



ITAL GREEN ENERGY S.R.L.

Sede amministrativa e operativa:
via Baione, 200 - 70043 - Monopoli (BA)

Sede legale:
Isola della Giudecca n. 753/C Venezia

Progetto di conversione a gas naturale
dell'Impianto di Produzione di Energia Elettrica
della Ital Green Energy S.r.l.
di Monopoli (Ba)

Documentazione tecnica

CONSULENTE AMBIENTALE
ESTERNO

Ing. Gianluca INTINI



TECNOLOGIA E AMBIENTE SRL
S.P 237 per Noci, 8
70017 Putignano (BA)
Tel. 0804055162



Amministratore Unico

Sig. Antonio Pecchia
Via Baione, 200
70043 Monopoli (BA)
tel: 080 9302011
fax: 080 6901766
e-mail: energia@gruppomarseglia.com
pec: ige.ambiente@legalmail.com

ITAL GREEN ENERGY S.r.l.
Sede Legale: Isola della Giudecca, 753/C
30133 VENEZIA
Sede Amm. via Baione, 200
70043 MONOPOLI (BA)
Cod. Fisc e P.IVA: 05363500728

ELABORATO

DATA

SCALA

ALLEGATO

Relazione Tecnica

09/2021

AGGIORNAMENTO

DATA

DESCRIZIONE

AGGIORNAMENTO	DATA	DESCRIZIONE
Rev. 01	09/2023	Integrazione

INDICE

1. PREMESSA	5
2. INQUADRAMENTO TERRITORIALE E PROGRAMMATICO	8
2.1 INQUADRAMENTO PROGRAMMATICO	8
2.2 INQUADRAMENTO TERRITORIALE E VINCOLISTICO	10
3. STATO ATTUALE	12
3.1 BL1 – CONFIGURAZIONE ATTUALE	13
3.1.1 Titoli autorizzativi	13
3.1.2 Descrizione dell'opificio	14
3.1.3 Descrizione della linea produttiva	15
3.1.4 Emissioni in atmosfera	17
3.1.5 Flussi in ingresso e uscita	21
3.1.6 Rifiuti	22
3.1.7 Scarichi acque reflue	22
3.1.8 Acque meteoriche	23
3.1.9 Rumore	23
3.2 BL2 – CONFIGURAZIONE ATTUALE	24
3.2.1 Titoli autorizzativi	24
3.2.2 Descrizione dell'opificio	25
3.2.3 Descrizione della linea produttiva	25
3.2.4 Emissioni in atmosfera	29
3.2.5 Flussi in ingresso e uscita	31
3.2.6 Rifiuti	32
3.2.7 Scarichi	32
3.2.8 Acque meteoriche	33
3.2.9 Rumore	33
4. DESCRIZIONE DEGLI INTERVENTI NECESSARI	34
4.1 SOSTITUZIONE GRUPPI MOTOGENERATORI DI BL1	34
4.2 SOSTITUZIONE GRUPPI MOTOGENERATORI DI BL2	36

4.3	ADEGUAMENTO RETE GAS METANO INTERNA	40
4.4	ADEGUAMENTO CABINA DI DECOMPRESSIONE DI COI	42
5.	CONFIGURAZIONE DI PROGETTO	43
5.1	BL1 – CONFIGURAZIONE DI PROGETTO	43
5.1.1	Motogeneratori	44
5.1.2	Recupero del calore	46
5.1.3	Sistema elettrico	46
5.1.4	Sistema di trattamento metano	47
5.1.5	Sistema di lubrificazione	47
5.1.6	Sistema di raffreddamento ad acqua dei motori	49
5.1.7	Sistema di distribuzione aria	50
5.1.8	Emissioni in atmosfera	50
5.1.9	Sistema di preparazione urea	53
5.1.10	Prestazioni e consumi materie prime e ausiliarie	54
5.1.11	Consumi idrici	55
5.1.12	Rifiuti	55
5.1.12	Scarichi acque reflue	56
5.1.13	Acque meteoriche	56
5.1.14	Prevenzione e rilevazione incendi	56
5.1.15	Rumore	58
5.2	BL2 – CONFIGURAZIONE DI PROGETTO	58
5.2.1	Motogeneratori	59
5.2.2	Ciclo combinato	61
5.2.3	Sistema elettrico	63
5.2.4	Sistema di trattamento metano	63
5.2.5	Sistema di lubrificazione	64
5.2.6	Sistema di raffreddamento ad acqua dei motori	65
5.2.7	Sistema di distribuzione aria	66
5.2.8	Emissioni in atmosfera	66
5.2.9	Sistema di preparazione urea	68
5.2.9	Impianto di produzione acqua ionizzata	69
5.2.10	Prestazioni e consumi materie prime e ausiliarie	69
5.2.11	Consumi idrici	71
5.2.12	Rifiuti	71
5.2.13	Scarichi acque reflue	71
5.2.14	Acque meteoriche	72

5.2.15	Prevenzione e rilevazione incendi	72
5.2.16	Rumore	73
5.3 - RETE DI DISTRIBUZIONE GAS METANO		74
6. ELENCO ALLEGATI		76

Indice delle Figure

<i>Figura 1 – Energia elettrica da fonti rinnovabili al 2030 – PNIEC 2019</i>	6
<i>Figura 2 – Sito del gruppo Marseglia di Monopoli</i>	12
<i>Figura 3 –BL1 – Schema tipo del sistema di abbattimento delle emissioni</i>	19
<i>Figura 4 – BL1 – Schema dell'impianto di abbattimento delle emissioni</i>	19
<i>Figura 5 –BL1 – Pianta e sezioni</i>	34
<i>Figura 6 –BL1 – Prospetto con moduli da rimuovere</i>	35
<i>Figura 7 – Pianta e sezioni dell'edificio in cui è installato l'impianto BL2</i>	37
<i>Figura 8 – Foto di repertorio 1 – Taglio moduli dell'edificio in cui è installato l'impianto BL2</i>	38
<i>Figura 9 – Particolare Pistoni</i>	38
<i>Figura 10 – Foto di repertorio 2 – Trasporto e posizionamento motogeneratori</i>	39
<i>Figura 11 – Foto di repertorio 3 – Arrivo motori al porto di Monopoli</i>	39
<i>Figura 12 – Foto di repertorio 4 – Trasporto lungo la S.S. 16</i>	40
<i>Figura 13 – Pipe Rack</i>	41
<i>Figura 14 –BL1 – Schema tipo del motore endotermico a gas metano</i>	45
<i>Figura 15 –BL1 – Sistema di lubrificazione</i>	48
<i>Figura 16 –BL1 – Sistema di raffreddamento ad acqua dei motori</i>	49
<i>Figura 17 –BL1 – Schema tipo del sistema di abbattimento delle emissioni</i>	51
<i>Figura 18 – BL1 – Schema dell'impianto di abbattimento delle emissioni</i>	52
<i>Figura 19 –BL2 – Schema tipo del motore endotermico a gas naturale</i>	60
<i>Figura 20 –BL2 – Sistema di lubrificazione</i>	65
<i>Figura 21 –BL2 – Sistema di raffreddamento ad acqua dei motori</i>	66

Indice delle Tabelle

<i>Tabella 1 – Verifica della coerenza con la programmazione energetica</i>	9
<i>Tabella 2 – Verifica della coerenza con la programmazione socio-economica</i>	10
<i>Tabella 3 – Verifica della coerenza con la pianificazione territoriale</i>	11
<i>Tabella 4 –BL1 – Prospetto riepilogativo degli ambienti</i>	14
<i>Tabella 5 – BL1 – Parametri monitoraggio emissioni e limiti AIA (E2- IGE, E3-IGE, E4-IGE)</i>	21

<i>Tabella 6 –BL2 – Prospetto riepilogativo degli ambienti.....</i>	<i>25</i>
<i>Tabella 7 – BL2 – Parametri monitoraggio emissioni e limiti AIA (E5- IGE ÷ E10-IGE).....</i>	<i>31</i>
<i>Tabella 8 –BL1 – Prospetto riepilogativo degli ambienti.....</i>	<i>44</i>
<i>Tabella 9 –BL1 – Caratteristiche camini (E2, E3, E4-IGE): configurazione di progetto</i>	<i>50</i>
<i>Tabella 10 –BL1 – Concentrazioni limite degli inquinanti nella configurazione di progetto.....</i>	<i>53</i>
<i>Tabella 11 –BL1 – Prestazioni impianto a gas naturale.....</i>	<i>54</i>
<i>Tabella 12 –BL1 – Consumo materie prime ausiliarie nella configurazione di progetto.....</i>	<i>55</i>
<i>Tabella 13 –BL2 – Prospetto riepilogativo degli ambienti.....</i>	<i>59</i>
<i>Tabella 14 –BL2 – Caratteristiche camini (E5-IGE ÷ E10-IGE): configurazione di progetto.....</i>	<i>67</i>
<i>Tabella 15 –BL2 – Configurazione di progetto, concentrazioni massime degli inquinanti.....</i>	<i>68</i>
<i>Tabella 16 –BL2 – Prestazioni impianto a gas naturale.....</i>	<i>70</i>
<i>Tabella 17 –BL2 – Consumo materie prime ausiliarie nella configurazione di progetto.....</i>	<i>70</i>

1. PREMESSA

Il progetto che si sottopone alla presente Valutazione di Impatto Ambientale consiste nella conversione a gas naturale degli esistenti impianti di produzione di energia elettrica, denominati BL1 e BL2, della società “Ital Green Energy Srl” (di seguito anche semplicemente “**IGE**”) e conseguente riduzione delle ore di funzionamento all’anno, da 8.600 a 3.000. Tali impianti sono attualmente alimentati a oli e grassi vegetali e autorizzati con Atto Dirigenziale nr.72 del 21/06/2017, con il quale si aggiornava l’Autorizzazione Unica ex Determina Dirigenziale n.595 del 21/12/2005 (rilasciata ai sensi del D.Lgs. n.387 del 29/12/2003), a seguito Autorizzazione Integrata Ambientale rilasciata con Decreto Ministeriale n. 331 del 23/11/2016, recentemente oggetto di riesame complessivo, concluso favorevolmente con D.M. n.323 del 01/09/2022.

L’impianto BL1 è costituito da n.3 motori endotermici di tipo cogenerativo, di uguale potenzialità, alimentati a bioliquidi e con una capacità termica totale di 57 MWt; mentre l’impianto BL2 è costituito da n.6 motori endotermici a ciclo combinato, di uguale potenzialità, alimentati a bioliquidi e capacità termica totale di 240 MWt. La capacità termica complessivamente installata è, quindi, di circa 297 MWt.

I nuovi motori da installare avranno capacità termica totale di 300,43 MWt, così suddivisa:

- **BL1 (tre motori), 51,07 MWt;**
- **BL2 (sei motori), 249,35 MWt.**

A esclusione del tipo di combustibile utilizzato, il ciclo produttivo di entrambe le centrali rimarrà sostanzialmente invariato rispetto all’attuale.

I nuovi motori da installare con relative componenti ausiliarie hanno dimensioni e pesi paragonabili a quelli attualmente in esercizio e pertanto verranno posizionati sui basamenti esistenti. La sostituzione non comporterà nuove opere edilizie, demolizioni, scavi e riporti, anche perché il sito è già equipaggiato con tutte le strutture, opere e servizi funzionali necessari all’esercizio dei motori.

I lavori necessari per la conversione a gas di BL1 e BL2 possono essere raggruppati nei seguenti macro-interventi:

- ✓ sostituzione dei gruppi MOTO-GENERATORI.
- ✓ adeguamento della rete GAS interna al sito industriale (in comune alle due centrali);
- ✓ adeguamento della CABINA DI DECOMPRESSIONE GAS (in comune alle due centrali);

Il criterio guida del progetto è di preservare il più possibile la struttura impiantistica esistente, riutilizzare gli impianti ausiliari e le facilities già presenti nel sito (trattamento fumi, SME, camini, etc.), favorendo il recupero dei materiali in una logica di economia circolare.

A fronte dell’incremento di solo l’1,1% della potenza termica installata (da 297 MWt a 300,43 MWt), la sostituzione consentirà di incrementare l’efficienza energetica e ambientale, in particolare:

- Aumento del rendimento elettrico netto, passando dal 42% al 46% per BL1 e dal 44% al 47% per BL2.
- Raggiungimento degli obiettivi del PEAR a garanzia dell'efficienza e della flessibilità energetica richiesta da programma del Capacity Market.
- Riduzione rispetto all'autorizzato delle emissioni in atmosfera in termini di NOx e NH₃.
- Riduzione delle emissioni annue in atmosfera di CO₂ di circa il 33%, alla massima capacità produttiva .
- Azzeramento delle emissioni di polveri totali e di SOx.

