

Comune

CASTELLARANO

Provincia

REGGIO EMILIA

Titolo del progetto

NUOVO IMPIANTO DI COGENERAZIONE ALIMENTATO A GAS METANO DA 3,354 MWe PRESSO LO STABILIMENTO CERAMICHE LAMINAM, BORGO VAL DI TARO (PR)

Cod. commessa	Livello di progettazione
25P004192	PROGETTAZIONE DEFINITIVA
Numero elaborato	Titolo elaborato
AII.1	RELAZIONE TECNICA DI AIA (Allegato 1) – D.P.R. 59/13 e s.m.i.
Scala	
	Percorso file

00	Novembre 2025	Emissione	Luigi Settembrini	Ing. Matteo Cantagalli
Revisione	Data	Descrizione	Redatto	Approvato

Committente



Redatto



Area consulting

Alfa Solutions S.p.A.
V.le delle Officine
Meccaniche Reggiane 1/D
42124 Reggio Emilia (RE)
Tel. 0522 550905
Fax 0522 550987

Direttore tecnico:
Ing. Matteo Cantagalli

Valutazioni ambientali:
Ing. Luigi Settembrini
Dott. Stefano Nicolosi



INDICE

1	INTRODUZIONE	2
1.1	PREMESSA E ITER AUTORIZZATIVO	2
2	PRINCIPI E FONDAMENTI DELLA RELAZIONE TECNICA	3
3	QUADRO PROGRAMMATICO E AMBIENTALE DI CONTESTO	9
4	ANALISI DELL'IMPIANTO	20
4.1	DESCRIZIONE DELL'IMPIANTO	20
4.1.1	Caratteristiche tecniche cogeneratore	23
4.1.2	Locale cogeneratore e ventilazione	23
4.1.3	Circuito motore acqua calda	24
4.1.4	Circuito gas di scarico.....	25
4.1.5	Circuito secondo stadio intercooler	26
4.1.6	Circuito olio	27
4.1.7	Connessione elettrica.....	27
4.1.8	Adduzione gas metano.....	27
4.1.9	Assetto emissivo dell'impianto di cogenerazione.....	28
4.2	MATERIE PRIME E ACCESSORIE	31
4.3	BILANCIO ENERGETICO	32
4.4	BILANCIO IDRICO	33
4.4.1	Prelievi idrici.....	33
4.4.2	Scarichi idrici	34
4.4.3	Contenimento scarichi idrici	34
4.5	EMISSIONI IN ATMOSFERA	35
4.5.1	Emissioni convogliate.....	35
4.5.2	Emissioni diffuse	36
4.5.3	Emissioni fuggitive.....	36
4.5.4	Emissioni eccezionali in condizioni prevedibili	36
4.5.5	Contenimento emissioni	36
	SIGLA MEDIO IMPIANTO DI COMBUSTIONE: COGENERATORE A GAS METANO.....	39
4.6	EMISSIONI SONORE	40
4.7	RIFIUTI	40
4.7.1	Contenimento rifiuti.....	41

4.8	BONIFICHE	41
4.9	IMPIANTI A RISCHIO DI INCIDENTE RILEVANTE.....	41
5	VALUTAZIONE INTEGRATA DELL'INQUINAMENTO, DEI CONSUMI ENERGETICI ED INTERVENTI DI RIDUZIONE INTEGRATA: POSIZIONAMENTO DELL'IMPIANTO.....	42
6	PIANO DI MONITORAGGIO E CONTROLLO DELL'IMPIANTO	47
7	IL PROGETTO DI DISMISSIONE E RIPRISTINO DEL SITO.....	49
7.1	Piano di dismissione e ripristino.....	49

1 INTRODUZIONE

Il presente documento costituisce la Relazione Tecnica quale allegato alla richiesta di NUOVA AIA presentata da parte della azienda CPL Concordia Soc.Coop., avente in oggetto l'intervento di installazione dell'impianto di cogenerazione presso lo stabilimento ceramico Laminam nel comune di Borgo Val di Taro (PR), Via Primo Brindani n. 1.

1.1 PREMESSA E ITER AUTORIZZATIVO

Si specifica che la presente istanza di AIA è presentata in quanto il cogeneratore “si identifica come attività tecnicamente connessa all'operatività dello stabilimento Laminam di Borgo Val di Taro, presso il quale è svolta l'attività IPPC di cui al punto 3.5 *Fabbricazione di prodotti ceramici per cottura (tegole, mattoni, mattoni refrattari, piastrelle, gres, porcellane) con capacità > 75 tonnellate/giorno dell'Allegato VIII alla Parte II del D. Lgs 152/06 ess.mm.ii. [...]*

Richiamata la definizione di “installazione” introdotta dal D.Lgs. n. 46 del 04/05/2014 di cui all'art. 5 comma 1 lettera i-quater) del D.Lgs 152/06: *'installazione'*: unità tecnica permanente, in cui sono svolte una o più attività elencate all'allegato VIII alla Parte Seconda e qualsiasi altra attività accessoria, che sia tecnicamente connessa con le attività svolte nel luogo suddetto e possa influire sulle emissioni e sull'inquinamento. È considerata accessoria l'attività tecnicamente connessa anche quando condotta da diverso gestore.

Si conferma pertanto che l'impianto di cogenerazione richiesto in gestione da CPL Concordia, sito all'interno dell'installazione AIA di Laminam, rientra nella suddetta definizione di attività connessa in quanto:

- produce energia elettrica che, al netto dei consumi delle apparecchiature ausiliarie, viene impiegata per gli usi dello stabilimento Laminam;
- parte dell'energia termica prodotta viene recuperata ed utilizzata per gli usi tecnologici dello stabilimento Laminam attraverso diversi sistemi e apparecchiature, di cui alla fase di atomizzazione meglio dettagliata nel seguito.

La presente istanza verrà presentata altresì all'interno del procedimento unico per la realizzazione e l'esercizio di impianto (D.lgs. 115/08), il quale assorbe e sostituisce tutte le procedure e gli obblighi dell'Autorità Competente relativamente al rilascio di AIA e all'esercizio di impianto; pertanto, per ulteriori dettagli si rimanda agli atti relativi a tale procedura relativamente alla documentazione istruttoria e procedimentale.

2 PRINCIPI E FONDAMENTI DELLA RELAZIONE TECNICA

I contenuti interessano quanto necessario allo scopo, pertanto riguarderanno la realizzazione di un nuovo impianto di cogenerazione, per identificare tutti gli aspetti ambientali significativi a cui la presente relazione è riferita.

Tali aspetti, relativi sia ad emissioni e scarichi, che all'uso di risorse sono quelli di seguito elencati, e che saranno argomentati nelle varie sezioni della presente relazione tecnica:

- Materie prime, Bilancio dei materiali
- Bilancio idrico, Consumo idrico, Approvvigionamento e Scarichi idrici
- Energia: Consumi energetici e Produzione di energia
- Emissioni in atmosfera
- Rifiuti
- Rumore
- Protezione del suolo e delle acque sotterranee

Secondo la Direttiva IPPC (Direttiva 96/61/CE), le condizioni di autorizzazione debbono basarsi sulle BAT (Best Available Techniques); le prestazioni associate alle BAT relative all'attività della società richiedente sono esplicitate nel seguito al capitolo dedicato.

Secondo quanto richiesto nelle schede allegate alla presente domanda, dai dati di impatto ambientale misurati sono stati ottenuti, laddove possibile, mediante calcolo, anche alcuni parametri estensivi, in grado di fornire un'indicazione quantitativa della "dimensione ambientale" dell'impianto. Fra tali parametri estensivi vanno annoverati, ad esempio, i flussi di massa annui di inquinanti, scaricati nell'ambiente attraverso le emissioni gassose. Per ognuno degli aspetti ambientali argomentati in precedenza, viene fornito un quadro delle principali misure e controlli previsti dal proponente nell'ambito del Piano di Monitoraggio proposto. I parametri intensivi ed estensivi, e gli indicatori calcolati vengono valutati in modo integrato nella specifica sezione di questa relazione tecnica, il cui obiettivo è quello di posizionare l'impianto oggetto della presente domanda rispetto alle BAT e ad altri riferimenti. Tali sezioni specificheranno le condizioni di Autorizzazione Integrata Ambientale proposte dall'Azienda richiedente.

3 **QUADRO PROGRAMMATICO E AMBIENTALE DI CONTESTO**

Riferimento alla documentazione inserita nella domanda di AIA:
--

Allegato 2A – Estratto topografico

Allegato 2B – Stralcio del P.S.C.

L'intervento oggetto del presente progetto sarà realizzato presso lo stabilimento produttivo di Laminam S.p.A., sito nel Comune di Borgo Val di Taro (PR) in Via Primo Brindani n. 1.

L'impianto è classificato come installazione IPPC ai sensi dell'art. 4 e dell'Allegato VIII, Parte II del D.Lgs. 152/2006, categoria 3.5 – Fabbricazione di prodotti ceramici mediante cottura (capacità >75 t/giorno), ed è disciplinato dall'Autorizzazione Integrata Ambientale rilasciata da Arpae – SAC di Parma nell'ambito del Provvedimento Autorizzatorio Unico Regionale (PAUR) approvato con Determinazione n. DET-AMB-2019-5172 dell'11/11/2019 e recepito con D.G.R. n. 2263 del 22/11/2019.

Si riporta a seguire l'ortofoto in campo largo con l'indicazione dei confini dello stabilimento e la posizione in cui verrà installato il cogeneratore. L'impianto di cogenerazione sarà installato all'interno del perimetro aziendale nel piazzale sud, nella posizione indicata in planimetria.



Fig. 1 - Individuazione dell'area di intervento.

Si analizzano nel seguito i principali strumenti programmatici di settore. Trattandosi di nuova istanza di AIA inserita all'interno dell'iter istruttorio di Procedimento Unico, ulteriori dettagli in tal senso sono altresì inseriti nel Quadro di Riferimento Programmatico del SIA, al quale si rimanda per tutti i dati tecnici del caso.

P.R.G. del Comune di Borgo Val di Taro

Il Piano Regolatore Generale del Comune di Borgo Val di Taro è stato approvato con delibera della Giunta Regionale n° 589 del 22.4.1997 e successive varianti. Si riportano nel seguito i due estratti di tavole relative al territorio comunale e quella relativa alla parte del *Capoluogo EST*.

L'area risulta classificata come "Zona artigianale e industriale di espansione" – zona D (rif. Art. 27 norme di attuazione P.R.G.) e compresa tra le aree produttive (zone "D").

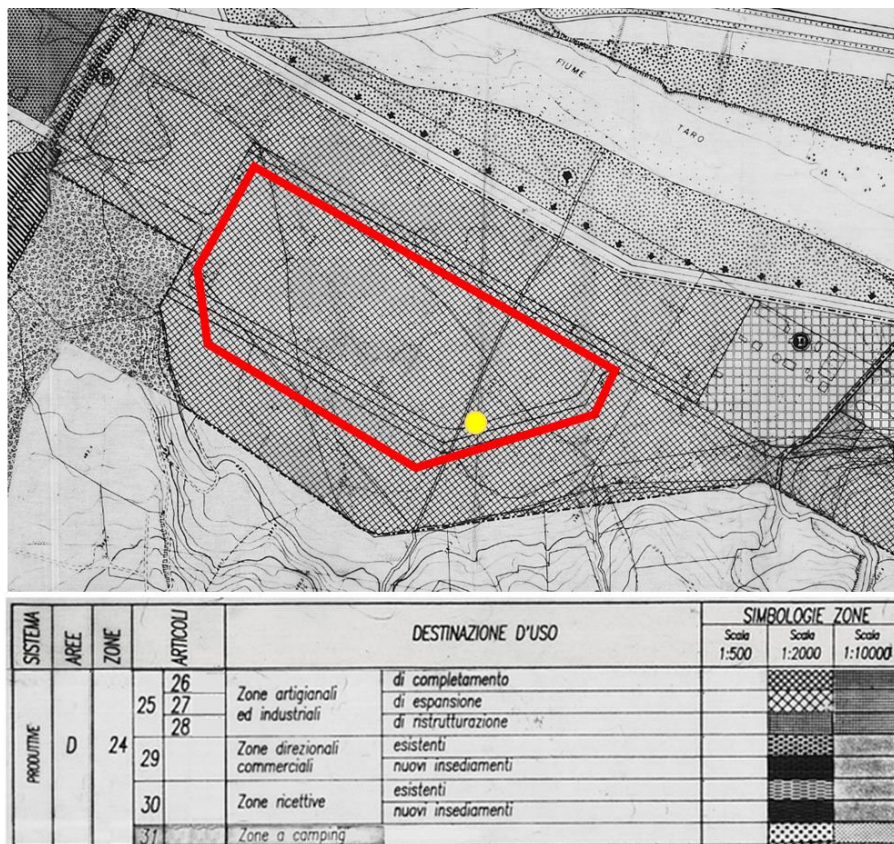


Fig. 2 – Stralcio del Quadro Sinottico e della Tavola 4.1.b Capoluogo EST; in rosso i confini di stabilimento, in giallo la posizione del cogeneratore in progetto.

L'articolo 25 disciplina le aree aventi destinazione d'uso di tipo industriale, cui l'azienda ricade, e ne norma i principali parametri urbanistici.

L'articolo 27 – zone artigianali industriali di espansione, norma la disciplina urbanistica ed edilizia dell'area in esame; riferisce ad aree libere da fabbricati e idonee per nuovi insediamenti artigianali e di industriali con destinazione d'uso prevista dall'art. 25.

La classificazione di tale area è antecedente all'edificazione dell'originario stabilimento ceramico avvenuta nel 1993-1994.

Le opere previste, sia quelle relative alla realizzazione dell'impianto di cogenerazione, sia quelle inerenti alle modifiche all'assetto impiantistico interno, risultano compatibili con le previsioni e gli indici urbanistici vigenti, trattandosi di interventi all'interno di un'area già urbanizzata, infrastrutturata e destinata a insediamenti industriali.

Non si individuano, pertanto, elementi di contrasto o ostativi alla realizzazione del progetto con le disposizioni del P.R.G. vigente.

