
Capex 2022-2032



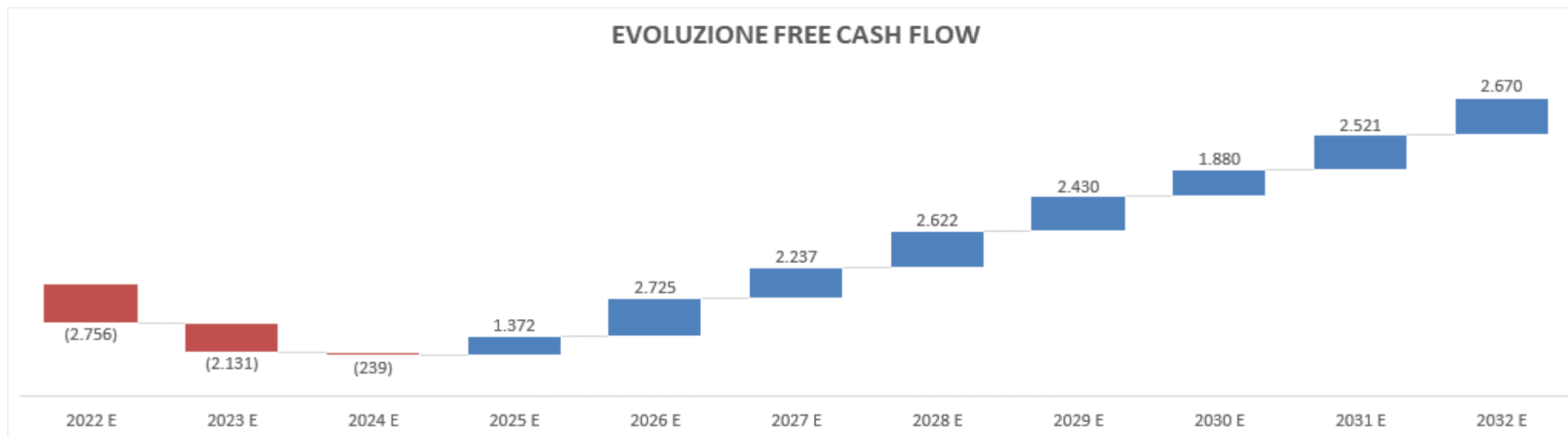
~ 8,3 mln€

Cumulative
FCFO 2022-2032



~ 13,3 mln€

EVOLUZIONE FREE CASH FLOW



Scenari finanziari a confronto con e senza aggiudicazione del bando PNRR

Il prospetto di seguito mostra la crescita di valore dell'asset teleriscaldamento in funzione della graduale realizzazione delle azioni pianificate. Si riporta inoltre un confronto dei valori sia nell'ipotesi di aggiudicazione del finanziamento PNRR sia nell'ipotesi di non aggiudicazione. In quest'ultima scenario l'incremento del valore dell'investimento risulta comunque significativamente maggiore rispetto alla situazione attuale della centrale (+137%).

	Business Unit Teleriscaldamento (TLR)		VAN TLR			Capex iniziale (2023-2024)	Finanziabilità
			mln€	Var	Var%	mln€	%
	TLR (as is)	~	6,0				
1	VAN TLR con ottimizzazioni centrale	~	8,0	2,0	33%	2,8	Equity 100
2	VAN TLR ottimizzato con allaccio a Neutalia (no PNRR)	~	14,2	8,2	137%	9,8	Equity/Debt 40/60
3	VAN TRL ottimizzato con allaccio a Neutalia (si PNRR)	~	18,1	12,1	202%	4,6	Equity/Debt 80/20

(*) Il VAN è il valore attuale dei flussi di cassa attesi del teleriscaldamento nell'orizzonte temporale di piano definito ed è utilizzato come strumento di valutazione del ritorno economico degli investimenti. Il VAN non è da confondersi con l'equity value del business, nella cui valutazione si tiene conto anche del valore attuale della rendita perpetua dei flussi di cassa e la struttura finanziaria del business alla data della valutazione.