Il progetto proposto è finalizzato a rispondere alla futura crescente esigenza di dotare il parco termoelettrico nazionale di una adeguata riserva di potenza. Ciò consentirà di sopperire tempestivamente ai fabbisogni del sistema elettrico nelle emergenze dovute al sempre maggior utilizzo di fonti rinnovabili (solare ed eolico), che a causa della non programmabilità potrebbero portare a scompensi tra produzione e consumo di energia elettrica.

Per questa ragione è stimato un funzionamento massimo per ogni motore di 3.000 ore/anno, sufficiente a sopperire alla mancata produzione di energia elettrica da parte di impianti alimentati da fonti rinnovabili non programmabili.

Infatti il rapidissimo incremento nel sistema elettrico nazionale dell'utilizzo di fonti rinnovabili, discontinue, fluttuanti e non programmabili, richiede l'ausilio di fonti energetiche "tradizionali" integrative, in modo da mantenere sicura e affidabile l'operatività della rete di trasmissione nazionale.

L'attuale generazione rinnovabile copre oggi circa il 35% della domanda annuale di energia elettrica nazionale, con previsioni di forte crescita, fino al 55%, al 2030, così come stabilito dalla Strategia Energetica Nazionale nel 2019 dal Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima (PNIEC).

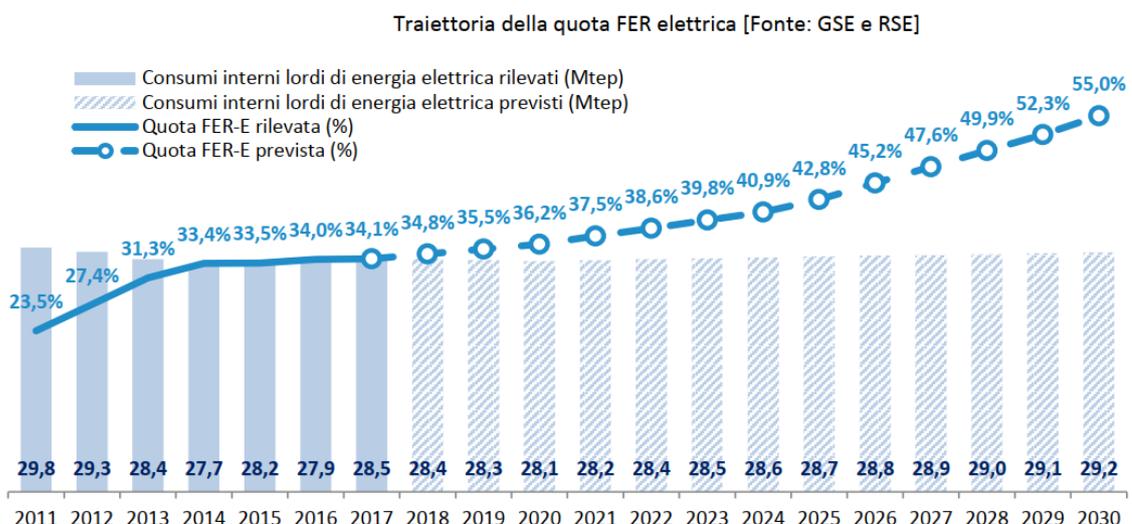


Figura 1 – Energia elettrica da fonti rinnovabili al 2030 – PNIEC 2019

Perché tale previsione si possa consolidare, è necessaria l'installazione di nuovi e moderni sistemi di generazione, con caratteristiche di altissima flessibilità, modulabilità ed efficienza, in grado di garantire la continuità del servizio, in sicurezza ed economia. Tali sistemi di generazione saranno utilizzati ad integrazione della produzione di base, nelle ore dell'anno con produzione da fonti rinnovabili non in grado di soddisfare la domanda del sistema elettrico. Il progetto proposto da Ital Green energy S.r.l. si colloca proprio in questo contesto. I motori endotermici a gas che si intende installare saranno in grado di rispondere anche indipendentemente l'uno dall'altro, in tempi brevi e con elevata efficienza elettrica alle richieste del mercato energetico.

La rilevanza ed urgenza nell'installazione di impianti come quello proposto sono testimoniati dal fatto che il sistema elettrico nazionale si presenta già oggi strutturalmente in deficit, come dimostrano le recenti richieste di Terna di riavviare la produzione di centrali spente e in fermata prolungata. Nei prossimi anni la situazione è destinata a peggiorare in quanto il piano di sviluppo di Terna prevede la chiusura di altri impianti termoelettrici "convenzionali".

In questo scenario si inserisce il Decreto Ministeriale del 28 giugno 2019 sulla "*Disciplina del mercato della capacità*", avallata dalla Commissione Europea e dall'ARERA (Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente), alla quale la società ha aderito. Tale iniziativa, che prevede periodiche aste per la fornitura a richiesta di energia da fonte programmabile, **fornirà un contributo fondamentale per gestire in sicurezza la transizione ad un sistema energetico decarbonizzato.**

2. INQUADRAMENTO TERRITORIALE E PROGRAMMATICO

Il presente capitolo fornisce gli elementi conoscitivi sulle relazioni tra l'opera progettata e gli atti di legislazione, pianificazione e programmazione territoriale e settoriale vigenti, ai diversi livelli (nazionale, regionale, locale) e sugli eventuali riflessi, in termini sia di vincoli che di opportunità, sul sistema economico e territoriale.

In questo ambito si provvede all'analisi delle finalità e delle motivazioni strategiche dell'opera e all'analisi delle modalità con cui soddisfa la domanda esistente, anche alla luce delle trasformazioni in corso a livello locale e allo stato di attuazione della pianificazione.

L'area di intervento è stata inquadrata rispetto al sistema di pianificazione e programmazione territoriale nazionale, regionale, provinciale e locale, al fine di evidenziare le coerenze, le compatibilità e le conformità con gli strumenti di pianificazione vigenti a pieno titolo o vigenti in regime di salvaguardia, considerando altresì gli indirizzi contenuti in strumenti di pianificazione in corso di approvazione, se ritenuti di interesse.

Sono inoltre analizzati i vincoli territoriali, ambientali e paesaggistici derivanti dalla normativa comunitaria, nazionale, regionale, di bacino e locale insistenti sul territorio, al fine di evidenziare le coerenze, le compatibilità e le conformità dell'intervento in progetto con il regime vincolistico.

2.1 INQUADRAMENTO PROGRAMMATICO

Coerenza del progetto con la programmazione energetica

Nel seguito si propone uno schema di sintesi relativo alla compatibilità rilevata tra progetto e pianificazione e programmazione energetica ai diversi livelli istituzionali.

Programmazione	Coerenza
Pianificazione e programmazione energetica europea	Il progetto in esame contribuisce senz'altro a raggiungere gli obiettivi del COP21 e alle azioni che l'Italia dovrà intraprendere per garantire la sua partecipazione a quanto proposto nell'accordo.
Piano Strategico Europeo per le tecnologie energetiche (Piano SET)	Il progetto in esame risulta essere perfettamente coerente con le strategie comunitarie in materia di pianificazione energetica; nello specifico, tale profilo di coerenza è evidente se si rapportano le finalità del progetto con gli obiettivi prioritari sia della strategia "20-20-20" sia del cosiddetto " Terzo Pacchetto Energia ", in particolare per gli aspetti legati all'incremento dell'efficienza energetica .
Capacity market	Il progetto in oggetto rispecchia pienamente gli obiettivi del Capacity market, infatti: <ul style="list-style-type: none"> • rappresenta uno strumento necessario a garantire il passaggio in sicurezza ad un sistema elettrico carbon-free; • gli impianti di generazione programmabile sono destinati a svolgere un ruolo prevalentemente nell'ambito dei servizi di rete; <p>Il progetto proposto da IGE rientra nell'ambito delle azioni necessarie a garantire sicurezza e flessibilità al sistema di produzione e distribuzione di energia elettrica.</p>

Programmazione	Coerenza
Strategia Energetica Nazionale (SEN)	<p>Gli impianti di IGE convertiti a metano, si configurano come:</p> <ul style="list-style-type: none"> • obiettivi strategici di sicurezza: continuare a migliorare la sicurezza di approvvigionamento e la flessibilità dei sistemi e delle infrastrutture energetiche; • target qualitativi: nuovi investimenti sulle reti per maggiore flessibilità, adeguatezza e resilienza; maggiore integrazione con l'Europa; diversificazione delle fonti e rotte di approvvigionamento gas e gestione più efficiente dei flussi e punte di domanda.
Piano Nazionale Integrato Energia e Clima (PNIEC)	<p>Gli impianti di IGE convertiti a metano rientrano nelle categorie di:</p> <ul style="list-style-type: none"> • “nuove capacità a gas” per le misure di produzione di energia elettrica; • “Mercato della capacità (capacity market)” per le misure di produzione di sicurezza energetica.
Decreto-legge 31 maggio 2021, n. 77	<p>Nello specifico, il progetto di conversione a gas metano dei motogeneratori di IGE, rientrante nel Capacity Market, è riconducibile alla classificazione di cui al punto 1.1.2 dell'Allegato I- bis:</p> <p>Nuovi impianti termoelettrici alimentati attraverso gas naturale per le esigenze di nuova potenza programmabile, con prevalente funzione di adeguatezza, regolazione e riserva connessi alle esigenze del sistema elettrico derivanti dalla chiusura delle centrali alimentate a carbone</p> <p>Risulta quindi evidente che gli impianti della IGE convertiti a metano, possono essere considerati strategici a livello nazionale.</p>
Quadro strategico 2015-2018 dell'AEEG	<p>Il progetto in esame concorre a garantire una maggior flessibilità del mercato del gas così come previsto dagli obiettivi OS3 e OS4 del Quadro Strategico, grazie soprattutto all'adozione di tecnologie atte a garantire una più rapida risposta alle richieste del mercato non sempre continue e facilmente programmabili.</p>
Pianificazione energetica regionale (PEAR)	<p>L'intervento previsto non è in contrasto con le politiche avanzate dal PEARS 2012; infatti, con l'aggiornamento del PEAR di cui è stato approvato il Documento Preliminare nell'agosto 2018, il progetto risponde ai seguenti obiettivi:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Prevedere l'impiego del gas naturale o di altri combustibili eco-compatibili per la transizione energetica; • Selezionare progettualità che esprimano la massima coerenza tra la previsione del programma di produzione degli impianti e la fornitura di servizi di rete; • Valutare i livelli di penetrazione della produzione di energia elettrica e/o termica in relazione agli scenari di piano e alla compensazione tra fonti variabili/intermittenti e fonti non variabili e alle priorità di accesso (criteri di accesso e dispacciamento, ecc.); • Aumento dell'efficienza energetica.

Tabella 1 – Verifica della coerenza con la programmazione energetica

Coerenza del progetto con la programmazione socio-economica

Il seguente schema di sintesi rappresenta la compatibilità tra progetto e pianificazione socio-economica ai diversi livelli istituzionali.

Pianificazione	Coerenza
Quadro Strategico Comune (QSC 2014-2020)	Pur senza una diretta coerenza tra la pianificazione finanziaria europea e il progetto in esame, esso tuttavia è ben inquadrato nel contesto socio-economico di sviluppo della Puglia, costituendo un impulso per la competitività regionale e l'occupazione.
Accordo di Partenariato (AdP 2014-2020)	Il progetto si inquadra nell'ambito delle azioni volte a l'obiettivo tematico 4 – sostenere la transizione verso un'economia a basse emissioni di carbonio in tutti i settori.
Programma operativo regionale (Por) del Fondo europeo di sviluppo regionale (Fesr) 2014-2020	Il progetto in esame, pur non trovando diretta corrispondenza con gli assi di finanziamento del POR FESR, si inquadra ampiamente nell'Asse 4 in termini di gestione intelligente dell'energia e per sostenere la transizione verso un'economia a basse emissioni di carbonio in tutti i settori.
Documento di Economia e Finanza Regionale 2021-2023 (DEFER)	Il progetto rispetto agli assi di finanziamento determinati dal DEFER, si allinea con quanto previsto dalle azioni strategiche specifiche proposte dai settori specifici della Regione Puglia, con particolare riferimento a: <ul style="list-style-type: none"> •Adottare pratiche di efficientamento energetico. •Adottare azioni volte a conferire un più elevato e migliore grado di affidabilità degli impianti. •l'infrastrutturazione energetica per far fronte alla produzione di energia da FER. •Promuovere l'adozione di sistemi intelligenti di distribuzione dell'energia che consentiranno di monitorare e gestire la distribuzione di energie elettrica da tutte le fonti di distribuzione.

Tabella 2 – Verifica della coerenza con la programmazione socio-economica

2.2 INQUADRAMENTO TERRITORIALE E VINCOLISTICO

Dalla disamina dei piani e programmi che insistono sul territorio di interesse risulta l'assenza di evidenti elementi ostativi alla realizzazione del progetto.