Le lavorazioni previste sono in linea con le categorie di intervento ammesse dall'art. 27 (opere di adeguamento, miglioramento funzionale e infrastrutturale) e non comportano alterazioni morfologiche o variazioni dell'assetto urbanistico complessivo dell'area.

Si rimanda, per i dettagli edilizi, alla Relazione tecnica di asseverazione (Modulo 2) allegata all'istanza di Permesso di Costruire, dalla quale risulta che le opere rientrano nella tipologia di cui al punto 2.3.1.1 ("costruzione di manufatti edilizi fuori terra o interrati, ovvero ampliamento di quelli esistenti all'esterno della sagoma esistente").

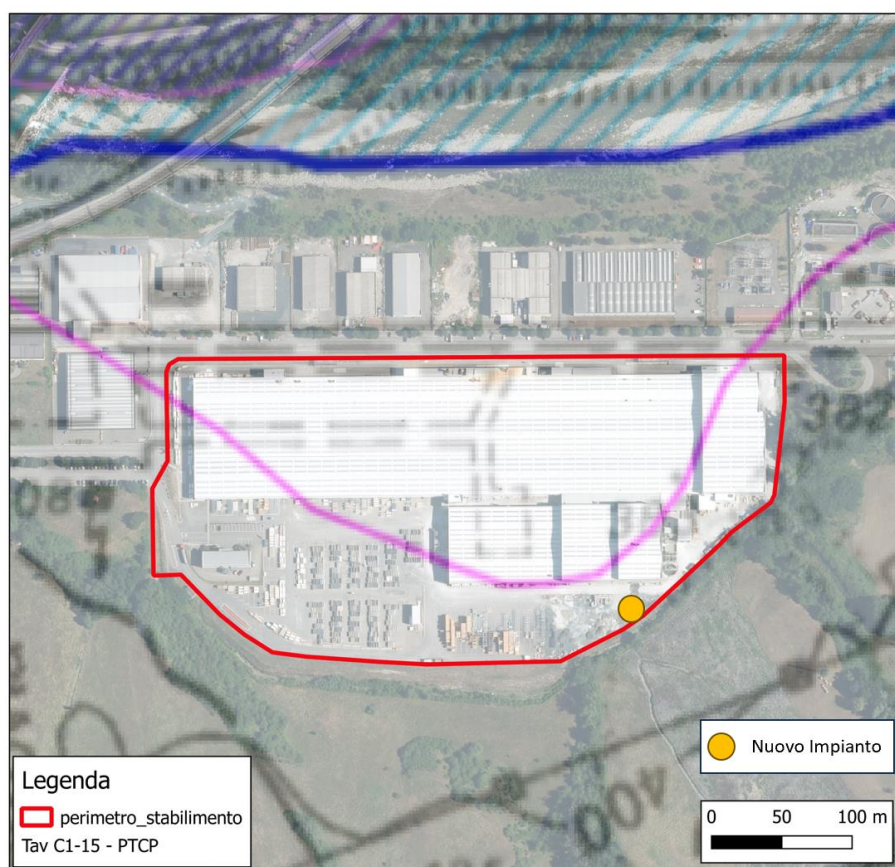
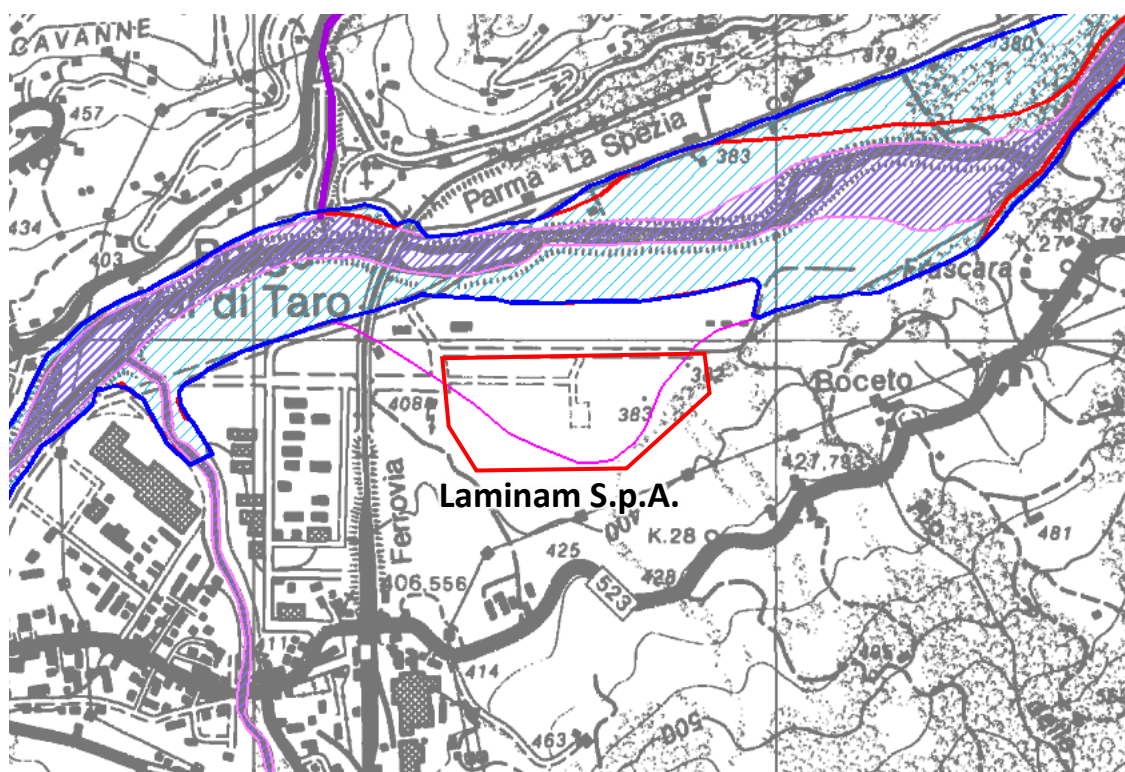
La relazione medesima riporta i dati di superficie indicati nel prospetto 4.2 e assevera la conformità urbanistica delle opere rispetto agli strumenti urbanistici approvati, il non contrasto con quelli adottati, nonché la conformità al Regolamento Urbanistico ed Edilizio comunale, al Codice Civile e alla disciplina dell'attività edilizia ai sensi dell'art. 9, comma 3, della L.R. 15/2013.

Piano Territoriale di Coordinamento Provinciale di Parma (P.T.C.P.)

Il Piano Territoriale di Coordinamento Provinciale (P.T.C.P.) della Provincia di Parma è lo strumento di pianificazione che definisce l'assetto del territorio con riferimento agli interessi sovracomunali, articolando sul territorio le linee di azione della programmazione regionale.

Il vigente Piano Territoriale di Coordinamento della Provincia di Parma è stato approvato con D.C.P. n. 71 del 27.01.2003 e nel corso degli anni ha prodotto una serie di varianti (alcune in itinere) che hanno provveduto ad aggiornare/adequare il piano a sopravvenute leggi di settore in quanto il PTCP rappresenta il principale strumento a disposizione della comunità provinciale per il governo del territorio, finalizzato a *delineare obiettivi ed elementi fondamentali dell'assetto del territorio provinciale*, in coerenza con gli indirizzi per lo sviluppo socio-economico e con riguardo alle prevalenti vocazioni, alle sue caratteristiche geologiche, geomorfologiche, sismiche, idrogeologiche, paesaggistiche e ambientali.

Benché siano state verificate le potenziali interazioni tra il progetto e tutti gli aspetti tematici affrontati dal Piano, vengono di seguito riportati solo gli stralci delle tavole più significative in considerazione della tipologia e della natura dell'intervento. Le tavole non esplicitamente riportate risultano quindi non pertinenti con il progetto oppure non presentano elementi di potenziale interazione sovrapposti o collocati in prossimità dell'area di intervento.



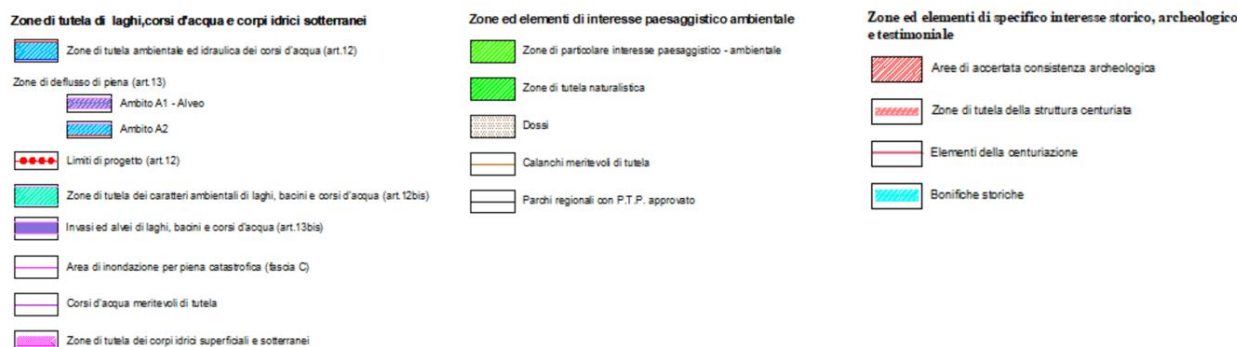


Fig. 3 - Stralcio della Tavola C2.15 “Tutela ambientale, paesistica e storico-culturale”.

Nella Tavola C1 “Tutela ambientale, paesistica e storico-culturale” si osserva che l’area di stabilimento interessato dall’istallazione del nuovo cogeneratore è esterna alla fascia C “area inondazione per piena catastrofica” e risulta anche escluso dalla zona di deflusso della piena (art.13) e dalle zone di tutela ambientale ed idraulica di corsi d’acqua (art. 12).

Nella Tavola C2 “Carta del dissesto” si osserva che l’area di stabilimento interessata dagli interventi in esame appartiene alla categoria “Aree a pericolosità geomorfologica moderata - Depositi alluvionali e depositi di conoide alluvionali”.

La tavola C3 “Carta forestale” non individua elementi all’interno delle pertinenze del sito in esame.

Nella Tavola C4 “Carta del rischio ambientale e dei principali interventi di difesa” si osserva il comune di Borgo Val di Taro è classificato come comune sismico in zona 2 ai sensi dell’Allegato A all’Allegato 1 dell’Ord.3274/2003 (integrato successivamente con altri emendamenti, come riportato dal sito INGV). Dal punto di vista del rischio idrogeologico invece, l’unico elemento meritevole di approfondimento su una analisi a più larga scala, è la classificazione del centro di Valdena, come centro abitato a rischio (situato diversi km a sud rispetto all’area in oggetto). Non emergono ulteriori elementi di rilevanza per l’area di interesse.

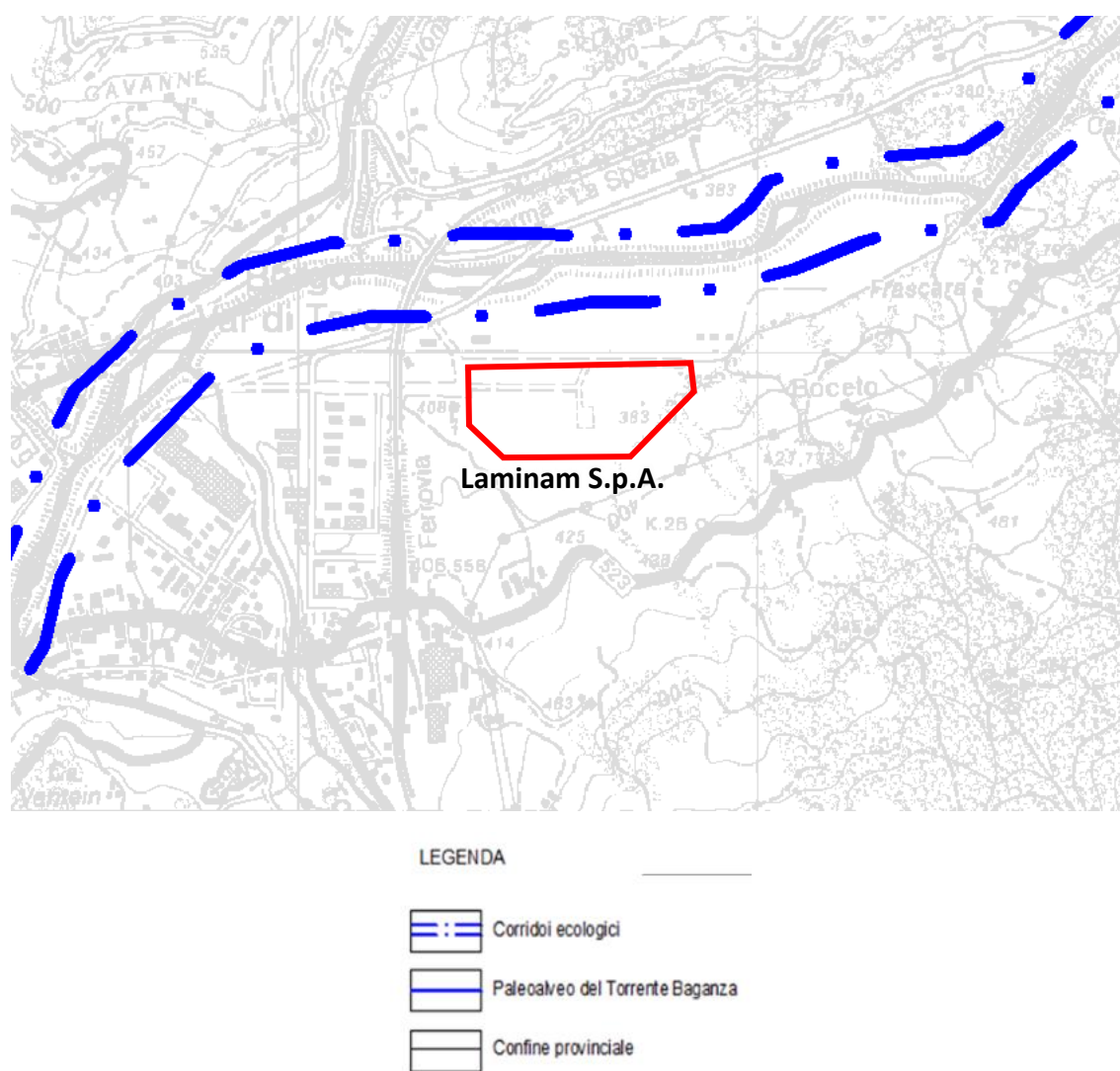


Fig. 4 - Stralcio della Tavola C5.2 "Progetti ed interventi di tutela e valorizzazione ambientale".