Aggiornamento piano investimenti Neutalia

Aggiornamento piano investimenti Neutalia – installazione di un nuovo turbogruppo (1/4)

HIGH-LIGHTS

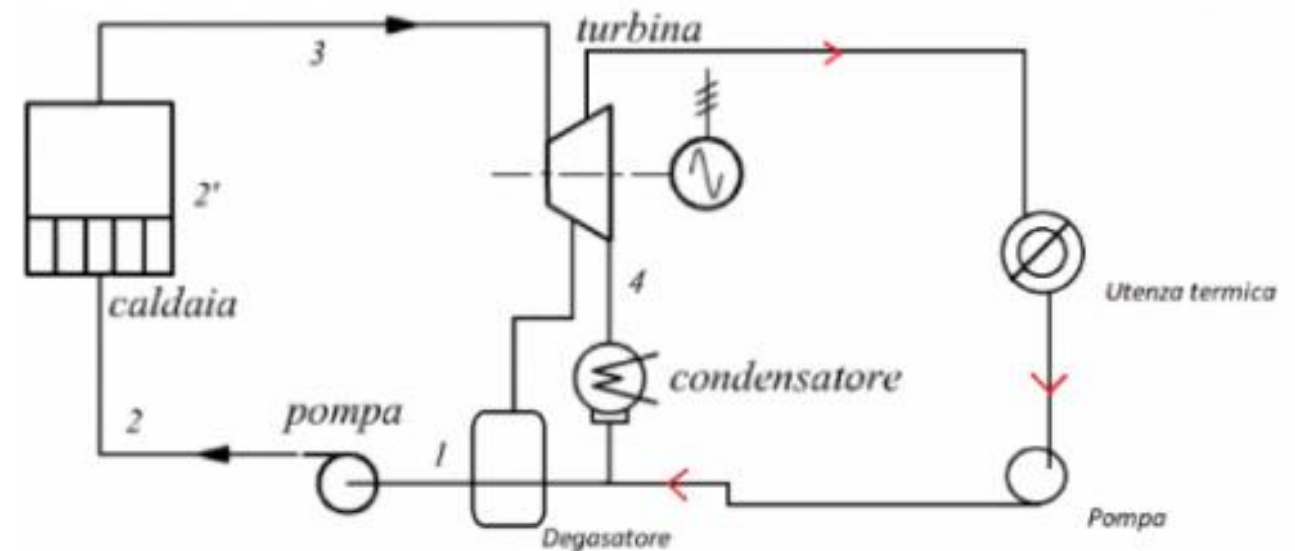
PROPONENTE: NEUTALIA

INTERVENTI:

- Sostituzione delle attuali due turbine di potenza 4,81 MWe ciascuna con una nuova macchina di potenza pari a 13 MWe a spillamento controllato di vapore
- Installazione di nr 2 scambiatori di calore – 1 per ciascuna rete di TLR alimentata - funzionali alla cessione di energia termica per circa 62 GWh/y

OBIETTIVI:

- Migliorare l'efficienza energetica dell'impianto di Borsano;
- Traguardare con margine gli obiettivi imposti dalle BAT;
- Garantire ai sistemi di TLR di AMGA e AGESP la parziale autonomia dalle fonti fossili di energia



Aggiornamento piano investimenti Neutalia – installazione di un nuovo turbogruppo (2/4)