Di seguito si presenta una sintesi delle valutazioni effettuate in cui si evidenziano eventuali criticità e normative alle quali ottemperare, per garantire la piena coerenza del progetto con gli strumenti normativi che insistono sul territorio.

Pianificazione	Coerenza
PPTR - Struttura idrogeomorfologica	le attività previste non risultano in contrasto con gli obiettivi di qualità della componente.
PPTR - Struttura ecosistemica ed ambientale	le attività previste non risultano in contrasto con gli obiettivi di qualità della componente.
PPTR - Struttura antropica e storico culturale	Per quanto attiene alle Strutture e componenti antropiche e storico culturali presenti nell'Ambito paesaggistico interessato, l'intervento non crea alcuna interferenza con "beni paesaggistici" di cui all'art. 136 del Codice ("immobili ed aree di notevole interesse pubblico"), con beni paesaggistici di cui all'art.142, comma 1, lett. h del Codice ("Zone gravate da usi civici"), con beni paesaggistici di cui all'art.142, comma 1, lett. m, del Codice ("zone di interesse archeologico"). l'intervento non crea interferenza anche con ulteriori contesti della struttura antropica e storico-culturale, di cui al comma 3 dell'art.74 delle NTA del PPTR, nè

Pianificazione	Coerenza
	interferisce con alcun "bene paesaggistico" rientrante nel sistema struttura antropica e storico culturale di cui al co.2 dell'art.74 delle NTA del PPTR ed individuate nella specifica cartografia tematica del PPTR.
Piano nitrati	il foglio catastale 9 (nel quale è inserita l'area di interesse) non ricade né nelle aree a monitoraggio di approfondimento, né nelle zone vulnerabili ai nitrati.
Piano d'assetto idrogeologico	Non vi sono nell'area di intervento zone interessate dal Piano d'Assetto Idrogeologico, pertanto le attività previste non creano alcuna interferenza e/o modificazione significativa della componente paesaggistica di pregio del predetto sistema.
Piano di tutela delle acque	<p>L'attività in progetto non ricade in aree perimetrate dal PTA alla Tav. A "Zone di Protezione Speciale Idrologica (ZPSI)" e quindi non è soggetto alle prescrizioni e alle tutele dettate da questa tipologia di aree.</p> <p>Invece, l'impianto ricade tra le aree vulnerabile alla contaminazione salina, tuttavia il progetto in esame non prevede la realizzazione di nuovi pozzi o il rilascio di nuove concessioni, per cui le prescrizioni imposte dal PTA non trovano diretta applicazione.</p> <p>Le attività previste non creano alcuna interferenza e/o modificazione significativa dei corpi idrici sotterranei.</p> <p>Si può concludere che l'intervento è compatibile con le limitazioni e prescrizioni del PTA, quindi da ritenersi compatibile con le previsioni di piano.</p>
Zonizzazione sismica del territorio	Nel caso specifico del comune di Monopoli, la classificazione del 2006 fa ricadere il territorio comunale in Zona Sismica 4 (molto basso livello di pericolosità).
Piano regionale dei trasporti	<p>La centrale gode di un accesso sulla SS16 pressoché diretto che garantisce il raggiungimento degli impianti in modo fluido e sicuro.</p> <p>Pertanto è evidente che il traffico in ingresso ed un'uscita dall'impianto in progetto non interesserà il centro urbano di Monopoli e quindi in alcun modo costituirà un ulteriore elemento di pressione per i flussi di traffico cittadini.</p> <p>È importante sottolineare che con la conversione a metano in progetto, si avrà una riduzione del traffico connesso all'approvvigionamento delle biomasse liquide. Ne consegue che il traffico veicolare subirà una sostanziale riduzione.</p>
Rete natura 2000	L'area in esame non ricade all'interno di siti di interesse naturalistico di importanza comunitaria (S.I.C. e Z.P.S.) (pertanto non è soggetta a preventiva "valutazione d'incidenza") né nell'ambito delle altre tipologie di aree naturali protette.
Piano regionale di qualità dell'aria	il comune di Monopoli è inserito fra i comuni della Zona C nei quali, oltre a emissioni da traffico autoveicolare, si rileva la presenza di insediamenti produttivi rilevanti. In questa zona ricadono le maggiori aree industriali della regione (Brindisi, Taranto) e gli altri comuni caratterizzati da siti produttivi impattanti.
Territori interessati dalla presenza di produzioni agricole di particolare qualità	L'impianto in progetto non rientra nella perimetrazione delle aree ad elevato rischio ambientale.
Piano urbanistico generale comunale	Secondo il vigente P.U.G. di Monopoli, l'area sulla quale ricade il Progetto in esame ha la destinazione urbanistica di tipo "I1 - industriale".

Tabella 3 – Verifica della coerenza con la pianificazione territoriale

3. STATO ATTUALE

Il complesso in cui opera “*Ital Green Energy Srl*” è di proprietà del Gruppo Marseglia ed è ubicato all’interno della zona industriale di Monopoli, in Via Baione n.200. Nel sito sono insediate anche altre società del gruppo attive in altri settori produttivi, principalmente alimentare e biocarburanti.



Figura 2 – Sito del gruppo Marseglia di Monopoli

Ital Green Energy srl produce energia elettrica con tre impianti termoelettrici alimentati da fonti rinnovabili solide e liquide e con due impianti fotovoltaici:

- ✓ **Impianto BS1**, alimentato con biomasse vegetali solide, comprese alcune tipologie di rifiuti non pericolosi di analoga consistenza, ha potenza termica di circa 49 MWt che sviluppa energia elettrica per circa 12MWe. È costituito da un turboalternatore a condensazione alimentato da un generatore di vapore surriscaldato.
- ✓ **Impianto cogenerativo per produzione di energia elettrica e calore BL1**, composto da tre motogeneratori è alimentato con biomasse liquide. La potenza termica complessiva è pari a 57 MWt e la produzione massima di energia elettrica di circa 24 MWe.
- ✓ **Impianto per produzione di energia elettrica a ciclo combinato BL2**, composto da sei motogeneratori alimentati bioliquidi con potenza termica complessiva di circa 228 MWt e produzione di energia elettrica massima di circa 118 MWe. È presente un ulteriore recupero di calore sfruttando quello intrinseco presente nei fumi in uscita dal singolo motore mediante un sistema di surriscaldamento alimentato a gas metano da ca. 2 MWt. In totale, quindi, la potenza termica complessiva è di 240 MWt.

- ✓ **N.2 impianti di produzione di energia elettrica da pannelli fotovoltaici denominati rispettivamente FV1 e FV2**, posizionati sul tetto del capannone in uso alla società, di potenza elettrica nominale rispettivamente pari a 0,9960 MWe e 0,40824 MWe.

Oggetto del presente progetto sono esclusivamente le centrali BL1 e BL2 tutte le altre rimarranno immutate rispetto allo stato attuale.

3.1 BL1 – CONFIGURAZIONE ATTUALE

Attualmente l'impianto valorizza biomasse liquide (oli e grassi vegetali e animali) classificate come combustibili (tipologie di cui ai punti a), b) e h) dalla Sezione 4 dell'allegato X alla parte V del D.Lgs 152/06) e in particolare bioliquidi sostenibili ai sensi della UNI 11163:2009.

La centrale è costituita da tre generatori sincroni accoppiati direttamente ad altrettanti motori termici a combustione interna, caratterizzati dalla produzione combinata di energia elettrica e calore. Ogni generatore produce **19 MWt (8,280 MWe)**, per una potenza complessiva installata di **57 MWt (24,840 MWe)**.

L'energia elettrica prodotta a 11 KV, viene ceduta alla rete a 150 KV, al netto dei consumi di centrale. L'energia termica, prodotta recuperando il calore contenuto nei gas di scarico attraverso tre caldaie a tubi da fumo, viene utilizzato per produrre vapore da destinare agli usi interni dell'attiguo stabilimento di "Casa Olearia Italiana S.p.A." (di seguito anche semplicemente "**COI**")

A fronte di un utilizzo teorico dei tre motori alla capacità produttiva di circa 8.600 ore/anno, il fabbisogno di biomasse liquido stimato è di circa 50.000 t/anno.

3.1.1 Titoli autorizzativi

La centrale termoelettrica BL1:

- ✓ è stata autorizzata alla costruzione ed all'esercizio ex D.P.R. 208/1999 con la DD Provincia di Bari 8 aprile 2003, n.26;
- ✓ è stata autorizzata alle emissioni in atmosfera con DD Regione Puglia 29 gennaio 2003, n.19, stante l'esclusione dalla procedura di verifica di assoggettabilità a VIA poiché la potenzialità termica era inferiore a 50 MWt;
- ✓ ha acquisito parere favorevole all'ampliamento della potenzialità oltre i 50 MWt in occasione del procedimento di verifica di non assoggettabilità a VIA della centrale BL2, conclusosi con DD della Regione Puglia 22 luglio 2005, n. 311;
- ✓ l'ampliamento della potenzialità di BL1 oltre i 50MWt è stato approvato con DD Regione Puglia del 21 dicembre 2005, n.595 (cfr. All.1), in concomitanza dell'approvazione della realizzazione della centrale BL2 ex art.12 del D.Lgs. n.387/2003;

- ✓ unitamente alle altre attività della società e di quelle di casa Olearia Italiana S.p.A., ha conseguito l'Autorizzazione Integrata Ambientale con DD n.331 del 23 novembre 2016, recentemente oggetto di riesame concluso favorevolmente con D.M. n.323 del 01/09/2022;
- ✓ con DD n. 72 del 21 giugno 2017 (cfr. All.2) la Regione Puglia ha aggiornato l'Autorizzazione unica e con essa l'elenco dei bioliquidi sostenibili, includendo tra i combustibili autorizzati "gli oli e grassi animali e vegetali, i loro intermedi e derivati" definiti nella norma tecnica UNI/TS 11163 del 2009.

3.1.2 Descrizione dell'opificio

I motori con rispettivi generatori sono posizionati su basamenti al piano terra di un capannone industriale costituito da strutture orizzontali e verticali che presentano una resistenza al fuoco non inferiore a REI 120 (cfr. T.2.2).

I motori sono installati ben distanziati dalle pareti interne su un pavimento in cemento industriale di spessore non inferiore a 20 cm, conformato in modo da raccogliere eventuali rilasci liquidi all'interno del pozzetto di accumulo pompagnato da un grigliato metallico ricavato all'interno del pavimento.

Nel seguente prospetto sono riportate le caratteristiche dimensionali delle varie zone con l'indicazione delle destinazioni d'uso.

Zona	Destinazione	Compartmento	Piano	Altezza (m)	Superficie (m ²)
1	Gruppo elettrogeno n°1	1	p.t.	5,45	127,3
2	Gruppo elettrogeno n°2	2	p.t.	5,45	127,3
3	Gruppo elettrogeno n°3	3	p.t.	5,45	127,3
4	Disimpegno Aerato	4	p.t.	5,50	52,9
5	Recuperatori di calore	5	p.1	6,50	518,4
6	Sala Macchine	6	p.t.	3,85	114,2
7	Stazione di trasformazione		p.t.	5,45	15,5
8	Sala di ingresso		p.t.	5,45	63,66
9	Servizi		p.t.	5,45	25,92
10	Disimpegno		p.t.	5,45	19,60
11	Ufficio 1		p.1	3,50	18,05
12	Ufficio 2		p.1	3,50	19,7
13	Sala		p.1	3,50	30,6
14	Sala Controllo		p.1	3,50	74,4
15	Servizi		p.1	3,50	25,5

Tabella 4 –BL1 – Prospetto riepilogativo degli ambienti

3.1.3 Descrizione della linea produttiva

L'alimentazione con bioliquidi dei tre motori endotermici è effettuata attraverso un sistema di serbatoi di stoccaggio "primari" in acciaio inox da 1.500 m³ cad. (26A, 36A, 45A e 46A), comune a BL2, completi di accessori e di serpentine di riscaldamento. I serbatoi sono gestiti da un sistema automatico di alimentazione che, tramite 2 pompe in parallelo, consente il trasferimento del liquido alla centrale a mezzo di tubazione in acciaio inox. Il bioliquido caldo, passando attraverso un contatore volumetrico, giunge in due serbatoi intermedi, denominati Buffer Tank 1 e 2, coibentati e riscaldati internamente a vapore indiretto, da circa 28 m³ ciascuno. I Buffer Tank garantiscono una certa capacità di stoccaggio dell'olio in grado di consentire la continuità di esercizio della centrale in caso di necessità (ad esempio manutenzione dei serbatoi di stoccaggio primari).