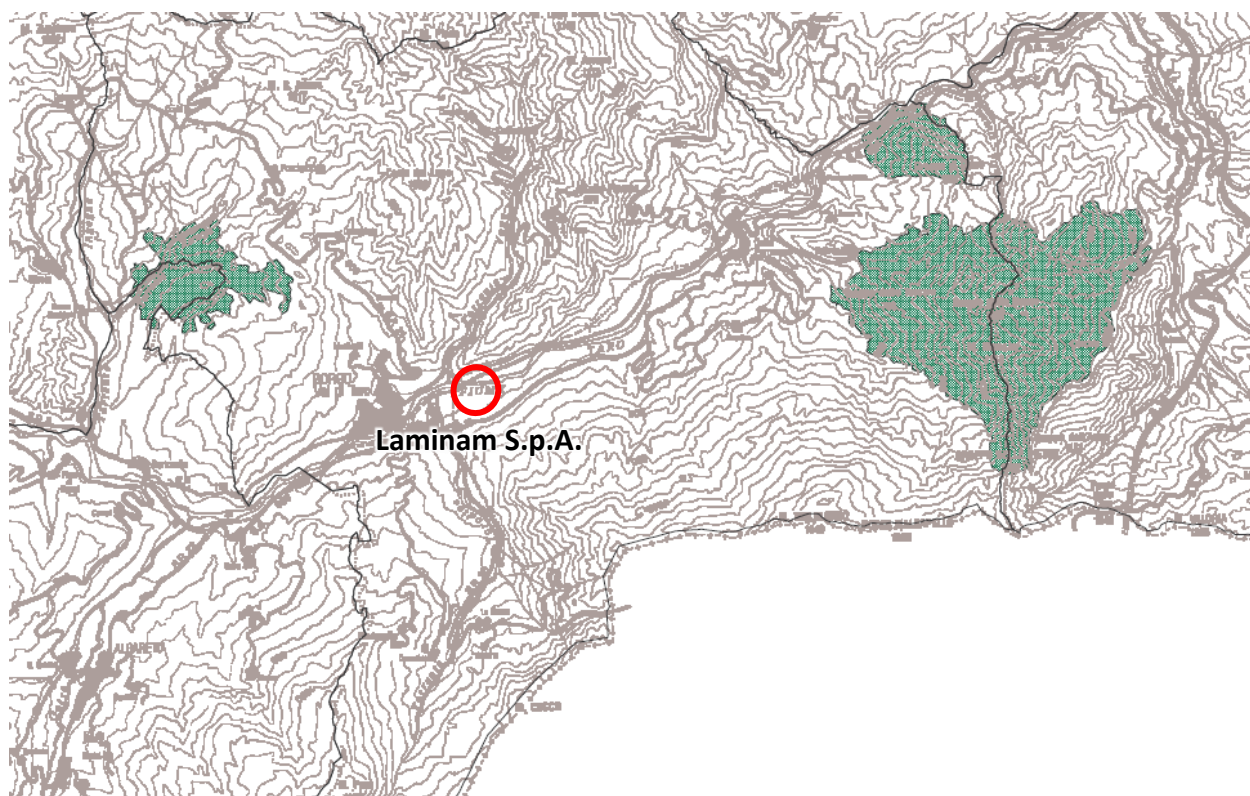


Fig. 5 - Stralcio della Tavola C5.A "Rete Natura 2000, individuazione SIC e ZPS".

Nella Tavola C5.2 "Progetti ed interventi di tutela e valorizzazione ambientale" e nella Tavola C5A "Rete Natura 2000, individuazione SIC e ZPS" si evince che il perimetro aziendale non ricade all'interno di aree oggetto di tutela.

Nella Tavola C5.2 (Fig. 4) emerge che il perimetro aziendale dista circa 100 m dal Corridoio ecologico del Fiume Taro. I Corridoi ecologici sono fasce territoriali di connessione fra le diverse aree naturali e hanno la funzione di garantire la continuità della rete ecologica provinciale.

L'intervento in progetto, data la sua natura, il contesto in cui viene realizzato e la distanza da tale area, non comporta frammentazione di habitat o ulteriori impatti negativi sull'area stessa. Pertanto l'intervento non risulta in contrasto con quanto definito nelle NTA del PTCP.

5. Nella progettazione e realizzazione degli interventi di trasformazione del territorio nell'ambito dei corridoi ecologici, dovranno essere previste particolari misure di mitigazione e di prevenzione rispetto alla frammentazione territoriale dovuta alla loro realizzazione, tenendo conto anche delle opportunità e dei possibili effetti positivi di interventi condotti in modo compatibile con la struttura naturale del paesaggio (agricoltura biologica, corridoi e fasce tampone lungo le infrastrutture viarie, opere di ingegneria naturalistica, ecc.).

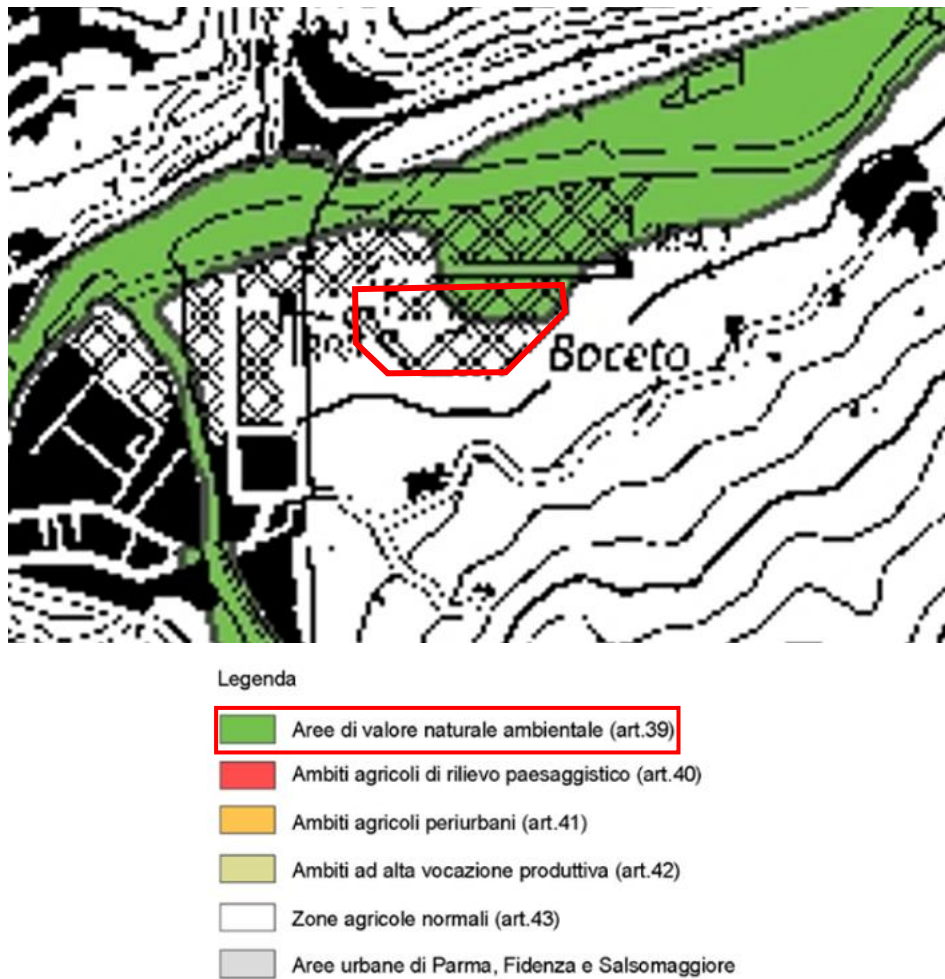


Fig. 6 - Stralcio della Tavola C6.B "Ambiti rurali".

Nella Tavola C6. "Ambiti rurali" si nota che il perimetro aziendale ricade parzialmente in "Aree di valore naturale ambientale".

L'Art. 39 delle Norme Tecniche di Attuazione stabilisce quanto segue:

1. *Costituiscono aree di valore naturale e ambientale gli ambiti del territorio rurale dotati di particolare pregio e interesse sotto il profilo naturalistico ed ambientale e pertanto sottoposti dagli strumenti di pianificazione ad una speciale disciplina di tutela ed a progetti locali di valorizzazione. Esse sono individuate e disciplinate dal PSC che ne definisce gli obiettivi generali di valorizzazione, in coerenza con le indicazioni del presente piano.*
2. *Tali aree sono prioritariamente destinate alla tutela della flora e della vegetazione, delle presenze arboree, della fauna, del paesaggio, delle emergenze storico-culturali, delle acque e delle risorse idriche, alla conservazione e alla valorizzazione degli habitat naturali, al mantenimento e al miglioramento dell'assetto idrogeologico.*
3. *Tali ambiti comprendono:*
 - a) *le aree naturali protette (parchi e riserve);*
 - b) *le aree boscate e destinate al rimboschimento, ivi compresi i soprassuoli boschivi distrutti o danneggiati dal fuoco, individuate nella Tav. C.3;*
 - c) *gli invasi ed alvei di laghi, bacini e corsi d'acqua;*
 - d) *le fasce di tutela fluviale (fascia A e fascia B) comprendenti le golene antiche e recenti;*

- e) *le aree umide;*
 - f) *i calanchi meritevoli di tutela;*
 - g) *le fasce individuate come "corridoi ecologici" individuate nella Tav. C.5;*
 - h) *le aree poste a quote superiori a 1200 m.*
4. *In detti ambiti è consentito lo svolgimento dell'attività agricola e forestale se ed in quanto compatibile con le finalità indicate e con le limitazioni di cui ai successivi commi. Sono altresì consentite il pascolo, le attività ricreative, turistiche e agrituristiche, di studio e di ricerca. Sono considerate non compatibili con l'attività agricola e adatte all'evoluzione dei processi di naturalizzazione le aree di cui ai punti c), f) e h).*
5. *Nelle aree di cui al punto a) la disciplina in merito alla tutela e valorizzazione del territorio ed alle destinazioni e trasformazioni ammissibili è stabilita dagli atti istitutivi e dai piani, programmi e regolamenti previsti dalle specifiche leggi che regolano la materia. Per ripartire in modo equo gli oneri derivanti dalla loro istituzione, la Provincia può stabilire specifiche forme di compensazione e riequilibrio territoriale, attraverso gli strumenti di perequazione di cui al comma 3 dell'art. 15 della L.R. n. 20/2000. In tali aree al fine di assicurare uno sviluppo sostenibile delle attività umane ed economiche:*
- *il PSC provvede ad armonizzare gli assetti insediativi e infrastrutturali del territorio con le finalità di tutela dell'ambiente naturale e delle sue risorse;*
 - *il POC coordina gli interventi di conservazione, restauro ambientale, difesa e ricostituzione degli equilibri idraulici e idrogeologici previsti dagli strumenti di gestione delle aree di valore naturale e ambientale con le previsioni relative alle trasformazioni insediative ed infrastrutturali.*
6. *Salvo diversa determinazione nei successivi commi del presente articolo:*
- *nelle aree di cui al punto b) valgono le disposizioni di cui all'art. 10 delle presenti Norme;*
 - *nelle aree di cui al punto c) sono consentite le attività e le trasformazioni di cui all'art. 13 delle presenti Norme;*
 - *nelle aree di cui al punto d) sono consentite le attività e le trasformazioni di cui all'art. 12 delle presenti Norme; sono consentite le attività estrattive previste dai PAE adottati in data antecedente all'approvazione delle presenti NTA, purché conformi ai dettami dell'art. n. 41 delle NTA del PAI;*
 - *nelle aree di cui al punto f) valgono le disposizioni di cui all'art. 15, 3° comma, delle presenti Norme.*
7. *L'attività agricola dovrà risultare compatibile con gli obiettivi di tutela e valorizzazione indicati per le suddette aree. Saranno quindi vietate le tecniche colturali potenzialmente inquinanti o suscettibili di depauperare e compromettere i caratteri naturali e paesaggistici dei luoghi, mentre saranno promosse le attività volte a favorire i processi di rinaturazione e di protezione e riqualificazione degli ecosistemi.*
8. *In particolare sono vietati gli allevamenti zootecnici intensivi. Gli allevamenti non intensivi potranno essere ammessi solo se confermati e appositamente disciplinati nei PSC. Nelle aree di cui ai punti c), d), e h) è comunque vietato l'allevamento di animali.*
9. *Nelle aree di valore naturale ed ambientale sono vietate le nuove edificazioni, salvo quelle strettamente necessarie per lo svolgimento delle attività consentite purché previste nei PSC e disciplinate nei RUE. In tali casi si dovranno adottare apposite metodiche di valutazione e di mitigazione dell'impatto ambientale e paesaggistico.*
10. *Gli strumenti di pianificazione provvedono inoltre a disciplinare:*
- a) *a) il recupero del patrimonio edilizio storico esistente, nel rispetto delle caratteristiche originarie, come indicato nell'art. 38;*
 - b) *b) la realizzazione di infrastrutture pubbliche.*

Per gli edifici esistenti non compatibili con gli obiettivi di tutela indicati si potranno adottare le procedure di demolizione, ricostruzione e trasferimento di cubatura di cui all'art. 38.

Come definito dal comma 9 si rimanda alla disciplina degli strumenti urbanistici comunali per ulteriori dettagli circa l'inquadramento e la destinazione d'uso specifica dell'area in esame.