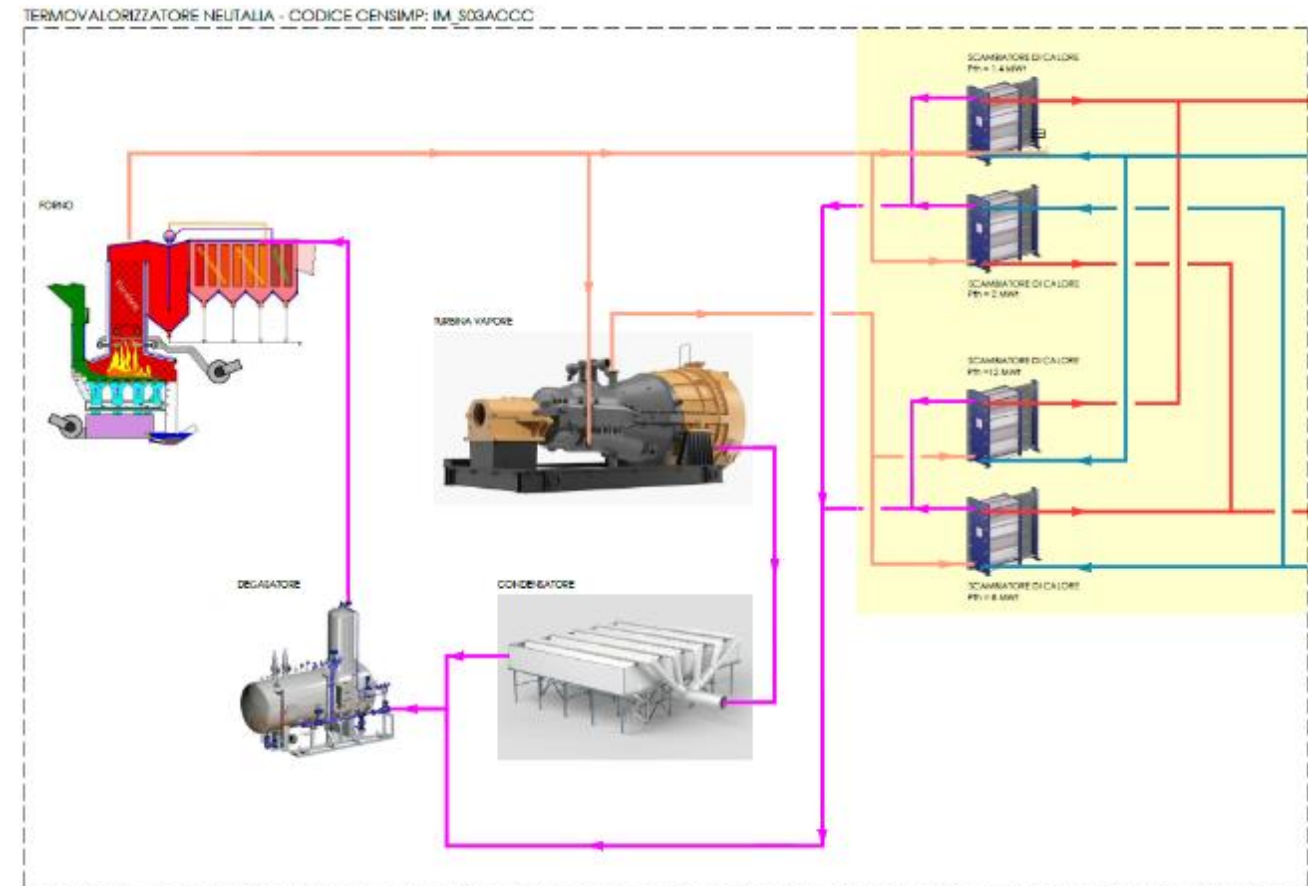
HIGH-LIGHTS

VALORE DELL'INVESTIMENTO: 6,5 ML€

La migliore capacità di produzione di energia consente un incremento di ricavi pari a circa 15 ML€ nel periodo 2025 – 2032 garantendo quindi la remunerazione dell'investimento nell'arco temporale del piano di avvio

La turbina individuata risulta anche coerente con le prospettive di sviluppo inserite nel redigendo piano industriale di Neutalia.

Intervento **non incluso nel bando PNRR** al fine di non ridurre il punteggio totale della proposta dell'ATI



Aggiornamento piano investimenti Neutalia – installazione di scambiatori di calore (3/4)