Dai Buffer Tank il bioliquido viene riscaldato in uno scambiatore a vapore, eventualmente purificato dalle impurezze con centrifuga e quindi accumulato in due serbatoi, denominati Day Tank 1 e 2, ognuno da 22 m³, coibentati e riscaldati internamente a vapore, che assicurano il fabbisogno giornaliero di combustibile. Vi è anche un terzo serbatoio Day Tank da 8 m³. L'olio prelevato dai Day Tank viene trattato nelle unità Booster, una per ogni motogeneratore, (riscaldamento, filtrazione e pressurizzazione) e quindi inviato nei motori. Non tutto il combustibile che entra nei motori è utilizzato per la combustione; quello in eccesso ritorna nei Day Tank tramite tubazione dedicata.

Per l'avviamento a gasolio sono anche presente due serbatoi metallici fuori terra da 3 m³ e da 9,00 m³.

Accoppiamento motori endotermici/generatori di tensione

I tre motori endotermici a combustione interna sono identici e così caratterizzati:

- ✓ Marca: **Wartsila;**
- ✓ Modello: **W18V32;**
- ✓ Tipo: **Sovralimentati a quattro tempi e iniezione diretta;**
- ✓ Configurazione: **a V;**
- ✓ Potenza termica nominale: **19 MWt;**
- ✓ Numero di cilindri: **18;**
- ✓ Diametro cilindro: **320mm;**
- ✓ Corsa: **350mm;**
- ✓ Velocità media pistone: **8,75 m/s;**
- ✓ Rapporto di compressione: **13,8;**
- ✓ Pressione media effettiva: **21.3 bar**
- ✓ Cilindrata, per cilindro: **28.15 dm⁻³**
- ✓ Direzione di rotazione, lato volano: **oraria**

- ✓ Potenza all'albero motore : **8280 kW_m**

Sono presenti di seguenti dispositivi/accorgimenti di sicurezza:

1. La tubazione dei gas di scarico è realizzata in acciaio CORTEN ed è a perfetta tenuta;
2. Le tubazioni all'interno del locale sono coibentate con materiali incombustibili e protette in modo da evitare accidentali contatti.
3. Sulla condotta dei gas di scarico di ciascun motore è presente un silenziatore dotato di sistema parascintille in grado di assicurare un adeguato abbattimento acustico.

Le caratteristiche dei tre generatori sincroni trifase accoppiati ai motori endotermici sono le seguenti:

- ✓ Marca: **ABB**;
- ✓ Tipo: **trifase a poli salienti, brushless**
- ✓ Potenza nominale: **10040 kVA**;
- ✓ Fattore di potenza: **0,8**;
- ✓ Tensione: **11.000V**;
- ✓ Frequenza: **50Hz**;
- ✓ Velocità: **750 rpm**
- ✓ Rendimento p.f. 0.8: **96,5 %; VEDI NUOVO**
- ✓ Classe di isolamento/temperatura: **F/F**;
- ✓ Protezione: **IP23**;
- ✓ Connessione: **Y**;
- ✓ Tipo: **AMG 1120MP08 DSE**.

Ogni motore è assistito da un sistema di lubrificazione automatico autonomo.

Utilizzo del calore

Nelle caldaie a tubi di fumo della centrale BL1 si recuperano circa 10 MW di calore, con il quale si producono circa 13 t/h di vapore a 1,21 MPa e 188 °C, ceduto a Casa Olearia Italiana SpA. Questa scelta gestionale è finalizzata a privilegiare il recupero energetico all'interno sito industriale del Gruppo Marseglia.

Complessivamente, tenendo conto delle fonti energetiche primarie e dei flussi energetici disponibili per l'utenza, cioè delle potenzialità nette disponibili, rendimenti energetici netti sono:

- ✓ elettrico ~ 42%
- ✓ termico ~ 18%.

Sistema elettrico

L'energia elettrica prodotta dai motogeneratori viene in parte utilizzata per i consumi di centrale e gran parte ceduta alla rete di ENEL DISTRIBUZIONE S.p.A .

L'impianto elettrico è composto da:

- ✓ Sistema di misura fiscale dell'energia elettrica prodotta, immessa in rete e consumata dai carichi ausiliari;
- ✓ Rete di distribuzione in bassa tensione (24Vdc, 110Vdc, 24Vac, 110Vac, 230Vac) per l'alimentazione della centrale.
- ✓ Rete di distribuzione a 400V ac per l'alimentazione della centrale
- ✓ Rete a 11kV per la connessione dei tre motogeneratori alla sottostazione di trasformazione 11 KV-150 KV;
- ✓ Stallo "B" di allaccio alla SOTTOSTAZIONE ELETTRICA per la connessione alla RETE di ENEL DISTRIBUZIONE S.p.A, in comune con BS1 e BL2.

3.1.4 Emissioni in atmosfera

Ogni motore è equipaggiato con sistema di abbattimento delle emissioni (ossidi di azoto e ossido di carbonio) nonché di sistema di monitoraggio in continuo delle emissioni (SME) per i principali parametri di processo: portata, % ossigeno, temperatura, pressione, COT, CO, NOx (espresso come NO₂), ossidi di zolfo e polveri. I fumi sono emessi da tre camini (**E2-IGE, E3-IGE e E4-IGE**), ognuno a servizio di un motore, inglobati in un unico involucro metallico con emissione ad altezza di 45 m dal piano di calpestio che, singolarmente, possiedono le caratteristiche di seguito riportate:

- ✓ temperatura gas di scarico 270 °C¹
- ✓ portata gas di scarico² 80.000 Nm³/h.

Le emissioni prodotte sono tipiche di motori endotermici a combustione interna alimentati a oli vegetali, prive di quantità importanti di composti dello zolfo.

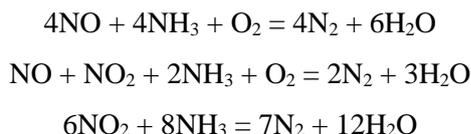
I tre sistemi di abbattimento delle emissioni sono ognuno costituiti da 4 stadi catalitici di cui 3 di DeNOx-SCR, con aggiunta di urea come agente riducente, e uno di ossidazione per l'abbattimento del CO e degli incombusti. Il dosaggio dell'urea (in soluzione al 40% in peso) è comune ai tre camini e l'aria compressa

¹ La temperatura dei fumi in caso di bypass delle caldaie è di circa 340°C.

² dato normalizzato sul secco e all'ossigeno di riferimento (15%).

necessaria alla nebulizzazione della soluzione è prelevata dall'impianto di distribuzione centralizzato alla pressione di 6 bar.

Con il sistema **SCR** (Selective Catalytic Reduction) si ottiene la riduzione catalitica degli ossidi di azoto ad azoto elementare (DeNOx), previa aggiunta alla corrente gassosa di una soluzione di urea. A temperatura superiore a 300°C e in presenza di umidità, l'urea si decompone in ammoniaca e ossidi di carbonio; l'ammoniaca reagisce cataliticamente con gli ossidi di azoto secondo le seguenti reazioni di massima, con efficienza superiore al 90%:



I catalizzatori possono essere metalli nobili, ossidi metallici, ceramici, zeoliti etc., in grado di funzionare anche a temperature superiori a 300°C.

I gas di scarico entrano nella camera di conversione, ove un atomizzatore nebulizza la soluzione di urea contenuta in un serbatoio. La portata della pompa dosatrice dell'urea è regolata automaticamente in feedback, attraverso un segnale analogico proveniente dal sistema di controllo delle emissioni, che misura la concentrazione di NO a valle del reattore SCR, ottenendo, così, le migliori prestazioni di abbattimento e quindi evitando inutili sprechi di reagente o emissioni di ammoniaca. L'aria compressa per la nebulizzazione dell'urea è prelevata dall'impianto di distribuzione dell'aria compressa a servizio dell'intera centrale a 6 bar di pressione.

Le emissioni di CO sono ridotte con un altro sistema catalitico **denominato OXICAT**, ubicato dopo l'SCR, che trasforma l'ossido di carbonio e gli eventuali composti organici incombusti in diossido di carbonio. I catalizzatori sono a base di materiali ceramici e ossidi metallici.

Di seguito una rappresentazione schematica del sistema di abbattimento.

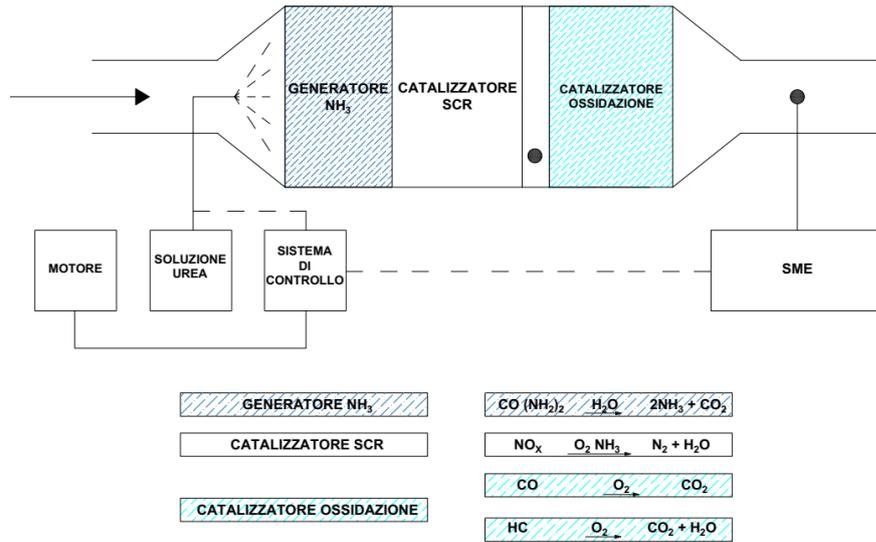


Figura 3 –BL1 – Schema tipo del sistema di abbattimento delle emissioni

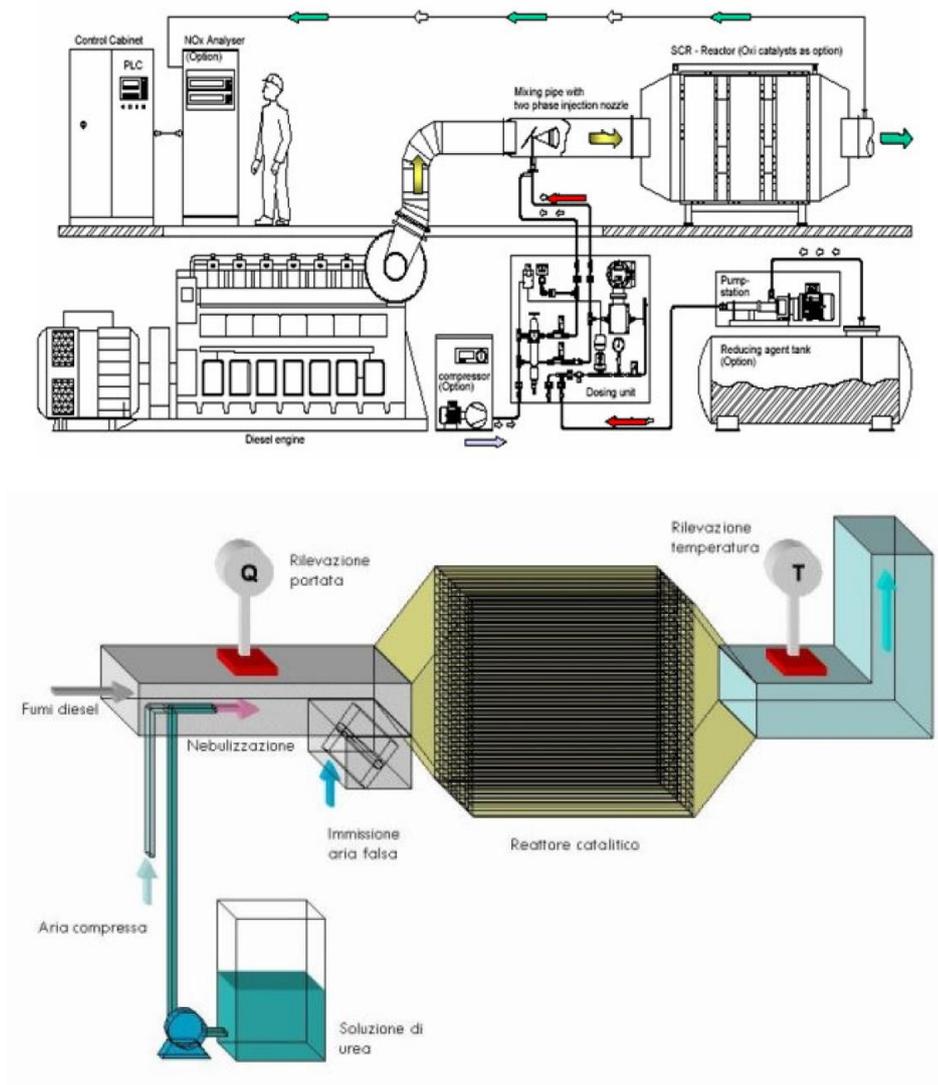


Figura 4 – BL1 – Schema dell'impianto di abbattimento delle emissioni.