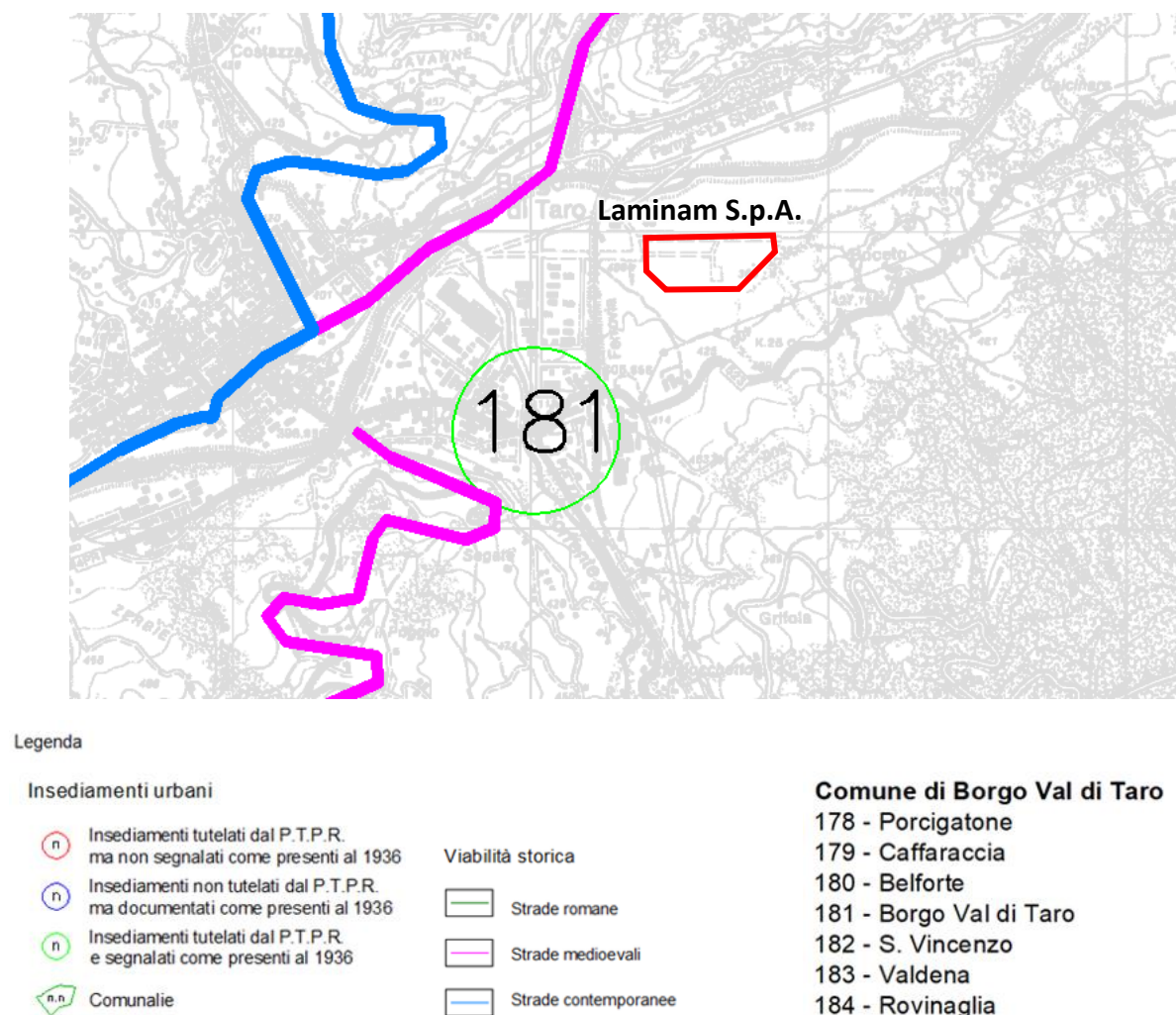


Fig. 7 - Stralcio della Tavola C7 "Ambiti di valorizzazione dei beni storico-testimoniali: insediamenti urbani e zone di interesse storico".

Nella Tavola C7. "Ambiti di valorizzazione dei beni storico-testimoniali: insediamenti urbani e zone di interesse storico" si evidenzia l'assenza di elementi di interesse in corrispondenza dell'area di stabilimento. Gli elementi più prossimi risultano essere:

- Alcune strade classificate come viabilità storica medioevale, "Via del Platoni" e "Via del Cimitero", segnalate ad una distanza minima in linea d'aria rispettivamente di 530 m e 970 m circa dall'area di stabilimento;
- la presenza del Borgo Val di Taro, classificato come insediamento tutelato dal PTPR (insediamento nr. 181) ubicato in zona sud-ovest rispetto allo stabilimento.

Un ulteriore aspetto meritevole di approfondimento risulta quello delle infrastrutture e della mobilità. Gli elaborati C.10 e C.11 riportano rispettivamente le Infrastrutture per la mobilità e la Gerarchia funzionale della rete stradale.

Dal punto di vista delle infrastrutture per la mobilità, sul territorio di Borgo Val di Taro sono presenti i seguenti elementi:

- SP523 classificata come viabilità di interesse provinciale e sovra provinciale (a nord dello stabilimento)
- Linea ferroviaria Tirreno Brennero e relativa fermata del servizio regionale esistente (E)
- Percorso ciclabile di valenza territoriale (a sud dello stabilimento)

Il secondo elaborato relativo alla mobilità, C.11 - Gerarchia funzionale della rete stradale, non riporta ulteriori elementi degni di nota per l'area in questione.

In conclusione, sulla base di quanto emerso dall'analisi dello strumento di pianificazione provinciale, si può affermare che non sussistano limitazioni vincolanti per la realizzazione del progetto in esame.

4 ANALISI DELL'IMPIANTO

4.1 DESCRIZIONE DELL'IMPIANTO

Riferimento alla documentazione inserita nella domanda di AIA:
Allegato 4 – Schema a blocchi del ciclo produttivo

Il progetto prevede la realizzazione di un nuovo impianto di cogenerazione alimentato a gas metano di rete, finalizzato alla produzione combinata di energia elettrica e calore da destinare ai processi produttivi dello stabilimento.

L'impianto sarà realizzato e gestito dalla società CPL Concordia Soc. Coop., in qualità di soggetto ESCO, ed installato all'interno del sito produttivo Laminam in area dedicata, appositamente predisposta.

Come detto, l'intervento si inserisce in un più ampio programma di efficientamento energetico e razionalizzazione dei sistemi termici dello stabilimento, senza incremento della capacità produttiva autorizzata.

L'impianto, collocato all'interno del perimetro aziendale nel piazzale sud, sarà in grado di generare energia elettrica con una potenza nominale pari a 3.354 kWe a fronte di una potenza termica introdotta (dato di targa) è di 7.520 kWt.

Il gruppo di cogenerazione è dotato di un sistema di recupero termico dai circuiti di raffreddamento del motore, che consente di produrre acqua calda a circa 90 °C con una potenza termica recuperabile pari a circa 1.906 kWt.

L'acqua calda viene generata mediante scambiatori dedicati posti sui circuiti di:

- raffreddamento delle camicie del motore (acqua motore),
- raffreddamento dell'olio lubrificante,
- recupero sui gas di sovralimentazione (intercooler).

Il fluido termico così ottenuto alimenta una rete di utenze interne allo stabilimento Laminam, che utilizzano calore a bassa temperatura per operazioni di preriscaldamento e asciugatura. In particolare, il calore recuperato sotto forma di acqua calda a 90 °C verrà impiegato per:

- preriscaldamento dell'aria destinata agli atomizzatori,
- preriscaldamento della barbottina in ingresso agli atomizzatori, e
- alimentazione dei quattro sistemi di scambiatori aria/essiccatoi ("aria 4 essiccatoi").

Il sistema di distribuzione termica è progettato in modo flessibile e modulabile, consentendo di destinare il calore recuperato integralmente a una singola utenza o di ripartirlo percentualmente su più utenze in funzione delle esigenze operative e delle condizioni di carico dei reparti produttivi.

Alla produzione di calore sottoforma di acqua calda, si aggiunge un ulteriore importante recupero termico legato allo sfruttamento dei gas combusti ad alta temperatura: i fumi di scarico, alla temperatura di circa 342 °C, infatti in condizioni di ordinario esercizio, saranno inviati direttamente agli atomizzatori (con un potenziale recupero di circa 1.897 kWt). A servizio dell'impianto sarà inoltre previsto un camino di by-pass denominato E1, appartenente al quadro emissivo della futura Autorizzazione Integrata Ambientale intestata a CPL Concordia Soc. Coop.. Tale camino, con funzionamento discontinuo, entrerà in esercizio

solo nei casi in cui non sia possibile il recupero termico verso l'atomizzatore, ad esempio durante fermi programmati dello stabilimento ceramico (manutenzioni, pulizie o interruzioni di processo) o in situazioni di necessaria disconnessione temporanea per esigenze operative.

Per quanto descritto, l'intervento si inserisce in un progetto di riqualificazione energetica con l'obiettivo di ridurre i consumi del complesso produttivo, che si estende su circa 95.000 m² tra uffici, reparti, depositi e aree di movimentazione.

Nel caso in cui la potenza elettrica prodotta dal generatore collegato al motore fosse superiore a quella effettivamente assorbita dallo stabilimento il motore primo potrà modulare in automatico la potenza portandosi a carico parziale. Se il calore fornito dai gas combusti fosse superiore alle richieste, un sistema di valvole modulante sarà in grado di deviare i gas combusti in tutto o in parte al camino E1, per l'emissione in atmosfera. L'eventuale calore in eccesso fornito al circuito acqua calda di preriscaldamento dell'aria destinata agli atomizzatori potrà essere dissipato in atmosfera mediante un dry cooler dedicato, per evitare pendolazioni del carico e permettere il funzionamento.

Dal punto di vista impiantistico, il cogeneratore sarà ospitato in una cabina in carpenteria metallica, realizzata su basamento in cemento armato, dotata di pannelli fonoassorbenti in classe 0 (euroclasse A1) per ridurre l'impatto acustico e proteggere le apparecchiature.

La cabina sarà suddivisa in locali con pannelli sandwich e conterrà, oltre al motore e agli scambiatori, i trasformatori, i quadri elettrici e i gruppi di pompaggio. La copertura, calpestabile, ospiterà apparecchiature complementari quali dry cooler di emergenza, secondo stadio intercooler, sistema di trattamento fumi con catalizzatore e camino. A fianco della cabina saranno collocati i serbatoi di olio lubrificante (fresco ed esausto).

Il nuovo camino di bypass a servizio del gruppo di cogenerazione, identificato come punto di emissione E1, avrà altezza di 10 m e sarà dotato di presa di campionamento da 3" posizionata in conformità alle prescrizioni tecniche. L'impianto sarà raggiungibile dalla viabilità privata interna asfaltata e collegato ai servizi esistenti mediante una nuova linea gas e un collegamento elettrico con la cabina MT.

All'interno della cabina troveranno posto anche un trasformatore MT/MT (da 10.500 a 15.000 V) e un trasformatore MT/BT (da 15.000 a 400 V) per l'alimentazione degli ausiliari.

Nell'immagine che segue si riporta lo schema a blocchi dell'impianto di cogenerazione. Si rimanda all'allegato 2-N970Q911-KB-001_01_Schema a blocchi per una maggiore chiarezza.

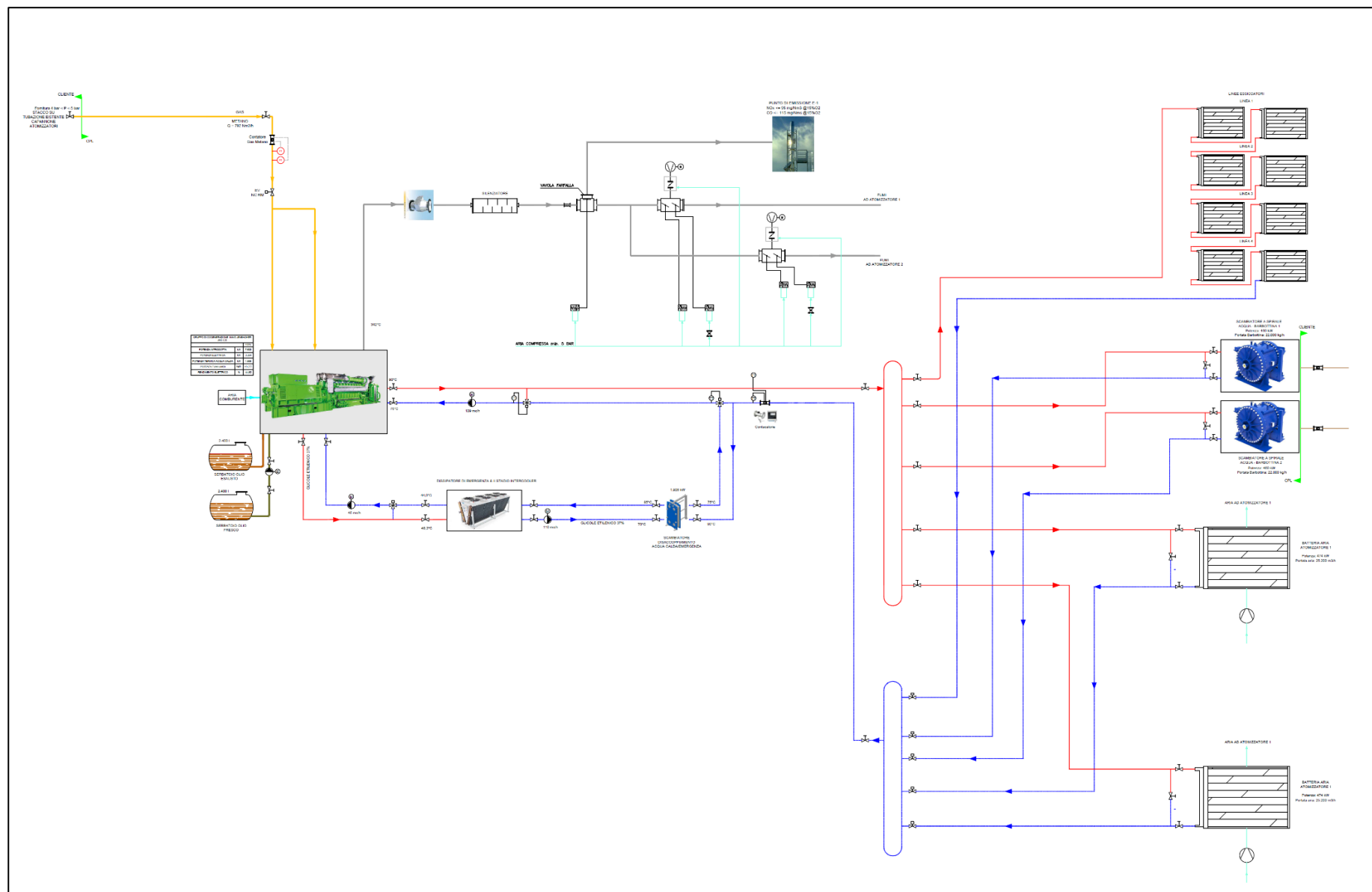


Fig. 8 - Stralcio tav. 2-N970Q911-KB-001_01_Schema a blocchi

4.1.1 Caratteristiche tecniche cogeneratore

Di seguito si sintetizzano le caratteristiche del gruppo di cogeneratore alimentato a gas metano, costituito da un motore a combustione interna accoppiato ad un generatore in grado di produrre, al 100% del carico, fino a 3.354 kWe a fronte di una potenza termochimica introdotta pari a 7.520 kW.