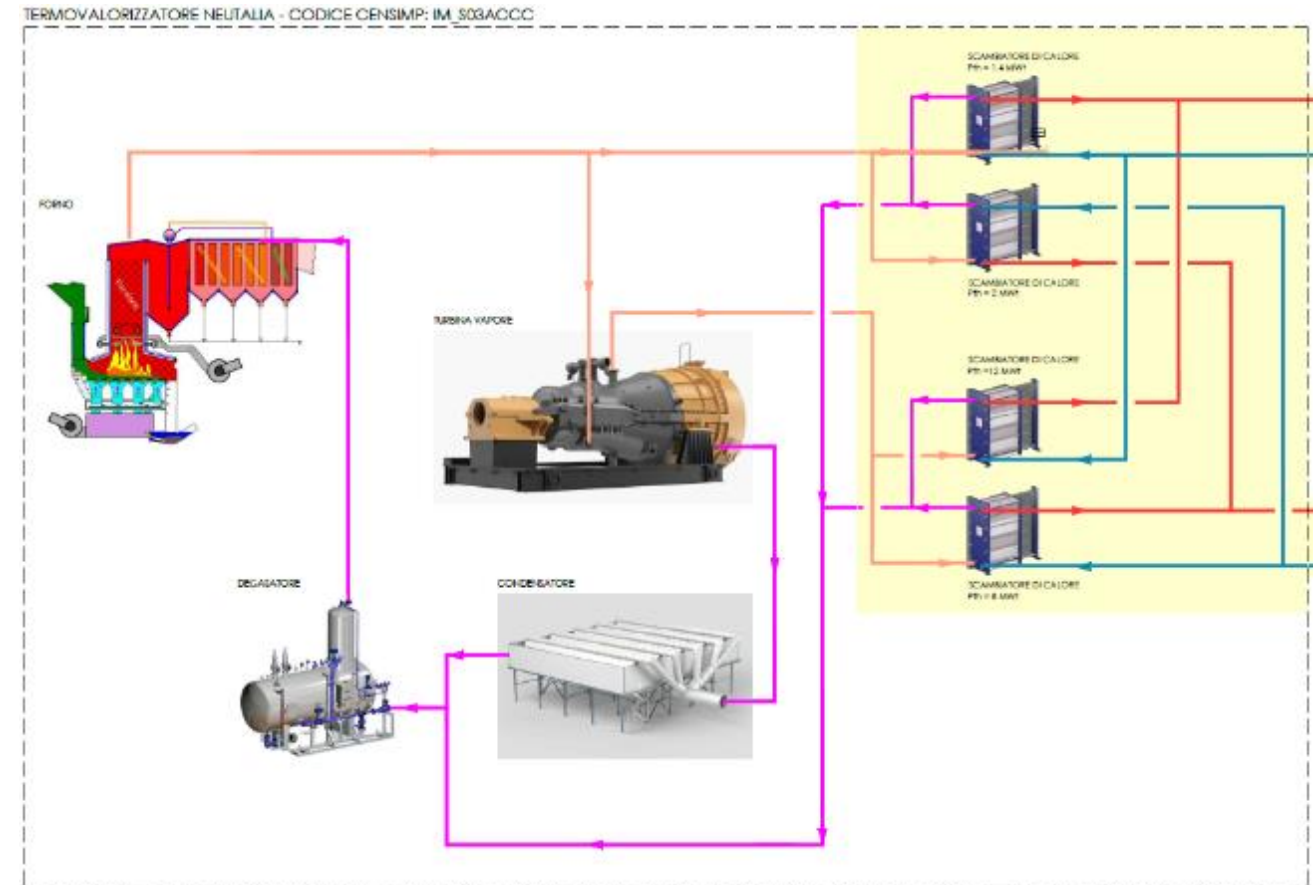
HIGH-LIGHTS

VALORE DELL'INVESTIMENTO: 1,2 ML€

Il vapore spillato dalla turbina viene destinato a cedere calore alle reti di TLR di Legnano e Busto Arsizio tramite due distinti sistemi di scambio di calore (di potenzialità pari a 12 MW per AMGA)

La turbina individuata risulta anche coerente con le prospettive di sviluppo inserite nel redigendo piano industriale di Neutalia.

Intervento **incluso nel bando PNRR** con un indice di ristoro del costo pari al 15% (pari a circa 180 k€)



Aggiornamento piano investimenti Neutalia – verifica recuperabilità dell'investimento nel nuovo turbogruppo (4/4)

OK	Data iniziale	01/01/2023	01/01/2024	01/01/2025	01/01/2026	01/01/2027	01/01/2028	01/01/2029	01/01/2030	01/01/2031	01/01/2032
	Data finale	31/12/2023	31/12/2024	31/12/2025	31/12/2026	31/12/2027	31/12/2028	31/12/2029	31/12/2030	31/12/2031	31/12/2032
	Anno	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
	Giorni	365	365	365	365	365	365	365	365	365	365
	Periodo	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Ricavi da vendita energia elettrica post installazione nuova turbina	€	7.925.957	6.247.051	8.227.064	9.071.496	7.616.819	7.600.882	6.967.256	6.379.712	5.874.344	4.732.214
Ricavi da vendita energia elettrica pre installazione nuova turbina	€	7.925.957	6.247.051	6.445.295	6.510.952	5.452.910	5.452.655	5.000.537	4.581.102	4.205.245	3.391.527
EBITDA incrementale				1.781.769 €	2.560.544 €	2.163.909 €	2.148.227 €	1.966.719 €	1.798.610 €	1.669.100 €	1.340.688 €
ammortamenti investimenti incrementali			-	940.000 €	- 940.000 €	- 940.000 €	- 940.000 €	- 940.000 €	- 940.000 €	- 940.000 €	- 940.000 €
EBIT incrementale				841.769 €	1.620.544 €	1.223.909 €	1.208.227 €	1.026.719 €	858.610 €	729.100 €	400.688 €
imposte figurative @28,2%			-	237.379 €	- 456.993 €	- 345.142 €	- 340.720 €	- 289.535 €	- 242.128 €	- 205.606 €	- 112.994 €
NOPAT incrementale				604.390 €	1.163.551 €	878.767 €	867.507 €	737.184 €	616.482 €	523.494 €	287.694 €
eliminazione ammortamenti investimenti incrementali				940.000 €	940.000 €	940.000 €	940.000 €	940.000 €	940.000 €	940.000 €	940.000 €
capex (investimenti incrementali)			- 7.520.000 €								
FCFO incrementale			- 7.520.000 €	1.544.390 €	2.103.551 €	1.818.767 €	1.807.507 €	1.677.184 €	1.556.482 €	1.463.494 €	1.227.694 €
Discounted FCFO			- 6.214.876 €	1.160.323 €	1.436.753 €	1.129.311 €	1.020.291 €	860.661 €	726.110 €	620.664 €	473.329 €
VAN	1.212.567 €										
TIR	15,4%										
pay-back	FY 2030										
WACC	10%										