La soluzione di urea viene prodotta dall'impianto dedicato. Nel progetto di conversione a metano dei motogeneratori, è previsto di poter anche utilizzare la soluzione di urea prodotta dalla centrale BL2.

La misurazione delle concentrazioni degli inquinanti e la verifica del rispetto dei limiti avvengono secondo le modalità e frequenze indicati nel DM AIA n.323/2022 e riportate nella seguente tabella 5.

Parametri da monitorare	(frequenza)	Limiti AIA
COT valore medio orario	Continuo	8 mg/Nm ³
CO valore medio giorno	Continuo	60 mg/Nm ³
NOx valore medio annuo	Continuo	110 mg/Nm ³
NOx valore medio giorno	Continuo	120 mg/Nm ³
SOx valore medio annuo	Continuo	110 mg/Nm ³
SOx valore medio giorno	Continuo	120 mg/Nm ³
Polveri totali valore medio annuo	Continuo	5 mg/Nm ³
Polveri totali valore medio giorno	Continuo	6 mg/Nm ³
NH ₃	Semestrale	5 mg/Nm ³
Be	Semestrale	0,017 mg/Nm ³
Cd+Hg+Tl	Semestrale	0,034 mg/Nm ³
As+Cr (VI)+Co+Ni (respirabile ed insolubile)	Semestrale	0,17 mg/Nm ³
Se+Te+Ni (polvere)	Semestrale	0,34 mg/Nm ³
Pd+Pt+Rh+Sb+Cr(III)+Cu+Mn+V+Sn+Pb	Semestrale	1,70 mg/Nm ³
sostanze ritenute cancerogene o tossiche per la riproduzione e/o mutagene-classe I	Semestrale	0,034 mg/Nm ³
sostanze ritenute cancerogene o tossiche per la riproduzione e/o mutagene-classe II	Semestrale	0,34 mg/Nm ³
sostanze ritenute cancerogene o tossiche per la riproduzione e/o mutagene-classe III	Semestrale	1,67 mg/Nm ³
sostanze ritenute di tossicità e cumulabilità particolarmente elevate-classe I	Semestrale	0,0034 mg/Nm ³
sostanze ritenute di tossicità e cumulabilità particolarmente elevate-classe II	Semestrale	0,17 mg/Nm ³
sostanze inorganiche che si presentano prevalentemente sotto forma di polvere appartenenti alla classe I	Semestrale	0,067 mg/Nm ³
sostanze inorganiche che si presentano prevalentemente sotto forma di polvere appartenenti alla classe II	Semestrale	0,67 mg/Nm ³
sostanze inorganiche che si presentano prevalentemente sotto forma di polvere appartenenti alla classe III	Semestrale	3,34 mg/Nm ³

Parametri da monitorare	(frequenza)	Limiti AIA
Cloro (Cl ₂)	Semestrale	1,67 mg/Nm ³
H ₂ S	Semestrale	1,67 mg/Nm ³
Bromo e suoi composti espressi come acido bromidrico (HBr)	Semestrale	1,67 mg/Nm ³
Fluoro e suoi composti espressi come acido fluoridrico (HF)	Semestrale	1,67 mg/Nm ³
Ammoniaca e composti a base di cloro espressi come acido cloridrico (HCl)	Semestrale	33,4 mg/Nm ³

Tabella 5 – BL1 – Parametri monitoraggio emissioni e limiti AIA (E2- IGE, E3-IGE, E4-IGE)

3.1.5 Flussi in ingresso e uscita

Combustibili

All'utilizzo teorico dei tre motogeneratori alla massima capacità produttiva di 8.600 ore/anno, è stimato un fabbisogno bioliquidi combustibili di circa 50.378 t/anno. I bioliquidi di alimentazione sono costituiti da miscele di oli e grassi vegetali combustibili (ai sensi della UNI 11163:2009), essenzialmente costituiti da:

- ✓ mono-, di- e tri-gliceridi di acidi grassi;
- ✓ acidi grassi saturi e insaturi;
- ✓ glicerina;
- ✓ fosfatidi, glicolipidi, lipoproteine, cere e terpeni (in misura minore).

Altri prodotti (i principali) potenzialmente utilizzabili per la produzione di miscele di alimentazione dei motori sono:

- la stearina di palma, sottoprodotto derivante dalla filtrazione meccanica a freddo dell'olio di palma, ricca di acidi grassi saturi;
- l'olio di palma, grezzo o semiraffinato, derivante dalla spremitura dei frutti di varie varietà di palma coltivate nelle aree tropicali;
- l'olio di cocco grezzo o semiraffinato;
- l'olio di soia grezzo o semiraffinato;
- l'olio di colza grezzo o semiraffinato;
- l'olio di girasole grezzo o semiraffinato;
- grassi animali grezzi e semiraffinati;
- l'oleina di oliva e di semi;
- glicerolo;
- l'olio di sansa grezzo o semiraffinato;

- altri oli vegetali.

Combustibili ausiliari ed altre materie prime essenziali

Per le fasi di avviamento in caso di fermata degli impianti, i motogeneratori possono anche essere alimentati a gasolio (ad oggi mai utilizzato), nella misura massima del 5% rispetto all'energia elettrica complessivamente prodotta.

Altre materie prime essenziali e fondamentali per l'esercizio dei motori della centrale BL1 sono l'olio lubrificante, il cui consumo stimato è pari a circa 110 t/anno e l'urea in soluzione al 40% pari a 2.800 t/anno.

Consumi idrici

Al fine di ridurre i consumi di acqua per usi industriali, gli impianti di BL1 sono essenzialmente raffreddati ad aria.

I consumi idrici sono essenzialmente dovuti alle utenze di tipo civile (servizi igienici), alimentate con acqua della rete pubblica gestita da Acquedotto Pugliese S.p.A..

I consumi idrici per uso industriale sono costituiti da acqua osmotizzata, da utilizzare per la produzione di vapore e acqua per la preparazione della soluzione di urea. L'acqua osmotizzata (circa 13 m³/h) è fornita a titolo oneroso da Casa Olearia Italiana SpA, tramite rete di distribuzione. Per la preparazione della soluzione di urea nell'impianto dedicato, che entra in funzione solo quando non è disponibile la fornitura da BL2, può essere utilizzato lo spurgo delle caldaie o acqua osmotizzata fornita da Casa Olearia Italiana SpA.

3.1.6 Rifiuti

L'azienda provvede al deposito temporaneo dei rifiuti in appositi contenitori e alla loro successiva cessione a impianti autorizzati al recupero e/o smaltimento, tramite soggetti autorizzati alla raccolta e trasporto.

Le principali tipologie di rifiuti derivanti dall'esercizio della centrale BL2 sono:

- ✓ **Catalizzatori esauriti** del sistema di abbattimento delle emissioni in atmosfera (**EER 160803**);
- ✓ **Emulsioni** di oli lubrificanti (**EER 130802**).

Ulteriori rifiuti di processo sono costituiti da residui dalla manutenzione degli impianti fissi e mobili.

3.1.7 Scarichi acque reflue

L'acqua spillata dalle caldaie è utilizzata per la produzione della soluzione di urea. Quando la soluzione di urea viene prelevata dall'impianto di BL2, tale spurgo può essere inviato in testa all'impianto di osmosi per la produzione di acqua deionizzata a servizio degli impianti BS1 e BL2 e, l'eventuale eccesso, allo scarico **SF1-IGE** comune a BL1 e BL2

Inoltre, vi è lo scarico delle acque reflue domestiche dei servizi igienici degli uffici e degli spogliatoi, immesso nella rete fognaria comunale gestita da Acquedotto Pugliese S.p.A. nel **punto di scarico SF2 – IGE**, nel quale confluiscono anche i reflui domestici delle centrali BS1 e BL2.

3.1.8 Acque meteoriche

La centrale BL1 occupa una superficie pari a 2.480 m², dei quali 855 m² coperti e i restanti 1.625 m² costituiti da piazzali e viabilità interna di pertinenza.

La centrale è provvista di una rete di raccolta delle acque meteoriche che le colletta in una vasca interrata, ubicata in corrispondenza del confine nord dell'azienda, ove si separano le acque di prima pioggia da quelle di seconda pioggia. Le prime, definite come il volume sviluppato considerando un battente di circa 5 mm, che impatta sulla superficie in caso di pioggia dopo un periodo di tempo asciutto di 48 ore (circa 8,10 m³ per evento piovoso), sono accumulate in una vasca, con una pompa inviate al trattamento (filtrazione a carbone, microfiltrazione e coalescenza) e quindi trasferite in una vasca di accumulo. Le acque di seconda pioggia subiscono un trattamento in continuo di grigliatura, dissabbiatura e disoleazione e poi sono accumulate in una vasca. Entrambe le acque così trattate sono conferite al Consorzio Ecoacque, che le riutilizza all'interno del sito per l'alimentazione delle torri di raffreddamento di Casa Olearia Italiana S.p.A. In caso in cui il riutilizzo delle acque di seconda pioggia non sia possibile, è autorizzato lo scarico di emergenza nei primi strati del sottosuolo (scarico **SF4-IGE**), tramite il pozzo disperdente **H1**, con portata massima pari a circa 40 L/s. Ad oggi tale scarico non è mai stato utilizzato.

3.1.9 Rumore

Le sorgenti di rumore più significative sono le seguenti:

- ✓ locale caldaie
- ✓ sale motore
- ✓ impianto aspirazione aria
- ✓ locale pompe alimentazione caldaia.

In AIA DM n. 323/2022, è prescritto il rispetto del valore limite di 70 dB(A), che corrisponde al limite massimo previsto dall'art. 6 del DPCM 01/03/91 per le zone esclusivamente industriali, sia di giorno che di notte. Per la verifica delle immissioni di rumore nell'ambiente esterno sono state individuate delle postazioni di misura lungo tutto il muro di cinta del sito, in modo da circoscrivere l'intero blocco di stabilimento produttivo in cui è inserita la Centrale BL1. Le postazioni sono state scelte a un metro di distanza dal confine esterno, a eccezione delle zone per le quali non è stato possibile accedere in quanto proprietà private.

3.2 **BL2 – CONFIGURAZIONE ATTUALE**

L'impianto di produzione di energia elettrica a ciclo combinato BL2, consente la valorizzazione energetica di biomasse liquide costituite da miscele di oli e grassi vegetali e di grassi animali combustibili (ai sensi della UNI 11163:2009).

La centrale è essenzialmente composta da due sezioni gemelle, ognuna formate da tre motori termici a combustione interna accoppiati ad altrettanti generatori sincroni. La capacità termica complessivamente installata sui tre motori è pari a **228 MW_t** (ossia **38 MW_t per singolo motore**) per una potenza elettrica nominale di **102,46 MWe** (ossia **17,076 MWe per singolo motore**). Per ogni motore vi è un ulteriore recupero di calore dai fumi in uscita mediante un sistema di surriscaldamento alimentato a gas metano da ca. 2 MW_t e pertanto la potenza termica installata è di circa **240 MW_t**, pari a **118 MWe**.

L'energia elettrica prodotta a 11 KV viene ceduta alla rete a 150 KV, al netto dei consumi di centrale.

3.2.1 **Titoli autorizzativi**

La centrale termoelettrica BL2:

- ✓ è stata sottoposta a verifica di non assoggettabilità a VIA giusta DD Regione Puglia 22 luglio 2005, n. 311 per la produzione complessiva di circa 118 MWe complessivi;
- ✓ è stata autorizzata alla costruzione e all'esercizio con DD Regione Puglia del 21 dicembre 2005, n. 595 (cfr. All.1);
- ✓ ha conseguito l'Autorizzazione Integrata Ambientale con DM n. 331 del 23 novembre 2016, recentemente oggetto di riesame concluso favorevolmente con D.M. n.323 del 01/09/2022;
- ✓ l'autorizzazione unica DD n. 595/2005 è stata aggiornata dalla Regione Puglia con DD n. 72 del 21 giugno 2017 (cfr. All.2). Il provvedimento ha aggiornato i bioliquidi sostenibili utilizzabili in centrale con "gli oli e grassi animali e vegetali, i loro intermedi e derivati", definiti nella norma tecnica UNI/TS 11163 del 2009;
- ✓ con DD Regione Puglia n. 824 del 2 ottobre 2018, ha ottenuto il riconoscimento comunitario definito con approval number ABP 4861 OCOMBTB 3 per "impianto di combustione di grasso fuso di cat.3 in motore endotermico per la produzione di energia elettrica", giusto Regolamento (CE) n.1069/2009 e del Regolamento (UE) n.142/2011 del 25 febbraio 2011;
- ✓ è in possesso di autorizzazione dell'Acquedotto Pugliese S.p.A. allo scarico delle acque reflue industriali in fogna n. 1112R/2021 del 22/02/2021.