Fig. 9 – Immagine esemplificativa del motore di cogenerazione

Caratteristiche tecniche cogeneratore			
Combustibile	Gas Metano		
Carico [%]	100	75	50
Potenza elettrica [kW]	3.354	2.514	1.746
Potenza termica (Acqua calda) [kW]	1.906	1.367	922
Potenza termica gas di scarico [kW]	~1.897		
Potenza introdotta [kW]	7.520	5.753	4.175
Rendimento elettrico [%]	44,6	43,7	41,8

Tab. 1 - Caratteristiche tecniche cogeneratore.

4.1.2 Locale cogeneratore e ventilazione

Il cogeneratore verrà installato in una cabina insonorizzata in carpenteria ubicata all'esterno della struttura esistente dello stabilimento.

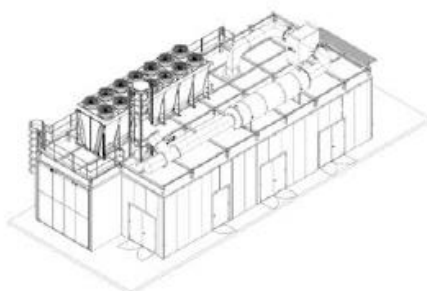


Fig. 10 Layout preliminare impianto.

Per proteggere le apparecchiature e per limitare le emissioni sonore verso l'esterno, alla struttura metallica verranno applicati pannelli fonoisolanti e fonoassorbenti. I pannelli a protezione del locale motore saranno certificati in classe A1 di reazione al fuoco mentre i pannelli degli altri locali tecnici attigui al locale motore integrati nel cabinato saranno semplici pannelli sandwich in classe A2 di reazione al fuoco. Ciascun locale verrà ventilato o condizionato. In particolare, il locale motore sarà dotato di ventilazione forzata necessaria alla fornitura di aria comburente al motore primo e all'asportazione del calore in superficie al cogeneratore.

Quattro ventilatori garantiranno un flusso d'aria con una portata di circa 150.000 m³/h.

Agli estremi del locale motore saranno installati dei setti insonorizzanti che garantiscano un abbattimento delle emissioni sonore.

In base al D.M. 13/07/2011 gli impianti di potenza nominale complessiva superiore a 400 kW, la superficie minima (S_{min}) di aerazione è calcolata come segue: 12,5 cm² per ogni kW di potenza nominale complessiva installata. Qualora la ventilazione del locale sia di tipo forzato, le superfici suddette possono essere diminuite fino al 50%.

Lo stesso D.M. definisce come potenza nominale complessiva la potenza meccanica (P_{mec}) espressa in kW, resa disponibile all'asse dell'unità di cogenerazione.

$$S_{min} = \frac{12,5 * P_{mecc}}{2} = \frac{12,5 * 3.431}{2} = 21.443 \text{ cm}^2$$

L'impianto è dotato di ventilazione forzata per cui la minima superficie di ventilazione (somma di setti di aspirazione ed espulsione del locale motore) sarà superiore a 2,1 m².

4.1.3 Circuito motore acqua calda

Grazie ad un sistema per il recupero e valorizzazione dei cascami termici prodotti dal motore primo (sistemi per il raffreddamento degli apparati di macchina quali primo stadio intercooler, olio motore, sistema di raffreddamento camicie) l'impianto è in grado potenzialmente (dato di targa) di recuperare 1.906 kWt:

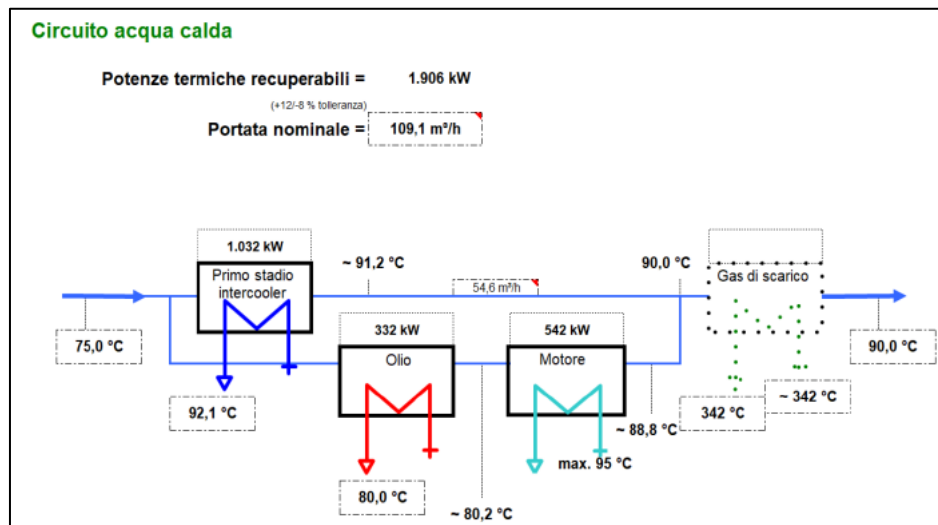


Fig. 11 - Schema di flusso motore endotermico.

In caso di sovrapproduzione termica il sistema di controllo del motore attiverà il circuito di dissipazione, definito di emergenza. Il calore in eccesso potrà essere dissipato in atmosfera mediante un dry cooler dedicato per evitare pendolazioni del carico termico e per permettere comunque il funzionamento della produzione elettrica.

La gestione del motore avverrà direttamente attraverso un quadro di comando e controllo.

La temperatura dell'acqua di ritorno al motore del circuito primario non deve superare i 75°C (massima temperatura ingresso scambiatore olio) per garantire il raffreddamento dello stesso ed il suo corretto funzionamento a regime. Inoltre se la temperatura dovesse scendere al di sotto della soglia minima entrerà in azione una valvola a tre vie, detta di preriscaldamento motore, che imporrà un ricircolo, in tutto o in parte, del fluido caldo nel motore, a discapito dello scambiatore di interfaccia con il circuito d'utenza. Se la temperatura di ritorno dovesse essere superiore al valore massimo, per mantenere a regime il motore si agirà attivando la dissipazione di emergenza, collegata ad un dry cooler che permetterà di dissipare il calore in eccesso di ritorno al motore.

A seguito del raffreddamento del motore è possibile disporre di acqua calda a temperatura a circa 90°C. L'acqua calda prodotta, mediante tubazioni in acciaio al carbonio coibentate con lana minerale e rivestite, verrà portata alle batterie acqua/aria di preriscaldamento dell'aria di alimento degli atomizzatori, agli scambiatori di riscaldamento della barbottina e delle quattro linee degli essiccatoi.

4.1.4 Circuito gas di scarico

I gas combusti ad alta temperatura dell'impianto di cogenerazione potranno essere inviati agli atomizzatori oppure, con un sistema di valvole modulanti, inviati al camino E1 per l'espulsione in atmosfera.

Il cogeneratore avrà precedenza di produzione rispetto ai bruciatori esistenti installati sugli atomizzatori che si accenderanno solo quando la potenza termica fornita dal cogeneratore non sarà sufficiente a soddisfare il fabbisogno termico dell'utenza.

Il motore produce a regime (con riferimento al 15% di O₂) 42.148 kg/h (a cui sommare una tolleranza del $\pm 5\%$) di gas esausti umidi ad una temperatura 342°C (con una tolleranza di $\pm 25^\circ\text{C}$). I gas combusti ad alta temperatura saranno convogliati attraverso una pastiglia catalitica ubicata all'interno di un catalizzatore posto sulla copertura della cabina insonorizzante contenente il motore.

Ciò consentirà di portare al di sotto dei limiti di legge la quantità di monossido di carbonio (CO) ancora presente nei fumi. Il tenore di CO a valle del catalizzatore come da limiti di legge dovrà essere inferiore a 240 mg/Nm³ con riferimento di ossigeno al 15%. I gas combusti del motore primo, grazie al controllo di combustione del sistema di controllo di macchina, avranno un tenore di ossidi di azoto NO_x inferiori a 95 mg/Nm³ riferiti ad un tenore di ossigeno del 15% (equivalenti a 250 mg/Nm³ riferiti ad un valore di ossigeno pari al 5%). Per limitare la rumorosità residua dell'impianto, il circuito di espulsione dei fumi comprenderà un silenziatore, anch'esso posto in copertura alla cabina, in grado di limitare le emissioni sonore allo scarico a valori inferiori a 55 dB(A) ad una distanza di 10 m (pressione sonora).

I gas combusti ad una temperatura superiore a 340 °C mediante un sistema di valvole modulanti potranno essere convogliati al camino oppure all'atomizzatore. Quando i gas caldi sono inviati in toto al camino, un sistema di messa in pressione con aria tra due valvole sul ramo che porta i fumi caldi agli atomizzatori garantisce che la tubazione dell'utenza sia priva di gas di scarico.

La linea fumi sarà realizzata in acciaio inox di spessore adeguato. Per ragioni di sicurezza e per limitare le dispersioni termiche, la tubazione sarà coibentata con uno strato di materiale ceramico ed uno di fibre minerali per ridurre la temperatura superficiale. Il camino potrà essere realizzato con tubazione in acciaio inox doppia parete precoibentata.

4.1.5 Circuito secondo stadio intercooler

Per favorire un maggior afflusso di combustibile al motore, la miscela aria-metano in ingresso alla macchina subisce un raffreddamento mediante due stadi intercooler. Date le temperature del primo stadio di raffreddamento, questo viene utilizzato per riscaldare l'acqua calda usata come fluido termovettore a servizio dell'utenza. Le temperature nel secondo stadio intercooler sono invece molto più basse. Per raffreddare la miscela, prima dell'ingresso in camera di combustione, è necessario dissipare parte del calore a bassa temperatura ancora presente nella miscela stessa in un secondo stadio intercooler. Per fare questo verrà utilizzato un dry cooler in grado di smaltire la potenza termica necessaria.

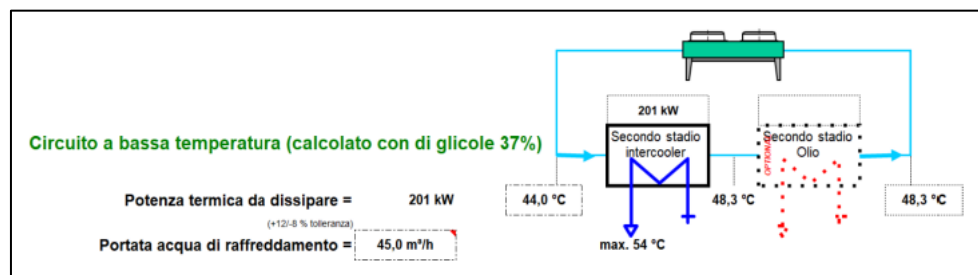


Fig. 12 - Schema di flusso circuito secondo stadio intercooler.

La potenza dissipata sarà pari a circa 201 kWt.

4.1.6 Circuito olio

A servizio del gruppo di cogenerazione sarà installato un serbatoio dell'olio lubrificante da 1.000 litri dotato di vasca di raccolta perdite posto all'interno della cabina insonorizzante contenente il motore, definito serbatoio dell'olio di giornata, per il reintegro della coppa dell'olio del motore.

Esternamente alla centrale termica, saranno posizionati due serbatoi di stoccaggio olio lubrificante (uno per l'olio fresco ed uno per quello esausto) da 2.400 litri ciascuno e collegati al serbatoio di giornata e quindi al motore, ciascuno dotato di vasca di raccolta, in caso di perdite di pari capacità. Tali serbatoi, definiti serbatoio olio fresco e serbatoio olio esausto, servono come supporto ai reintegri e cambi d'olio del motore.

4.1.7 Connessione elettrica

L'impianto di cogenerazione sarà in grado di produrre, al 100% del carico, una potenza elettrica pari a circa 3.354 kW. L'energia elettrica, prodotta dal generatore ad una tensione di 10,5 kV, sarà elevata a 15 kV mediante un trasformatore elevatore isolato in resina MT/MT ed immessa nella rete MT dello stabilimento. Una terna di cavi MT, posati in canala aerea, collegherà il trasformatore MT/MT, posto in un locale a fianco al motore, alla cabina MT dello stabilimento.

L'alimentazione necessaria per gli ausiliari del nuovo impianto di cogenerazione in bassa tensione (illuminazione, forza motrice, pompe, ecc.) verrà fornita da un secondo trasformatore MT/BT da 15 kV a 400 V.

Il sistema di controllo e gestione di impianto regolerà in continuo i componenti di impianto garantendone un funzionamento efficiente e sicuro.

4.1.8 Adduzione gas metano

Il gas metano di alimentazione del motore verrà prelevato da una valvola esistente sul collettore del gas metano esterno al fabbricato "ATM" dello stabilimento.

Derivando la linea di adduzione combustibile da un collettore interno allo stabilimento verrà aperto un POD virtuale per la contabilizzazione.

Il consumo stimato di gas da parte del cogeneratore è di circa 832 Nm³/h a pieno carico . Considerando una fornitura del combustibile a circa 4 bar l'incremento di portata per contatore e tubazioni sarà di circa 189 m³/h.

La tubazione dal punto di collegamento alla linea esistente ed il cogeneratore sarà aerea, verrà realizzata in acciaio al carbonio e verniciata di colore giallo.

All'esterno del cabinato del cogeneratore verranno installate una valvola manuale di intercettazione del combustibile, un contatore ed una elettrovalvola di sicurezza normalmente chiusa, alimentata con tensione di sicurezza 24Vdc ed a riarmo manuale.

Questa tipologia di motore richiede una piccola porzione (inferiore al 10%) di gas combustibile ad una pressione di circa 4 bar per il controllo fine della combustione nelle precamere sulla testa dei motori.

4.1.9 Assetto emissivo dell'impianto di cogenerazione

Il nuovo impianto di cogenerazione sarà dotato di due punti di emissione convogliata, denominati E1 ed E2, come riportato nel quadro riassuntivo delle emissioni allegato di cui si riporta sotto un estratto:

Azienda	CPL CONCORDIA Soc. Coop. - NUOVO IMPIANTO DI COGENERAZIONE c/o Stabilimento CERAMICO LAMINAM (Borgo Val di Taro, PR)										
Quadro riassuntivo delle emissioni											
Punto di emissione e n.	Provenienza	Portata (Nm³/h)	Durata della emissione (h)	Frequenza nelle 24 ore (n.)	Temper . (°C)	Tipo di sostanza inquinante	Concentrazione dell'inquinante in emissione (mg/Nm³)	Percentuale di O₂	Altezza di emissione dal suolo (m)	Sezione di emissione (mq)	Tipo di impianto di abbattimento (*)
E1	Camino espulsione fumi impianto di cogenerazione (by-pass)	33.500**	24*	1	342	Polveri	50	15	10	0,385	Catalizzatore ossidante
						NO₂	95	15			
						CO	240	15			
						SO₂***	15	15			
E2	Espulsione aria locale motore, cabinato	Attività scarsamente rilevante ai sensi dell'articolo 272 c. 5 del D.Lgs.152/06 e s.m.i.									

* Durata discontinua, il camino di bypass della cogenerazione si attiva in condizioni di esercizio che non consentano il recupero in atomizzatore, ad esempio, a fermi programmati dell'impianto ceramico (manutenzione, pulizia, ecc.) o interruzioni motivate da esigenze di produzione

** Portata normalizzata fumi umidi al 15%O₂. La portata tal quale al 8% di O₂ è circa 15.500 Nm³/h

*** Limite sugli SO₂ si intende automaticamente rispettato, e non soggetto quindi ad autocontrolli, in caso di alimentazione a gas naturale

Tab. 2 - Quadro emissivo impianto cogeneratore.

Il punto di emissione E1 è associato allo scarico dei gas combusti del motore in condizioni di esercizio che non consentano il recupero termico verso gli atomizzatori, ad esempio durante fermi programmati dello stabilimento ceramico (manutenzioni, pulizie o interruzioni di produzione).

Si tratta pertanto di una emissione discontinua, con una portata di circa 33.500 Nm³/h (espressa come portata dei fumi umidi al 15 % di O₂), temperatura dei fumi di circa 342 °C e altezza di emissione pari a 10 m.

I fumi, in alimentazione a gas naturale, sono trattati mediante un catalizzatore ossidante, che garantisce la riduzione di monossido di carbonio e composti organici incombusti.

I principali parametri emissivi di riferimento, con riguardo ai limiti normativi previsti alla Parte III dell'All. I alla parte Quinta del D.Lgs. 152/2006 (Limiti per motori fissi costituenti medi impianti di combustione nuovi alimentati a combustibili gassosi) sono, espressi al 15% di O₂:

- Polveri totali: 50 mg/Nm³
- Ossidi di azoto (NO₂): 95 mg/Nm³
- Monossido di carbonio (CO): 240 mg/Nm³
- Anidride solforosa (SO₂): ≤15 mg/Nm³, limite automaticamente rispettato in caso di combustione a gas naturale.

La durata della fase di emissione è limitata a periodi di fermo o transitori produttivi, con massimo puramente teorico indicato in 24 ore/giorno, ma in pratica con funzionamento solo occasionale.

Il punto E2, invece, corrisponde all'espulsione dell'aria di ventilazione del cabinato motore, destinata al raffreddamento e alla ventilazione degli ambienti tecnici.

Tale emissione, priva di inquinanti significativi, è classificata come attività scarsamente rilevante ai sensi dell'art. 272, comma 5, del D.Lgs. 152/2006 e s.m.i., e non è soggetta a monitoraggio periodico.

Nel complesso, l'impianto di cogenerazione presenta quindi un assetto emissivo limitato, con un solo camino attivo in condizioni residuali (E1) e nessuna nuova sorgente a regime ordinario, essendo i fumi destinati, nella normale configurazione di esercizio, al recupero termico diretto sugli atomizzatori

4.2 MATERIE PRIME E ACCESSORIE

Riferimento alla documentazione inserita nella domanda di AIA:
Allegato 3D – Planimetria (materiali/rifiuti)
Schede: C, D, I – Materie Prime, Ciclo Produttivo, Rifiuti

L’esercizio del nuovo impianto di cogenerazione comporterà l’utilizzo di gas metano, olio lubrificante e liquido antigelo a base di glicole monoetilenico come principali materiali di esercizio.

Il consumo annuo stimato di gas metano è pari a circa 7.373.184 Sm³/anno, destinato all’alimentazione del motore endotermico per la produzione combinata di energia elettrica e termica. Tale consumo è da considerarsi coerente con la taglia dell’impianto e proporzionato alla potenza elettrica e termica generata, senza introdurre elementi di criticità dal punto di vista dell’approvvigionamento, poiché il combustibile è fornito tramite connessione diretta alla rete di distribuzione esistente, senza necessità di trasporti dedicati.

L’olio lubrificante è necessario per il corretto funzionamento del cogeneratore, per il rabbocco periodico dell’olio consumato dal motore mediante serbatoio a bordo macchina e per il normale ricambio ciclico quando l’olio contenuto nella coppa motore risulta esausto. Il fabbisogno medio annuo stimato è pari a circa 10.000 litri.

Il gruppo di cogenerazione sarà installato all’interno del cabinato su basamento in cemento armato dotato di canale di raccolta olio o, in alternativa, su vasca di raccolta fornita a corredo del motore primo, atta a contenere eventuali perdite o sversamenti accidentali. In tal modo è escluso qualsiasi rischio di contaminazione della rete di raccolta acque meteoriche o reflue.

Lo stoccaggio di olio nuovo e olio esausto avverrà in apposito spazio esterno alla centrale, mediante serbatoi fuori terra dotati di bacino di contenimento di capacità idonea a trattenere l’intero volume stoccato, prevenendo possibili fenomeni di inquinamento del suolo o delle acque superficiali in caso di perdite accidentali.

Il liquido antigelo, costituito da glicole monoetilenico, sarà impiegato in miscela al 33% con acqua per il riempimento dei circuiti chiusi di raffreddamento del cogeneratore, collegati agli elettrodissipatori posti sulla copertura della centrale. Con tale concentrazione, il punto di congelamento si abbassa a valori inferiori a -19 °C, condizione che esclude il rischio di danneggiamento delle tubazioni e conseguenti sversamenti in ambiente, tenuto conto delle caratteristiche climatiche della zona di Borgo Val di Taro.

I circuiti contenenti glicole monoetilenico operano a pressione superiore a quella atmosferica e saranno dotati di trasduttori di pressione per il monitoraggio continuo. Eventuali cali di pressione attiveranno un allarme automatico che consentirà di individuare tempestivamente anche piccole perdite, prevenendo potenziali sversamenti accidentali.

Di seguito si riportano in formato tabellare le materie prime utilizzate con l’esercizio del nuovo cogeneratore.

Materia prima	Consumi futuri stimati (Post operam)
---------------	---

Gas metano	7.373.184 Sm ³ /anno
Liquido antigelo/glicole (per avviamento)	1.500 l/anno
Olio lubrificante (per avviamento)	n.d.
Olio lubrificante (a regime)	10.000 l/anno

Nel complesso, il consumo e la gestione delle materie prime risultano contenuti e compatibili con le caratteristiche impiantistiche e gestionali del nuovo sistema di cogenerazione. Le misure previste di raccolta, confinamento e monitoraggio assicurano la totale prevenzione di impatti ambientali diretti o indiretti, per cui l'impatto complessivo sulla matrice "materie prime" è valutabile come trascurabile.

Per gli approvvigionamenti di acqua si veda quanto descritto al capitolo seguente (4.5.1).

Il cogeneratore poserà su una platea in cemento armato sulla quale verrà predisposto un canale di scolo perimetrale che raccolga i fluidi eventualmente sversati (olio lubrificante ed acqua glicolata) oppure una vasca di raccolta integrata fornita a corredo del cogeneratore.

Lo stoccaggio di olio fresco per la ricarica e lo stoccaggio di olio esausto (rifiuto) avverrà in apposito spazio esterno alla centrale. I serbatoi di stoccaggio (fuori terra) saranno dotati di vasca sottostante avente congruente capacità per evitare l'inquinamento accidentale delle aree in caso di fughe accidentali.

Ulteriori dettagli sono riportati nella scheda dedicata C – materie prime e ausiliarie e nelle schede di sicurezza allegate alla presente istanza. Possono essere inoltre impiegati altri materiali utilizzati nelle attività di manutenzione (in particolare filtri aria comburente, filtro olio e candele) per i quali non è possibile fornire una stima.

4.3 BILANCIO ENERGETICO

Riferimento alla documentazione inserita nella domanda di AIA:
Scheda L – Energia

Di seguito sono riportati i principali parametri di funzionamento attesi del cogeneratore.

Per maggiore chiarezza si riportano i valori di energia termica sia in kW sia in Sm³.

PARAMETRI PRODUTTIVI		
Potenza introdotta (gas nat.)	kW _{comb}	7.520
Consumo gas metano	Sm ³ /h	878
	Sm ³ /anno	7.373.184
Potenza elettrica generata (ai morsetti generatore)	kW _{el}	3.354
Rendimento elettrico impianto		44,6%

Energia termica massima recuperabile – Acqua calda ad alta temperatura	kW _t	1.906
Energia termica massima recuperabile – Fumi di scarico ad alta temperatura	kW _t	1.897

Tab. 3 – Produzione e consumi del nuovo impianto di cogenerazione.

Il funzionamento previsto per l'impianto di cogenerazione sarà di 8.400 ore/anno. I consumi e le prestazioni energetiche annue che interessano l'impianto di cogenerazione a pieno carico possono essere stimati come riportato in tabella.

PRESTAZIONE ENERGETICA ANNUA STIMATA		
Energia termochimica (introdotta con il gas naturale)	MWh/anno	66.326
Energia termica recuperata	MWh/anno	25.623
Energia elettrica netta prodotta (95% della Pot. El. Lorda)	MWh/anno	26.765

Tab. 4 - Prestazione energetica annua del cogeneratore.

DETTAGLIO PRESTAZIONE STIMATA ENERGIA TERMICA RECUPERATA ANNUA		
Energia termica recuperata Fumi- ATM	kW _t	1.897
Energia termica recuperata preriscaldamento barbottina	kW _t	460
Energia termica recuperata preriscaldamento aria ATM;	kW _t	1.081
Energia termica recuperata preriscaldamento aria essiccatoi	kW _t	356

Tab. 5 - Dettaglio prestazione energia termica recuperata annua.

4.4 BILANCIO IDRICO

Riferimento alla documentazione inserita nella domanda di AIA:
Allegato 3B – Planimetria (rete idrica)
Schede: F, G – Risorse Idriche, Emissioni Idriche
Relazione tecnica fognature

Si riporta sotto la disamina della componente idrica relativa all'impianto suddivisa in diversi sotto capitoli relativi a: prelievi, scarichi e sistemi di contenimento previsti.

4.4.1 Prelievi idrici

Il sistema di cogenerazione opera a circuito chiuso e non richiede quindi prelievi continui di acqua per il processo di produzione energetica. Sono tuttavia previsti consumi saltuari di:

- acqua addolcita, destinata al riempimento iniziale degli impianti tecnologici ed a eventuali reintegri parziali, utilizzata come fluido di trasferimento dell'energia termica recuperata dal cogeneratore (previa verifica della qualità dell'acqua disponibile);
- acqua osmotizzata, da impiegare per la miscelazione con l'acqua di riempimento degli impianti qualora l'acqua addolcita non risulti conforme ai requisiti qualitativi.

L'approvvigionamento avverrà mediante rifornimenti diretti in sito tramite cisterna dedicata (cubo pallet) o tank, in quanto non sono presenti addolcitori interni.

Trattandosi di operazioni accessorie, di natura sporadica e discontinua, non è possibile stimare con precisione i volumi di approvvigionamento, che sono comunque da ritenersi trascurabili.

4.4.2 Scarichi idrici

il nuovo impianto di cogenerazione opera a circuito chiuso e non richiede prelievi di acqua per il processo di produzione energetica; di conseguenza, non sono previsti scarichi idrici di processo.

Le acque derivanti da eventuali svuotamenti, anche parziali, dell'impianto verranno recuperate, in quanto costituite da miscele di acqua e glicole, e gestite secondo le procedure aziendali di recupero e riutilizzo dei fluidi tecnici.

L'impianto sarà installato all'esterno del capannone, ma entro il perimetro dello stabilimento, in un'area pavimentata e servita dalla rete di raccolta delle acque meteoriche di prima pioggia, che convoglia le acque nella vasca di accumulo interrata da 34 m³, situata sul lato sud-est del complesso produttivo.

Le acque meteoriche vengono gestite mediante un sistema di separazione che, tramite un apposito pozzetto di bypass, consente di discriminare le acque di prima pioggia, avviate alla vasca di accumulo, da quelle di seconda pioggia, le quali confluiscono direttamente ai recapiti finali e, in particolare, allo scarico S3 di Laminam.

4.4.3 Contenimento scarichi idrici

L'impianto di cogenerazione sarà installato su una superficie già impermeabilizzata, in modo da escludere qualsiasi interazione diretta con il suolo.