3.2.2 Descrizione dell'opificio

L'immobile in cui sono ubicati i motogeneratori della centrale BL2 è costituito da un capannone industriale con strutture orizzontali e verticali che presentano una resistenza al fuoco pari a REI 120;

I motori con i rispettivi generatori sono posizionati su basamenti al piano terra, ben distanziati dalle pareti interne, su un pavimento in cemento industriale di spessore non inferiore a 20 cm, conformato in modo da raccogliere eventuali rilasci liquidi all'interno del pozzetto di accumulo pompagnato da un grigliato metallico ricavato all'interno del pavimento.

Nel seguente prospetto sono riportate le caratteristiche dimensionali delle varie zone con l'indicazione delle destinazioni d'uso.

Zona	Destinazione	Compartiment o	Piano	Altezza (m)	Superficie (m ²)
1	Locale motori	1	p.t.	10,30	1.806,0
2	Locale turbina	2	p.t.	9,95	185,0
3	Locale quadri elettrici	3	p.t.	3,50	183,0
4	Locale trasformatori		p.t.	3,50	33,1
5	Locale trattamento acque	4	p.t.	5,45	31,2
7	Officina	5	p.t.	5,45	37,4
8	Servizi	6	p.t.	5,45	6,27
9	Tunnel di passaggio	7	p.t.	5,45	34,69
10	Uffici e servizi	8	p.1	3,95	283,8
Totale					2.600,44
11	Tettoia di copertura caldaie a recupero	9	p.t.	14,45	1.530,00

Tabella 6 –BL2 – Prospetto riepilogativo degli ambienti

3.2.3 Descrizione della linea produttiva

La centrale BL2 può lavorare a ciclo continuo nelle 24 ore per tutto l'anno, con un'ipotesi di impiego teorico massimo di circa 8.600 ore/anno e un programma di soste di due fermate/anno per manutenzione programmata. Nel caso di fermata, sono necessari circa 30 minuti per lo spegnimento del motore dal momento della progressiva riduzione dell'alimentazione dell'olio. Per il raggiungimento delle condizioni ottimali di esercizio, alla rimessa in marcia del motore, è necessaria circa un'ora dal momento dell'accensione.

L'alimentazione con bioliquidi dei sei motori endotermici è effettuata attraverso un sistema di serbatoi di stoccaggio "primari" in acciaio inox da 1.500 m³ cad. (26A, 36A, 45A e 46A), comune a BL1, completi di accessori e di serpentini di riscaldamento. I serbatoi sono gestiti da un sistema automatico di alimentazione che tramite 2 pompe in parallelo, consente il trasferimento del liquido alla centrale a mezzo di tubazione in acciaio inox. Il bioliquido caldo passando attraverso un contatore volumetrico, giunge al serbatoio intermedio

denominato Buffer Tank 1 (890 m³), poi passa al serbatoio Day Tank 1 (circa 500 m³) e quindi alimenta i motori.

I motogeneratori sono anche alimentati da serbatoio Buffer Tank 2 (890 m³), con il serbatoio Day Tank 2 (200 m³), e dal Day Tank 3 (200 m³), riforniti periodicamente con autobotti provenienti dall'esterno. Le biomasse contenute in tutti i serbatoi di stoccaggio possono essere riscaldate con vapore indiretto e centrifugate a ricircolo.

I Buffer Tank garantiscono una certa capacità di stoccaggio dell'olio in grado di consentire la continuità di esercizio della centrale in caso di necessità (ad esempio manutenzione dei serbatoi di stoccaggio primari).

Per l'avviamento a gasolio è anche presente un serbatoio metallico fuori terra da 200 m³.

Accoppiamento motori endotermici/generatori di tensione

I sei motori endotermici a combustione interna sono identici e così caratterizzati:

- ✓ Marca: **Wartsila;**
- ✓ Modello: **18V46;**
- ✓ Tipo: **Sovralimentati a quattro tempi ed iniezione diretta;**
- ✓ Configurazione: **a V;**
- ✓ Potenza termica nominale: **38 MWt;**
- ✓ Numero di cilindri: **18;**
- ✓ Diametro cilindro: **460mm;**
- ✓ Corsa: **580mm;**
- ✓ Velocità media pistone: **9,7m/s;**
- ✓ Pressione media effettiva: **23.6 bar**
- ✓ Cilindrata, per cilindro: **28.15 dm⁻³**
- ✓ Direzione rotazione, lato volano: **oraria**
- ✓ Potenza all'albero motore: **17.550 kW_m.**

Sono presenti i seguenti dispositivi/accorgimenti di sicurezza:

1. La tubazione dei gas di scarico è realizzata in acciaio a perfetta tenuta;
2. Le tubazioni all'interno del locale sono coibentate con materiali incombustibili e protette per evitare accidentali contatti;
3. Sulla condotta dei gas di scarico di ciascun motore è presente un silenziatore dotato di sistema parascintille in grado di assicurare un adeguato abbattimento acustico.

Le caratteristiche dei sei generatori sincroni trifase accoppiati ai motori endotermici sono le seguenti:

- ✓ Marca: **ABB;**

- ✓ Tipo: **trifase a poli salienti, brushless**
- ✓ Potenza nominale: **21345 kVA**;
- ✓ Fattore di potenza: **0,8**;
- ✓ Tensione: **11.000V**;
- ✓ Frequenza: **50Hz**;
- ✓ Velocità: **750 rpm**
- ✓ Rendimento p.f. 0.8: **96,5 %**;
- ✓ Classe di isolamento/temperatura: **F/F**;
- ✓ Protezione: **IP23**;
- ✓ Connessione: **Y**;
- ✓ Tipo: **AMG 1600SS12 DSE**;

Ogni motore è assistito da un sistema di lubrificazione automatico autonomo.

Ciclo combinato

L'attribuzione della qualifica di ciclo combinato al processo produttivo di BL2 è data dall'ulteriore modalità di produzione di energia elettrica, in aggiunta a quella ottenuta dall'accoppiamento motore/generatore sincrono. Essa è costituita dal recupero termico del calore contenuto nei fumi, previo surriscaldamento della corrente gassosa. Ogni motore è dotato di un proprio surriscaldatore, con bruciatore a metano installato sulla tubazione di scarico a valle del reattore DeNOx/ossidativo, che porta il gas da circa 360°C a circa 420°C, facendo così migliorare l'efficienza della turbina del ciclo Rankine. Il metano viene prelevato direttamente dalla cabina SNAM allocata all'interno di *Casa Olearia Italiana SpA* e quantificato da apposito contatore fiscale.

Le emissioni surriscaldate di ogni motore passano attraverso una caldaia/scambiatore di calore dedicata, costituita da fasci tubieri in cui scorre acqua che sottrae calore dai fumi facendoli raffreddare da 420°C a 170°C e trasformandosi in vapore. Il vapore prodotto dalle sei caldaie alimenta turbina (una per tutti e sei i motogeneratori) per produrre energia elettrica (ciclo Rankine). In uscita dalla turbina il vapore viene condensato e ritorna in testa alle sei caldaie/scambiatori.

Da ogni caldaia si spurga con continuità parte dell'acqua alla temperatura di 95-100 °C. Tale spurgo unitamente ad altri spurghi costituisce il cosiddetto "blowdown". Esso dopo il recupero termico mediante uno scambiatore di calore, viene inviato, insieme al concentrato dell'osmosi, al serbatoio di accumulo di acqua grezza in testa al sistema di produzione di acqua demineralizzata. Nel caso in cui tale recupero non sia possibile, vi è la possibilità di inviarlo direttamente allo scarico.

Il calore recuperato dal blowdown tramite scambiatori viene utilizzato per preriscaldare l'acqua di alimentazione delle caldaie.

Le caldaie sono del tipo a circolazione assistita e a sviluppo verticale, con tubi d'acqua completamente lisci. Tale soluzione è ottimale in quanto minimizza i possibili sporcamenti della superficie scambiante, permettendone adeguata pulizia. Il vapore è prodotto dalla caldaia in misura di 10 t/h ed è caratterizzato da: 16 bar, 380 °C.

Utilizzo del calore – Ciclo Rankine

Il vapore surriscaldato in uscita dalle caldaie a 380 °C entra in turbina dove si espande, passando da 16 a 0,08 bar, e genera energia elettrica. Il vapore giunge in un condensatore a superficie dove si raffredda a 40-42 °C, condensa e si accumula nel cosiddetto “pozzo caldo” (serbatoio di accumulo).

La potenza lorda recuperabile per singolo motogeneratore dal ciclo Rankine è pari a circa 2 MWt.

Circa una volta alla settimana si procede al lavaggio delle caldaie/scambiatori con acqua osmotizzata a 95°C; il surriscaldatore viene messo al minimo e per circa 4 ore e i gas di scarico sono deviati direttamente alla linea di scarico. Durante tale fase di lavaggio le emissioni restano pressoché inalterate eccetto che per la temperatura paria circa 340°C, contro i circa 190° in condizioni di normale esercizio.

Ognuno degli 8 moduli da cui è costituita una caldaia (banchi) è equipaggiato con due soffiatori rotanti (16 in tutto), che spruzzano sui fasci tubieri acqua osmotizzata a 95 °C e circa 7 bar. I soffiatori vengono azionati singolarmente in sequenza (dal n. 1 al n. 16) per 60 secondi; dallo spegnimento di un soffiatore e attivazione del successivo passano circa 2 secondi.

L'acqua di lavaggio viene raccolta in una tramoggia e quindi in una vasca di contenimento sottostante la caldaia e poi avviata allo smaltimento.

Gruppo Turboalternatore

La generazione di energia elettrica a cura del vapore prodotto nelle caldaie di recupero è affidata ad un gruppo alternatore installato nella sala turbina e avente le seguenti caratteristiche:

Turbina:

- ✓ Marca: **SIEMENS**
- ✓ Modello: **SST 300**
- ✓ Tipo: **a condensazione**
- ✓ Pot. meccanica: **kW 13.070**
- ✓ Giri al minuto: **6.800/1.500**

Generatore:

- ✓ Marca: **ABB**
- ✓ Modello: **AMS 900LE**
- ✓ Potenza apparente: **kVA 16.500**
- ✓ Fattore di potenza: **cosφ = 0,80**

- ✓ Potenza attiva: **kW 13.200**
- ✓ Frequenza di esercizio: **Hz 50**
- ✓ Giri al minuto: **1.500.**

Sistema elettrico

L'energia elettrica prodotta dai sei motogeneratori e dalla turbina viene in parte utilizzata per i consumi di centrale e in gran parte ceduta alla rete di ENEL DISTRIBUZIONE S.p.A.

L'impianto elettrico dell'intera centrale è composto da:

- ✓ Sistema di misura fiscale dell'energia elettrica prodotta, immessa in rete e consumata dai carichi ausiliari;
- ✓ Rete di distribuzione in bassa tensione (24Vdc, 110Vdc, 24Vac, 110Vac, 230Vac) per l'alimentazione della centrale.
- ✓ Rete di distribuzione a 400Vac per l'alimentazione della centrale;
- ✓ Rete a 11kV per la connessione dei sei motogeneratori e della turbina alla sottostazione di trasformazione 11 KV-150 KV;
- ✓ **Stallo "C" e "D"** di allaccio alla SOTTOSTAZIONE ELETTRICA per la connessione alla RETE di ENEL DISTRIBUZIONE S.p.A, in comune con BS1 e BL1.

3.2.4 Emissioni in atmosfera

Ogni motore è equipaggiato con sistema di abbattimento degli ossidi di azoto e di ossidazione dell'ossido di carbonio e degli eventuali composti organici incombusti in CO₂ **simile a quello già descritto per BL1, fatta eccezione degli strati catalitici del DeNOx che sono quattro e non tre.**

Su ogni motore è anche presente un sistema di monitoraggio in continuo delle emissioni (SME), ubicato a valle del recupero termico, per il rilevamento dei principali parametri di processo quali: portata, % ossigeno, temperature, pressione, NOx, CO, ossidi di zolfo e polveri. I fumi sono emessi da sei camini (da **E5-IGE a E10-IGE** ognuno a servizio di un motore) inglobati in due involucri metallici con ad altezza di 60,00 m. Le emissioni di ogni singolo motore sono caratterizzate da:

- ✓ temperatura gas di scarico 190 °C;
- ✓ portata gas di scarico³ circa 130.000 Nm³/h.

Le emissioni prodotte sono tipiche di motori endotermici a combustione interna alimentati a olio vegetali, prive di quantità importanti di composti dello zolfo.

³ dato normalizzato sul secco e all'ossigeno di riferimento (15%).

La misurazione delle concentrazioni degli inquinanti e la verifica del rispetto dei limiti avvengono secondo le modalità e frequenze indicati in AIA D.M. n.323/2022 e riportate nella tabella seguente.