Al fine di evitare sversamenti d'olio interni al locale macchina, il cogeneratore poserà su una platea in cemento armato sulla quale verrà predisposto un canale di scolo perimetrale che raccolga i fluidi eventualmente sversati (olio lubrificante ed acqua glicolata) oppure una vasca di raccolta integrata fornita a corredo del cogeneratore.

I serbatoi esterni al locale motore saranno dotati di vasca di raccolta di eventuali sversamenti.

L'impianto di cogenerazione sarà installato su una superficie già impermeabilizzata, in modo da escludere qualsiasi interazione diretta con il suolo.

I serbatoi esterni al locale motore saranno anch'essi provvisti di vasche di contenimento dedicate, dimensionate per garantire la completa raccolta del volume di fluido contenuto, in conformità alle buone pratiche di prevenzione ambientale.

4.5 EMISSIONI IN ATMOSFERA

Riferimento alla documentazione inserita nella domanda di AIA:
Allegato 3A – Planimetria (atmosfera)
Scheda E – Emissioni in atmosfera
QUADRO RIASSUNTIVO EMISSIONI (QRE)

Il nuovo impianto di cogenerazione sarà dotato di due punti di emissione convogliata, denominati E1 ed E2, direttamente convogliato in atmosfera:

- Camino di emissione del cogeneratore (**sigla E1**) in cui sono convogliati i gas di scarico derivanti dalla combustione del gas naturale all'interno del sistema di cogenerazione
- Espulsione aria locale motore, cabinato (**sigla E2**), attività scarsamente rilevante ai sensi dell'articolo 272 c. 5 del D.Lgs.152/06 e s.m.i.

4.5.1 Emissioni convogliate

Introduzione dell'emissione E1 relativa al camino di bypass del cogeneratore, da autorizzare per un funzionamento discontinuo che entrerà in esercizio solo nei casi in cui non sia possibile il recupero termico verso l'atomizzatore, ad esempio durante fermi programmati dello stabilimento ceramico (manutenzioni, pulizie o interruzioni di processo) o in situazioni di necessaria disconnessione temporanea per esigenze operative.

L'emissione E1 è valutata per una portata di fumi umidi di circa 33.500 Nmc/h (espressi al 15% di O₂), corrispondente a circa 15.500 Nmc/h tal quali (% di O₂ all'8% circa) e per i parametri inquinanti e limiti previsti per dal D.Lgs. 152/2006 i motori alimentati a gas naturale.

Punto emissivo E1: EMISSIONI INQUINANTI – CON CATALIZZATORE		
Emissioni inquinanti - NOx (15% O2)	mg/Nm ³	95
Emissioni inquinanti – CO (15% O2)	mg/Nm ³	240
Emissioni inquinanti – Polveri (15% O2)	mg/Nm ³	50
Emissioni inquinanti – SO ₂ (15% O2)	mg/Nm ³	15*

**il valore limite si intende automaticamente rispettato, e non soggetto quindi ad autocontrolli, in caso di alimentazione a gas naturale*

Sotto, per completezza, la tabella estrapolata dal D.Lgs. 152/06 - Allegato I Parte V.

Turbine a gas costituenti medi impianti di combustione nuovi alimentati a combustibili gassosi. Valori riferiti ad un tenore di ossigeno nell'effluente gassoso del 15%.

Potenza termica nominale (MW)	< 50
ossidi di azoto [1]	75 mg/Nm ³ [2]
monossido di carbonio	100 mg/Nm ³
ossidi di zolfo	15 mg/Nm ³ [3]

[1] Valori limite applicabili solo in caso di carico di processo superiore al 70%.
[2] 50 mg/Nm³ in caso di utilizzo di gas naturale.
[3] Il valore limite si considera rispettato in caso di utilizzo di gas naturale.

4.5.2 Emissioni diffuse

Sezione non pertinente per l'impianto in questione

4.5.3 Emissioni fuggitive

Sezione non pertinente per l'impianto in questione

4.5.4 Emissioni eccezionali in condizioni prevedibili

Sezione non pertinente per l'impianto in questione

4.5.5 Contenimento emissioni

Come anticipato, il motore produce a regime (con riferimento al 15% di O₂) 42.148 kg/h (a cui sommare una tolleranza

del ±5%) di gas esausti umidi ad una temperatura 342°C (con una tolleranza di ±25°C).

I gas combusti ad alta temperatura saranno convogliati attraverso una pastiglia catalitica ubicata all'interno di un catalizzatore posto sulla copertura della cabina insonorizzante contenente il motore. Si riporta per maggior approfondimento un estratto (a titolo esemplificativo) di documento tecnico da parte del fornitore. Ciò consentirà di portare al di sotto dei limiti di legge la quantità di monossido di carbonio (CO) ancora presente nei fumi. Il tenore di CO a valle del catalizzatore come da limiti di legge dovrà essere inferiore a 240 mg/Nm³ con riferimento di ossigeno al 15%.

Metalcor®

Metallic Catalyst Elements for Superior Emissions Performance

For over 20 years, DCL has been providing superior quality and innovative emission solutions to various industries. DCL's Metalcor® thin-walled metallic catalyst elements provide advanced emission control solutions in a broad variety of designs and configurations.

If you are a plant operator...



A stationary engine or other emission source out of emission compliance can mean plant closure and fines. As such, DCL offers fast deliveries for a variety of sizes and configurations of catalyst elements, including direct replacement parts for most other manufacturers. Most parts are in stock and can be shipped right away.

If you are a catalyst packaging or canning company...



DCL's advanced, high-volume and flexible manufacturing facility allows us to produce customized, yet economical solutions for the most demanding standards of design, performance and quality control. Our expert application engineering support helps you through the process of selecting the right configuration and PGM loading to ensure you get the best solution for your application.



Catalyst Formulation Options		
Three-Way Catalysts  Three-way catalysts are used in rich-burn or stoichiometric engines for simultaneous conversion of oxides of nitrogen (NO_x), carbon monoxide (CO), hydrocarbons (HC), formaldehyde (CH_2O) and other EPA classified Hazardous Air Pollutants (HAPs). A closed loop air-fuel ratio controller is required for the three-way catalyst to work effectively. Rich-Burn	Oxidation Catalysts  Oxidation catalysts are effective for the control of carbon monoxide (CO), non-methane hydrocarbons (NMHC), volatile organic compounds (VOC), formaldehyde (CH_2O) and other EPA classified Hazardous Air Pollutants (HAPs). Lean-Burn and Process Industries	Diesel Oxidation Catalysts  Diesel oxidation catalysts (DOCs) are effective for the control of carbon monoxide (CO), hydrocarbons (HC), odor causing compounds, and the soluble organic fraction (SOF) of particulate matter (PM_{10}). Diesel

Si allega inoltre la relativa scheda emissiva del punto E1 nonché la scheda relativa ai medi impianti di combustione, secondo quanto definito dalla parte IV-bis dell'allegato I alla parte quinta del D.Lgs.152/06:

PUNTO DI EMISSIONE E1		
1	Provenienza	Camino espulsione fumi impianto di cogenerazione (by-pass)
2	Impianti/macchine interessate	INNIO Jenbacher JMS620 GS - N.L.
3	Portata dell'aeriforme	33.500 Nm ³ /h
4	Durata della emissione	24 h/g
5	Frequenza della emissione nelle 24 h	1
6	Costante / Discontinua	Discontinua
7	Temperatura	342 °C
8	Inquinanti presenti	NOx CO Polveri SO ₂
9	Concentrazione degli inquinanti in emissione	NOx 95 mg/ Nm ³ CO 240 mg/ Nm ³ Polveri 50 mg/ Nm ³ SO ₂ 15 mg/ Nm ³ * *il valore limite si intende rispettato in caso di utilizzo di gas naturale Valori riferiti ad un tenore di ossigeno del 15%
10	Flusso di massa degli inquinanti in emissione	NOx 19,10 kg/g CO 48,24 kg/g Polveri 2,01 kg/g SO ₂ 3,02 kg/g
11	Altezza geometrica dell'emissione (rispetto al suolo)	10 m
12	Dimensioni del camino	Circolare 700 mm
13	Materiale di costruzione del camino (*)	Acciaio inox
14	Tipo di impianto di abbattimento	Catalizzatore
15	Coordinate del punto di emissione (*) (UTM 32)	9°47'15.6" E 44°29'23.9" N
16	Note	/

SIGLA MEDIO IMPIANTO DI COMBUSTIONE: COGENERATORE A GAS METANO	
COGENERATORE A GAS METANO da 3.354 kWe e 7.520 kWt di potenza introdotta	
a) Nome e sede legale del gestore e sede dello stabilimento in cui sono ubicati gli impianti, se fissi;	Gestore: CPL CONCORDIA Soc. Coop. Sede legale: Via Grandi n. 39 CAP 41033 Comune di Concordia s/S Stabilimento: Stabilimento Laminam, Via Primo Brindani, 1, Borgo Val di Taro (PR)
b) Classificazione secondo le definizioni dell'articolo 268, comma 1, lett. da gg-bis) a gg-septies);	Classificazione gg-bis) 2) nuovo
c) Classificazione dei combustibili utilizzati (biomassa solida, altri combustibili solidi, gasolio, altri combustibili liquidi, gas naturale, altri combustibili gassosi) e relativi quantitativi;	Metano consumo: 878 Sm ³ /h
d) Potenza termica nominale;	1.906 kW sotto forma di acqua calda
e) Numero previsto di ore operative annue;	8.400
f) Carico medio di processo	44,6%
g) Data di messa in esercizio o, se tale data non é nota, prove che la messa in esercizio dei medi impianti di combustione esistenti sia antecedente al 20 dicembre 2018.	Giugno 2027
h) Settore di attività dello stabilimento o del medio impianto di combustione secondo il codice NACE	

4.6 EMISSIONI SONORE

Riferimento alla documentazione acclusa alla domanda di AIA:
Allegato 3C – Planimetria (sorgenti sonore)
Allegato 6 – Previsione di Impatto Acustico
Scheda H – Rumore

L’impianto rispetterà i requisiti sanciti dalla vigente normativa in termini di immissioni/emissioni acustiche, ai sensi della L.447/95 e s.m.i. Si allega a tal proposito opportuna documentazione previsionale di impatto acustico.

4.7 RIFIUTI

Riferimento alla documentazione acclusa alla domanda di AIA:
Allegato 3D – Planimetria (materiali/rifiuti)
Scheda I – Rifiuti

L’impianto in oggetto produrrà ridotti quantitativi di rifiuti, tra i quali oli esausti e materiali residuali da attività di manutenzione (in particolare filtri aria comburente, filtro olio e candele). L’olio esausto (CER 13.02.08*) sarà stoccato in apposito spazio esterno alla centrale in serbatoi di stoccaggio (fuori terra), i quali saranno dotati di vasca sottostante avente congruente capacità per evitare l’inquinamento accidentale delle aree in caso di fughe accidentali. Il quantitativo di olio esausto prodotto è stimato pari a circa 10.000 l/anno.

Si precisa che i rifiuti prodotti nel corso degli interventi di manutenzione saranno temporaneamente depositati in idonei bacini per poi essere inviati a recupero/smaltimento secondo tipologia a cura della ditta incaricata della manutenzione dell’impianto. In tutti gli altri casi in cui dovessero venire prodotti rifiuti, questi verranno comunque gestiti in regime di “deposito temporaneo, ai sensi dell’art.183 del D.lgs. 152/06 nella opportuna zona prevista nei pressi dell’impianto (si veda in tal senso la planimetria allegata all’istanza di AIA).

Nella seguente tabella è riportata una stima dei rifiuti prodotti (associati ai relativi CER) con associata la frequenza di rimozione. Ulteriori dettagli quali/quantitativi, sono riportati nella scheda di dettaglio I.

CER	Descrizione	Frequenza smaltimento
13.02.08*	Oli minerali per motori, ingranaggi e lubrificazione, non clorurati.	Al riempimento della cisterna
15.02.02*	Assorbenti, materiali filtranti (inclusi filtri dell'olio non specificati altrimenti), stracci e indumenti protettivi, contaminati da sostanze pericolose.	Al riempimento dei bacini di contenimento
15.02.03	Assorbenti, materiali filtranti, stracci e indumenti protettivi, diversi da quelli di cui alla voce 15.02.02	In concomitanza degli interventi manutentivi
16.01.22	Componenti non specificati altrimenti.	In concomitanza degli interventi manutentivi

4.7.1 Contenimento rifiuti

Non sono previsti sistemi di contenimento e/o bacini specifici, se non quelli espressamente menzionati nella sezione precedente.

4.8 BONIFICHE

Non risultano bonifiche ad oggi effettuate, né previste. In caso di emergenza ambientale, il gestore deve immediatamente provvedere agli interventi di primo contenimento del danno informando dell'accaduto quanto prima ARPAE. Successivamente, il gestore deve effettuare, laddove necessario, gli opportuni interventi di bonifica.

4.9 IMPIANTI A RISCHIO DI INCIDENTE RILEVANTE

Sezione non pertinente per l'impianto in questione.

5 **VALUTAZIONE INTEGRATA DELL’INQUINAMENTO, DEI CONSUMI ENERGETICI ED INTERVENTI DI RIDUZIONE INTEGRATA: POSIZIONAMENTO DELL’IMPIANTO**

L’installazione oggetto della presente AIA si configura quale attività tecnicamente connessa all’AIA di Laminam; pertanto, alla stessa non sono associate specifiche BAT in quanto non rientrante nell’elenco delle attività riportate nell’Allegato VIII alla Parte Seconda del D. Lgs.152/06 e ss.mm.

L’analisi riportata nel seguito, quindi, rimanda ai soli aspetti relativi all’esercizio del cogeneratore. Il confronto è stato effettuato prendendo a riferimento quanto riportato nelle Migliori Tecniche Disponibili (di seguito MTD) per il settore ceramico (Bref di Agosto 2007) e nel Bref “Energy efficiency” di febbraio 2009, formalmente adottato dalla Commissione Europea.

In merito al primo riferimento citato, si fa presente che il Bref del settore ceramico, raccomanda fortemente l’ausilio del sistema della cogenerazione, citandolo anche al capitolo 4.1.3 del Bref Stesso (*Cogeneration/combined heat and power plants - Description, achieved environmental benefits and operational data*).