Parametri da monitorare	Frequenza	Limiti AIA
COT valore medio orario	Continuo	8 mg/Nm ³
CO valore medio giorno	Continuo	60 mg/Nm ³
NOx valore medio annuo	Continuo	110 mg/Nm ³
NOx valore medio giorno	Continuo	120 mg/ mg/Nm ³
SOx valore medio annuo	Continuo	110 mg/Nm ³
SOx valore medio giorno	Continuo	120 mg/Nm ³
Polveri totali valore medio annuo	Continuo	5 mg/Nm ³
Polveri totali valore medio giorno	Continuo	6 mg/Nmc
NH ₃	Semestrale	5 mg/Nm ³
Be	Semestrale	0,017 mg/Nm ³
Cd+Hg+Tl	Semestrale	0,034 mg/Nm ³
As+Cr (VI)+Co+Ni (respirabile ed insolubile)	Semestrale	0,170 mg/Nm ³
Se+Te+Ni (polvere)	Semestrale	0,34 mg/Nm ³
Pd+Pt+Rh+Sb+Cr(III)+Cu++Mn+V+Sn+Pb	Semestrale	1,7 mg/Nm ³
sostanze ritenute cancerogene o tossiche per la riproduzione e/o mutagene-classe I	Semestrale	0,034 mg/Nm ³
sostanze ritenute cancerogene o tossiche per la riproduzione e/o mutagene-classe II	Semestrale	0,34 mg/Nm ³
sostanze ritenute cancerogene o tossiche per la riproduzione e/o mutagene-classe III	Semestrale	1,67 mg/Nm ³
sostanze ritenute di tossicità e cumulabilità particolarmente elevate-classe I	Semestrale	0,0034 mg/Nm ³
sostanze ritenute di tossicità e cumulabilità particolarmente elevate-classe II	Semestrale	0,17 mg/Nm ³
sostanze inorganiche che si presentano prevalentemente sotto forma di polvere appartenenti alla classe I	Semestrale	0,067 mg/Nm ³
sostanze inorganiche che si presentano prevalentemente sotto forma di polvere appartenenti alla classe II	Semestrale	0,67 mg/Nm ³
sostanze inorganiche che si presentano prevalentemente sotto forma di polvere appartenenti alla classe III	Semestrale	3,34 mg/Nm ³
Cloro (Cl ₂)	Semestrale	1,67 mg/Nm ³
H ₂ S (semestrale)	Semestrale	1,67 mg/Nm ³

Parametri da monitorare	Frequenza	Limiti AIA
Bromo e suoi composti espressi come acido bromidrico (HBr)	Semestrale	1,67 mg/Nm ³
Fuoro e suoi composti espressi come acido fluoridrico (HF)	Semestrale	1,67 mg/Nm ³
Ammoniaca e composti a base di cloro espressi come acido cloridrico (HCl)	Semestrale	33,4 mg/Nm ³

Tabella 7 – BL2 – Parametri monitoraggio emissioni e limiti AIA (E5- IGE ÷ E10-IGE)

3.2.5 Flussi in ingresso e uscita

Combustibili

Una stima approssimativa del consumo di combustibile, con PCI di circa 37,2 MJ/kg, alla massima capacità produttiva è di 3,68 t/h per motore, pari a complessivi 22,08 t/h che per un funzionamento massimo di 8.600,00 ore/anno ammonta a 190.100 t/anno.

Le biomasse liquide che alimentano i sei motori della centrale BL2 sono miscele di costituenti oli e grassi vegetali (tipologie di cui ai punti a), b) e h) dalla Sezione 4 dell'allegato X alla parte V del D.Lgs 152/06), oltre a tutti i bioliquidi inclusi nella Norma Tecnica Uni 11163/2009, nonché **grasso fuso di cat.3**.⁴

Combustibili ausiliari ed altre materie prime essenziali

È possibile alimentare i motogeneratori con gasolio solo, eventualmente, per le fasi di avviamento e fermata e nella misura massima del 5% rispetto all'energia elettrica complessivamente prodotta.

Altro combustibile ausiliario è il gas metano, necessario per il surriscaldamento dei fumi di scarico utilizzati per la produzione di vapore surriscaldato nella caldaia. L'utilizzo di combustibili secondari è comunque del tutto residuale, per il metano non si superano 10.000.000 m³/anno.

All'interno sito del Gruppo Marseglia in cui è ubicata Ital Green Energy srl, vi è una rete di distribuzione di gas metano collegata direttamente alla rete della "SNAM". La rete (cfr. T.1) è costituita da:

- ✓ condotta che dalla rete esterna adduce il gas alla cabina di decompressione (condotta di alimentazione);
- ✓ cabina interrata di decompressione metano di Casa Olearia Italiana, con pressione di monte pari a circa 50 bar e pressione di valle pari a circa 8 bar e portata oraria di circa 24.000 m³/h (576.000 m³/giorno),

⁴ Si rammenta che con DD della Regione Puglia n.824 del 2/10/2018, Ital Green Energy srl" ha ottenuto il riconoscimento comunitario definito con approval number ABP 4861 OCOMBTB 3 per "impianto di combustione di grasso fuso di cat.3 in motore endotermico per la produzione di energia elettrica", come previsto dai Regolamenti (CE) n.1069/2009 e n.142/2011 del 25 febbraio 2011.

che ospita gli impianti di riduzione della pressione e di misura e due caldaie da 0,22 MWt per il riscaldamento del gas in espansione.

- ✓ rete di tubazioni che dalla cabina di decompressione adducono il gas agli apparecchi di utilizzazione (rete di adduzione), posizionata su pipe rack.

Altre materie prime essenziali e fondamentali per l'esercizio della centrale BL2 sono l'olio lubrificante, il cui consumo stimato è pari a circa 600 t/anno, e l'urea in soluzione al 40% pari a 7.400t/anno.

Consumi idrici

Anche per gli impianti di BL2, come per BL1, IGE ha fatto ricorso il più possibile all'implementazione di tecniche di raffreddamento ad aria.

Il consumo idrico è relativo a utenze di tipo civile (uffici e spogliatoi) e industriale. Quest'ultimo è inerente la produzione di acqua osmotizzata, per la generazione del vapore e per la preparazione della soluzione di urea (circa 120.000 m³/anno alla massima potenzialità).

La centrale si approvvigiona dalla rete pubblica gestita da Acquedotto Pugliese S.p.A..

3.2.6 Rifiuti

L'azienda provvede al deposito temporaneo dei rifiuti in appositi contenitori e alla loro successiva cessione a impianti autorizzati al recupero e/o smaltimento, tramite soggetti autorizzati alla raccolta e trasporto.

Le principali tipologie di rifiuti derivanti dall'esercizio della centrale BL2 sono:

- ✓ **Catalizzatori esauriti** del sistema di abbattimento delle emissioni in atmosfera (**EER 160803**);
- ✓ **Acqua lavaggio scambiatori di calore dell'impianto di cogenerazione** (**EER 161002**);
- ✓ **Emulsioni** di oli lubrificanti (**EER 130802**).

Ulteriori rifiuti di processo sono costituiti da residui dalla manutenzione degli impianti fissi e mobili.

3.2.7 Scarichi

L'impianto è dotato di due reti separate di raccolta delle acque reflue con relativi scarichi nella rete fognaria comunale:

- scarico di reflui assimilabili ai domestici **SF2-IGE** (nel quale confluiscono anche i reflui assimilabili ai domestici di BS1 e BL1);
- scarico di reflui industriali **SF1-IGE** (nel quale confluiscono anche i reflui industriali della Centrale BS1), giusta autorizzazione di Acquedotto Pugliese S.p.A. n. 1112R/2021 del 22/02/2021. Questi reflui sono costituiti dallo scarto dell'impianto di produzione di acqua osmotizzata e demineralizzata e dallo

spurgo dei circuiti termici, quando non riutilizzati. In tutto i reflui immessi in fogna, inclusi quelli di BS1, ammontano a 51.000 m³/anno, alla massima capacità produttiva.

3.2.8 Acque meteoriche

La centrale BL2 occupa una superficie di 20.390 m²; ad essa è asservita una rete di raccolta delle acque meteoriche che le collette in una vasca interrata posta in corrispondenza del confine dell'azienda e più in particolare nel piazzale esterno, utilizzato per le operazioni di movimentazione dei mezzi. In tale vasca si separano le acque di prima pioggia da quelle di seconda pioggia. Le prime sono pompate in un sistema di sedimentazione, disoleatura, chiariflocculazione, filtrazione con carboni attivi-sabbia. Le acque di seconda pioggia subiscono invece trattamenti di grigliatura, dissabbiatura e disoleazione in continuo. Entrambe le acque così trattate sono accumulate in una vasca e poi conferite al consorzio Ecoacque per il riutilizzo interno nelle torri di raffreddamento di COI.

In caso di impossibilità di riutilizzo è stato realizzato un impianto di dispersione nei primi strati del sottosuolo costituito da quattro pozzi assorbenti (**L1-L4**), ognuno di portata di scarico pari a ca. 40 L/s, identificato come **SF5 – IGE**, ad oggi mai utilizzato.

Il quantitativo stimato di acque meteoriche intercettate dalla rete di raccolta è pari a circa 9.800 m³/anno.

3.2.9 Rumore

Le sorgenti di rumore più significative per la centrale BL2 sono:

- ✓ gruppo estrazione aria 1;
- ✓ gruppo estrazione aria 2;
- ✓ sala motori;
- ✓ gruppo turbina soffiante;
- ✓ turbina a vapore;
- ✓ condensatore impianto;
- ✓ pompe alimentazione caldaie;
- ✓ gruppo compressori;
- ✓ condensatori terrazzo.

Come autorizzato con AIA D.M. n.323/2022, è previsto il rispetto del valore limite di 70 dB(A), che corrisponde al limite massimo previsto per le zone esclusivamente industriali sia di giorno che di notte, dall'art. 6 del DPCM 01/03/91. Per la verifica delle immissioni di rumore nell'ambiente esterno sono state individuate delle postazioni di misura lungo tutto il confine aziendale costituito dal muro di cinta in modo da circoscrivere l'intero blocco di stabilimento produttivo in cui è inserita la Centrale BL2. Tali postazioni di misura sono state scelte ad un metro di distanza dal confine esterno, ad eccezione delle zone per le quali non è stato possibile accedervi in quanto proprietà private.

4. DESCRIZIONE DEGLI INTERVENTI NECESSARI

I lavori necessari per la conversione a gas delle centrali BL1 e BL2 possono essere così raggruppati:

- ✓ sostituzione dei gruppi MOTO-GENERATORI.
- ✓ adeguamento della rete GAS interna al sito industriale (in comune alle due centrali);
- ✓ adeguamento della CABINA DI DECOMPRESSIONE GAS (in comune alle due centrali).

Gli esistenti impianti ausiliari necessari al funzionamento dei motogeneratori e l'esistente connessione alla rete elettrica nazionale a 150 kV sono idonei alla configurazione di progetto.

4.1 SOSTITUZIONE GRUPPI MOTOGENERATORI DI BL1

I lavori di sostituzione dei tre motogeneratori di BL1 saranno i seguenti:

- ✓ Estrazione dei motori, generatori, unità booster e gruppi moduli di alimentazione attualmente installati dall'interno dell'immobile;
- ✓ Trasporto, posizionamento e collaudo dei nuovi motori, generatori e gruppi moduli con rampa compatta per il gas metano.

Estrazione dei motori e componenti installate

L'immobile in cui è installata la centrale BL1 è costruito su due livelli, con strutture modulari in cemento armato precompresso (ingombro totale: 30 x 25 x 13 m). Sulla copertura sono ubicate le unità di ventilazione per il raffreddamento dei motogeneratori. Il piano terra è suddiviso in tre compartimenti separati in cui sono alloggiati i tre motori endotermici, mentre il piano superiore costituito da unico locale è attrezzato per contenere i recuperatori di calore dai fumi di scarico e i sistemi di abbattimento delle emissioni.