A tal proposito quindi, nella disamina dei BEST AVAILABLE TECHNIQUES FOR CERAMIC MANUFACTURING al punto 5.1.2 b) viene esplicitata la BAT seguente:

		Chapter 5
b) BAT is to reduce primary energy consumption by applying cogeneration/combined heat and power plants (see Section 4.1.3), on the basis of useful heat demand, within energy regulatory schemes which are economically viable.		

Si ritiene quindi applicabile e compatibile l’impianto in questione per l’utilizzo nel settore ceramico qua proposto. Inoltre, esplicitando alcune altre sezioni delle presenti MTD ritenuti pertinenti, si ha che:

Aspetto ambientale	Riferimento BREF	Posizionamento aziendale	Confronto
Gestione ambientale	5.1.1	Applicata	CPL Concordia Soc. Coop. detiene la certificazione UNI EN ISO 14001, pertanto implementa un sistema di gestione che contiene opportune procedure comportamentali e operative, individuando inoltre personale formato e con le dovute competenze, responsabile della loro attuazione. La gestione dell’impianto sarà coordinata e integrata con il vigente sistema in uso.
Consumi di energia	5.1.2	Applicata	L’impianto ha, tra gli altri, come obiettivo l’efficientamento produttivo del ciclo ceramico cui andrà a collegarsi, ragion per cui tale BAT si ritiene applicata.

			L'installazione del cogeneratore permetterà di produrre energia elettrica in loco (evitando il prelievo dalla rete) e di recuperare energia termica da inviare al reparto atomizzatori.
Emissioni di polveri	5.1.3.2 emissioni convogliate	Applicata	L'impianto sarà dotato di un unico punto emissivo con relativo catalizzatore per abbattimento emissioni, di cui al capitolo 4.5.1. il collettamento previsto e il sistema in uso risultano coerenti con l'impianto in questione.
Composti gassosi	5.1.4.1 / 5.1.4.2	Applicata	Si veda il capitolo 4.5.1 per tutti i dettagli dei parametri emissivi associati all'impianto, i quali sono quelli previsti dalla attuale normativa disponibile e quindi coerenti con l'impianto in questione.
Acque reflue di processo	5.1.5	Applicata	Si veda il capitolo 4.4.2 per i dettagli dei parametri emissivi associati all'impianto, i quali non presentano incompatibilità ambientali e risultano quindi coerenti con l'impianto e la tipologia di attività in questione.
Fanghi	5.1.6	Non applicata	Nell'impianto in questione non vengono prodotti fanghi.
Rifiuti solidi	5.1.7	Applicata	Si veda il capitolo 4.7 per tutti i dettagli dei rifiuti prodotti dall'impianto.
Rumore	5.1.8	Applicata	La presenza di sistemi fonoisolanti (silenziatori) per le sorgenti di rumore e la localizzazione delle stesse determina il contenimento delle emissioni sonore verso i recettori sensibili. L'impianto risulta conforme ai requisiti imposti dalla vigente legislazione nazionale in tema di rumore, si veda in tal senso il documento previsionale di impatto acustico allegato.

Per quel che riguarda invece le *Bref “Energy efficiency” di febbraio 2009*, si sottolinea che, al capitolo 4.3.4, viene esplicitata per esteso la tecnologia della cogenerazione quale soluzione compatibile. In tal senso si ritiene quindi applicabile tale Bref a quanto proposto con il presente progetto, essendo questa una tecnologia cogenerativa interna all'installazione gestita da terza parte.

Sotto per completezza è riportato il dettaglio per esteso di tale capitolo e della relativa BAT numero 20.

4.3.4 Cogeneration

There is significant interest in cogeneration, supported at European Community level by the adoption of Directive 2004/8/EC on the promotion of cogeneration, and Directive 2003/96/EC on energy taxation, as well as by various national level policies and incentives. Relatively small scale plants may now be economically feasible, and incentives may also be available. In many cases, cogeneration has been successfully installed due to the assistance of local authorities. See Section 3.4 and Annex 7.10.3 and 7.10.4.

Utilities modelling, described in Section 2.15.2, can assist the optimisation of generation and heat recovery systems, as well as managing the selling and buying of surplus energy.

20. BAT is to seek possibilities for cogeneration, inside and/or outside the installation (with a third party).

Applicability: The cooperation and agreement of a third party may not be within the control of the operator, and therefore may not be within the scope of an IPPC permit.

Cogeneration is as likely to depend as much on economic conditions as ENE optimisation. Cogeneration opportunities should be sought on the identification of possibilities, on investment either on the generator's side or potential customer's side, identification of potential partners or by changes in economic circumstances (heat, fuel prices, etc.).

In general, cogeneration can be considered when:

- ∞ *the demands for heat and power are concurrent*
- ∞ *the heat demand (on-site and/or off-site), in terms of quantity (operating times during year), temperature, etc. can be met using heat from the CHP plant, and no significant heat demand reductions can be expected.*

Section 3.4 discusses the application of cogeneration, the different types of cogeneration (CHP) plants and their applicability in individual cases.

Successful implementation may depend on a suitable fuel and/or heat price in relation to the price of electricity. In many cases, public authorities (at local, regional or national level) have facilitated such arrangements or are the third party.

Inoltre, si ritiene opportuno affrontare la seguente disamina, sempre associata alle medesime BAT:

Aspetto ambientale	Riferimento BREF	Posizionamento aziendale	Confronto
BAT 7: Ottimizzare l'efficienza energetica attraverso un approccio sistemico. Tra i sistemi che è possibile prendere in considerazione ai fini dell'ottimizzazione in generale figurano i seguenti: ◦ unità di processo (si vedano i BREF settoriali), ◦ sistemi di riscaldamento quali: vapore,	4.2.2.3 Approccio sistemico alla gestione dell'energia	Applicata	L'impianto prevede già un approccio sistemico, operando in sinergia tra lo scambio termico e la produzione combinata di calore ed energia

° acqua calda, ° sistemi di raffreddamento e vuoto (si veda il BREF sui sistemi di raffreddamento industriali), ° sistemi a motore quali: ° aria compressa, ° pompe, ° sistemi di illuminazione, ° sistemi di essiccazione, separazione e concentrazione.			
BAT 11: Cercare di ottimizzare l'impiego di energia tra vari processi o sistemi all'interno di un impianto o con terzi.	4.2.4 Maggiore integrazione dei processi	Applicata	L'impianto ottimizza l'impiego di energia in quanto ha, tra gli altri, l'obiettivo principale l'efficientamento produttivo del ciclo ceramico cui andrà a collegarsi
BAT 14: garantire la realizzazione di controlli efficaci dei processi provvedendo a: a. mettere in atto sistemi che garantiscono che le procedure siano conosciute, capite e rispettate; b. garantire che vengano individuati i principali parametri di prestazione, che vengano ottimizzati ai fini dell'efficienza energetica e che vengano monitorati; c. documentare o registrare tali parametri.	4.2.7 Controllo efficace dei processi	Applicata	L'impianto prevede la gestione tramite un applicativo informatico dedicato, nel quale si riporteranno altresì gli interventi correttivi e di manutenzione programmata.
BAT 15: effettuare la manutenzione degli impianti al fine di ottimizzarne l'efficienza energetica applicando le tecniche descritte di seguito: a. conferire chiaramente i compiti di pianificazione ed esecuzione della manutenzione; b. definire un programma strutturato di manutenzione basato sulle descrizioni tecniche delle apparecchiature, norme ecc. e sugli eventuali guasti delle apparecchiature e le relative conseguenze. Può essere opportuno programmare alcune operazioni di manutenzione nei periodi di chiusura dell'impianto; c. integrare il programma di manutenzione con opportuni sistemi di registrazione e prove diagnostiche; d. individuare, nel corso della manutenzione ordinaria o in occasione di guasti e/o anomalie, eventuali perdite di	4.2.8 Manutenzione	Applicata	I processi manutentivi e le relative scadenze saranno contrattualizzati e monitorati avvalendosi di opportuno fornitore dedicato o direttamente in capo alla ESCO.

efficienza energetica o punti in cui sia possibile ottenere dei miglioramenti; e. individuare perdite, guasti, usure e altro che possano avere ripercussioni o limitare l'uso dell'energia e provvedere a porvi rimedio al più presto.			
BAT 16: Istituire e mantenere procedure documentate volte a monitorare e misurare periodicamente i principali elementi che caratterizzano le operazioni e le attività che possono presentare notevoli ripercussioni sull'efficienza energetica.	4.2.9 Monitoraggio e misura	Applicata	Si veda quanto già proposto per il piano di monitoraggio e controllo. L'azienda produrrà opportuna reportistica atta a monitorare l'andamento nel tempo dell'impianto

6 PIANO DI MONITORAGGIO E CONTROLLO DELL’IMPIANTO

Nel seguito si riporta per esteso il dettaglio della proposta del piano di monitoraggio e controllo:

Monitoraggio e controllo delle materie prime

Materie prime					
Parametro	Misura	Frequenza		Registrazione	Report
		Gestore	Autorità competente		
Materie prime in ingresso all’impianto di cogenerazione (tipologia e quantità)	Procedura interna	Procedura interna	Triennale	Elettronica/cartacea	Annuale

Monitoraggio e controllo della energia elettrica e dei combustibili

Consumi EE e combustibili					
Parametro	Misura	Frequenza		Registrazione	Report
		Gestore	Autorità competente		
Consumi EE	contatore	Mensile	Triennale	Elettronica/cartacea	Annuale
Consumi Gas metano	contatore	Mensile	Triennale	Elettronica/cartacea	Annuale
EE autoprodotta e ceduta a Laminam	Contatore	Mensile	Triennale	Elettronica/cartacea	Annuale
EE autoprodotta e ceduta esternamente		Mensile	Triennale	Elettronica/cartacea	Annuale

Monitoraggio e controllo delle emissioni in atmosfera

Emissioni in atmosfera					
Parametro	Misura	Frequenza		Registrazione	Report
		Gestore	Autorità competente		
Portata e concentrazioni punto emissivo E1	Verifica analitica	Annuale per punto emissivo E1, portata e limiti inquinanti così come indicato nel Q.Emissivo	Annuale con laboratorio accreditato	Cartacea su R.d.p. e se previsto su registro autocontrolli	Annuale

Monitoraggio e controllo delle emissioni in acqua

L'impianto di cogenerazione non presenta scarichi industriali in pubblica fognatura.

Monitoraggio e controllo dei sistemi di depurazione acque

Non sono presenti sistemi di depurazione a servizio del cogeneratore.

Monitoraggio e controllo delle emissioni sonore

Emissioni sonore					
Parametro	Misura	Frequenza		Registrazione	Report
		Gestore	Autorità competente		
Gestione e manutenzione sorgenti fisse rumorose	Se necessario	/	/	Elettronica e/ cartacea degli interventi effettuati	Annuale

Controllo rumore: sorgenti rumorose fisse	Misure fonometriche	Relazione a cura di tecnico competente quinquennale	Periodicità quinquennale	Relazione a cura di tecnico competente a periodicità quinquennale	/
---	---------------------	---	--------------------------	---	---

Monitoraggio e controllo rifiuti

Rifiuti					
Parametro	Misura	Frequenza		Registrazione	Report
		Gestore	Autorità competente		
Rifiuti prodotti inviati a recupero/smaltimento	Quantità	Come previsto da norma di settore	Triennale	Come previsto da norma di settore	Annuale
Rifiuti prodotti conservati in deposito temporaneo	Quantità	Come previsto da norma di settore	Triennale	Come previsto da norma di settore	/
Stato di conservazione delle aree, dei contenitori, dei bacini di contenimento (se previsti), ecc.	Controllo visivo	Come previsto da norma di settore	Triennale	/	/

Monitoraggio e controllo acque sotterranee

Suolo e acque sotterranee					
Parametro	Misura	Frequenza		Registrazione	Report
		Gestore	Autorità competente		
Verifica integrità vasche e serbatoi (interrate e fuori terra), laddove presenti	Controllo periodico/visivo	Come previsto da norma di settore	Triennale	Elettronica e/o cartacea	Annuale
Verifica e integrità dei sistemi di intercettazione, contenimento e prevenzione ambientale, laddove presenti	Controllo periodico/visivo	Come previsto da norma di settore	Triennale	Elettronica e/o cartacea	Annuale

Indicatori di performance

Non coerente con l'attività di CPL.

7 IL PROGETTO DI DISMISSIONE E RIPRISTINO DEL SITO

Qualora il gestore ritenesse di sospendere la propria attività produttiva, dovrà comunicarlo con congruo anticipo tramite PEC o raccomandata a/o o fax all'ARPAE e al comune competente. Dalla data di tale comunicazione potranno essere sospesi gli autocontrolli prescritti, ma il gestore dovrà comunque assicurare che l'impianto rispetti le condizioni minime di tutela ambientale. ARPAE provvederà comunque ad effettuare la propria visita ispettiva programmata con la cadenza prevista dal Piano di Monitoraggio e Controllo in essere, al fine della verifica dello stato dei luoghi, dello stoccaggio di materie prime e rifiuti, ecc. Qualora il gestore decida di cessare l'attività, deve preventivamente comunicare tramite PEC o raccomandata a/r o fax all'ARPAE e comune competente la data prevista di termine dell'attività e un cronoprogramma di dismissione approfondito, relazionando sugli interventi previsti.

All'atto della cessazione dell'attività, il sito su cui insiste l'impianto deve essere ripristinato ai sensi della normativa vigente in materia di bonifiche e ripristino ambientale, tenendo conto delle potenziali fonti permanenti di inquinamento del terreno e degli eventi accidentali che si siano manifestati durante l'esercizio. In ogni caso il gestore dovrà provvedere a lasciare il sito in sicurezza, svuotare vasche, serbatoi, contenitori, reti di raccolta acque (canalette, fognature), provvedendo ad un corretto recupero o smaltimento del contenuto, rimuovere tutti i rifiuti provvedendo ad un corretto recupero o smaltimento.

7.1 PIANO DI DISMISSIONE E RIPRISTINO

In relazione a tale tema e ad ulteriore approfondimento, si veda quanto allegato al documento “4.1” – Relazione per la dismissione dell'impianto ed il ripristino dello stato dei luoghi.