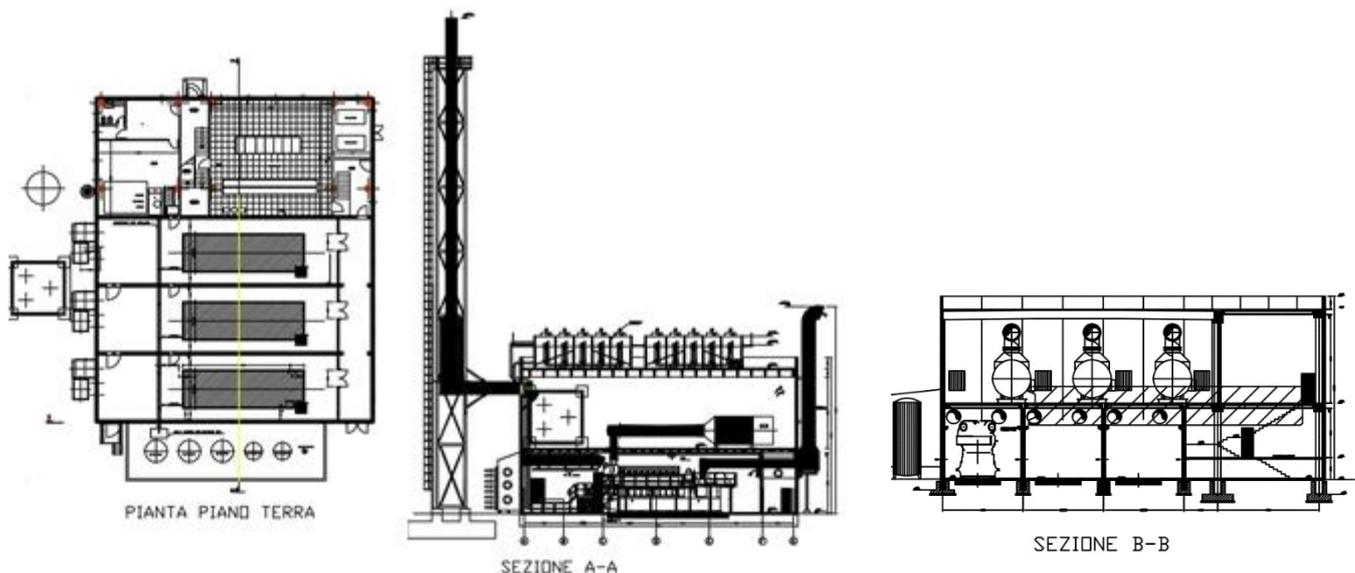


Figura 5 –BL1 – Pianta e sezioni

Come prima operazione verranno rimosse le strutture modulari del lato nord dell'edificio in cui sono installati i motori, effettuando tagli con mezzi idonei (ad es. sega circolare ad acqua per evitare dispersioni di polveri). Nella seguente figura è riportato il prospetto nord dell'immobile con indicazione dei moduli prefabbricati che saranno rimossi.

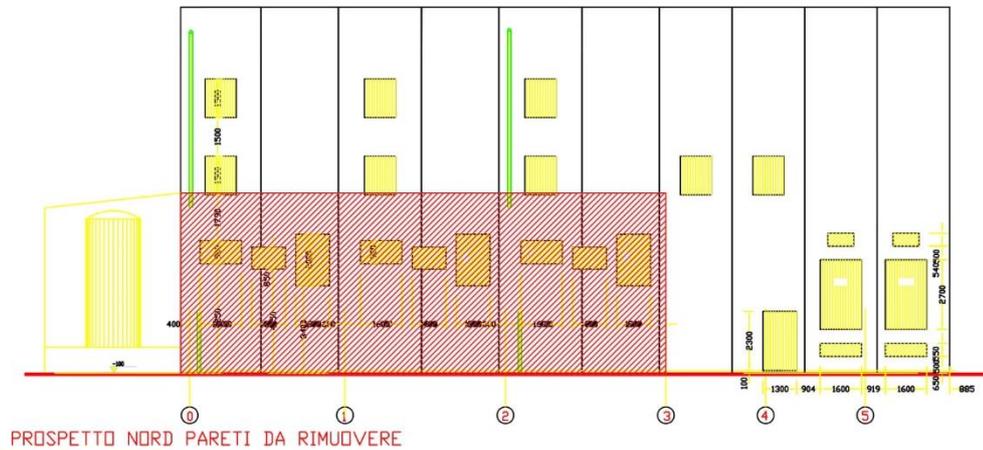


Figura 6 –BL1 – Prospetto con moduli da rimuovere

Dopo aver smontato tutti i giunti di collegamento, tramite martinetti idraulici i motori verranno sollevati dal loro basamento e posizionati su rimorchio con ruote. I motogeneratori, ricoperti con apposito telo impermeabile, verranno conservati in apposita area, per essere successivamente venduti

Trasporto e posizionamento nuovi motori a gas metano

I nuovi motogeneratori giungeranno già completamente assemblati via nave al porto di Monopoli. Il trasferimento dal porto allo stabilimento avverrà come trasporto eccezionale, percorrendo per un breve tratto la viabilità urbana e successivamente la S.S. 16 adiacente allo stabilimento.

Giunti presso la centrale verranno posizionati all'interno della sala motori con idonei mezzi di sollevamento e spostamento.

Motori e rispettivi generatori saranno posizionati sui basamenti esistenti. In seguito verranno realizzati tutti i collegamenti e le connessioni necessarie.

Conclusi i montaggi ed effettuati i test di collaudo, si eseguirà una fase di “Commissioning” per verificare e documentare la corrispondenza delle prestazioni dell'impianto con gli obiettivi predefiniti.

Al termine delle operazioni si procederà al ripristino della facciata nord dell'edificio con strutture modulari in cemento armato precompresso aventi stesse caratteristiche di quelle originarie.

A completamento dell'opera verrà installato il gruppo elettrogeno di emergenza alimentato a gasolio definito “black starting unit”, con la funzione di fornire l'energia elettrica necessaria per la ripartenza dei tre nuovi motogeneratori in caso di black-out della rete nazionale. Il gruppo sarà installato in apposito container coibentato, collegato alla rete di bassa tensione di centrale e posizionato come indicato nella T.2.2 di progetto.

4.2 SOSTITUZIONE GRUPPI MOTOGENERATORI DI BL2

Come per BL1 anche per BL2 i lavori di sostituzione dei motori saranno i seguenti:

- ✓ Estrazione dei motori, generatori, unità booster e gruppi moduli di alimentazione attualmente installati dall'interno dell'immobile;
- ✓ Trasporto, posizionamento e collaudo dei nuovi motori, generatori e gruppi moduli con rampa compatta per il gas metano;

Estrazione dei motori e sue componenti attualmente installati

L'immobile in cui è installata la centrale BL2 è costruito su un livello, con strutture modulari in cemento armato precompresso, delle dimensioni di 61,0 x 30,25 m, H (alla copertura) 11,20 m. Sopra la copertura sono ubicate le unità di ventilazione per il raffreddamento dei motogeneratori.

Come prima operazione verranno rimosse le strutture modulari **del lato ovest** dell'edificio in cui sono installati i motori, così come evidenziato nella seguente figura, effettuando tagli con mezzi idonei (ad es. sega circolare ad acqua per evitare dispersioni di polveri).

Di seguito si riportano la pianta dell'edificio in cui è installata la centrale BL2 e alcune foto di repertorio riferite alle fasi di costruzione della centrale BL2 (anni 2006 – 2009), che illustrano le principali operazioni da effettuare.

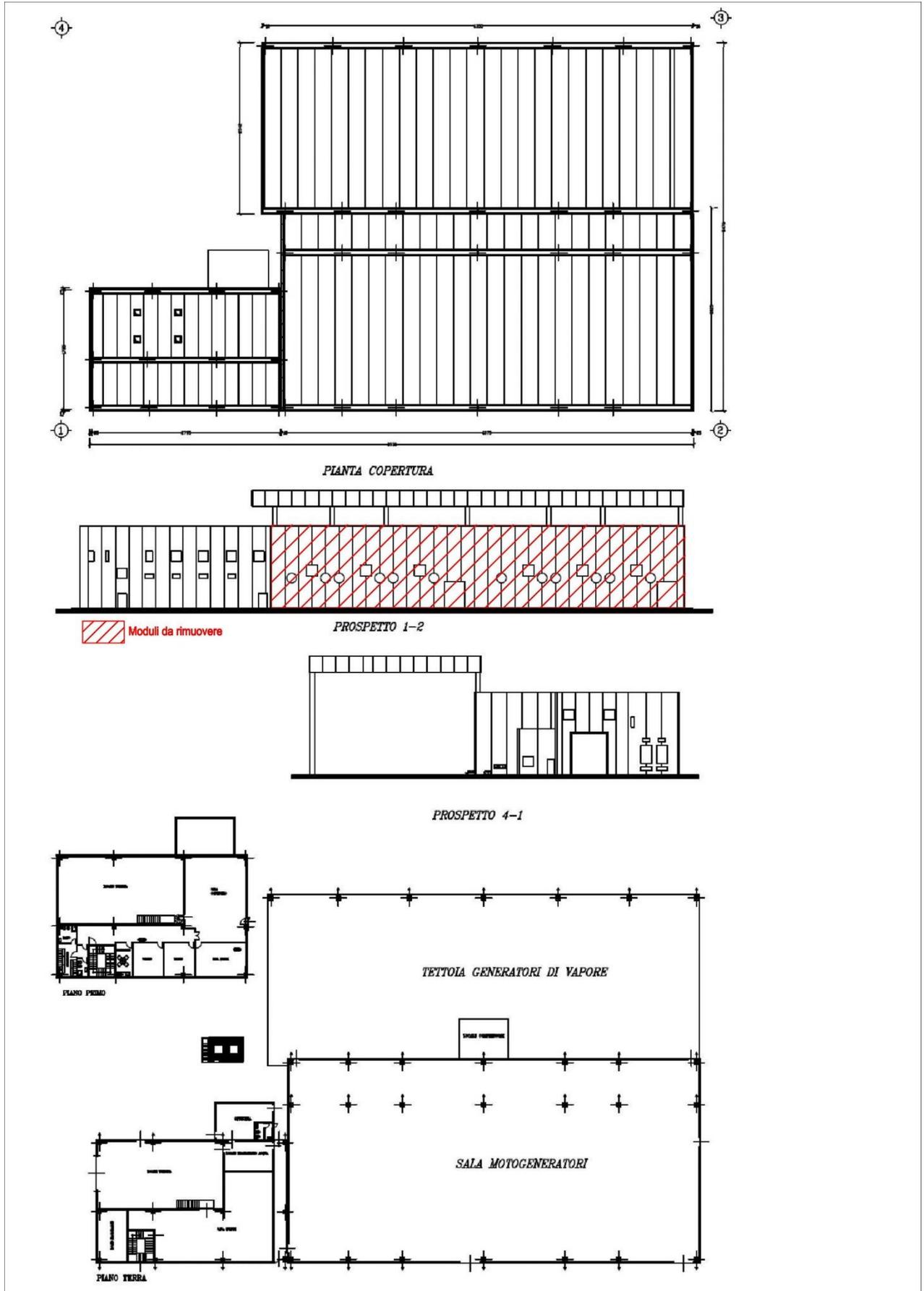


Figura 7 – Pianta e sezioni dell'edificio in cui è installato l'impianto BL2



Figura 8 – Foto di repertorio 1 – Taglio moduli dell'edificio in cui è installato l'impianto BL2

Dopo aver smontato tutti i giunti di collegamento, tramite martinetti idraulici i motori verranno sollevati dal loro basamento e posizionati su rimorchio con ruote. I motogeneratori, ricoperti con apposito telo impermeabile, verranno conservati in apposita area, per essere successivamente venduti.



Figura 9 – Particolare Pistoni



Figura 10 – Foto di repertorio 2 – Trasporto e posizionamento motogeneratori

Trasporto e posizionamento nuovi motori a gas metano

Come avvenuto quando fu costruita la centrale BL2, motori e generatori arriveranno già completamente assemblati via nave al porto di Monopoli.



Figura 11 – Foto di repertorio 3 – Arrivo motori al porto di Monopoli

Il trasferimento dal porto allo stabilimento avverrà come trasporto eccezionale, percorrendo per un breve tratto la viabilità urbana e successivamente la S.S. 16, adiacente allo stabilimento.



Figura 12 – Foto di repertorio 4 – Trasporto lungo la S.S. 16

I nuovi motori e rispettivi generatori saranno posizionati sui basamenti esistenti. In seguito verranno effettuati tutti i collegamenti e le connessioni necessarie.

Al termine delle operazioni si procederà al ripristino della facciata nord dell'edificio con strutture modulari in cemento armato precompresso aventi stesse caratteristiche di quelle originarie.

A completamento dell'opera verrà installato il gruppo elettrogeno di emergenza alimentato a gasolio definito "black starting unit" con la funzione di fornire l'energia elettrica necessaria per la ripartenza dei 6 nuovi motogeneratori in caso di black-out della rete nazionale. Il gruppo sarà installato in apposito container coibentato, collegato alla rete di bassa tensione di centrale e posizionato come indicato nella T.3.2 di progetto.

4.3 ADEGUAMENTO RETE GAS METANO INTERNA

Il fabbisogno di metano per le attività in progetto è così stimato:

- ✓ BL1 - per ciascuno dei tre motori da 7,832 MWe è stimato un consumo di gas di circa 1.600 m³/h, per un totale per di circa 4.800 m³/h (115.200 m³/giorno).
- ✓ BL2 - i sei surriscaldatori esistenti già consumano circa 1.160 m³/h (27.840 m³/giorno). Tale consumo rimarrà immutato nello stato di progetto;
- ✓ BL2 - per ciascun motore da 18,434 MWe è stimata un consumo di metano di circa 3.700 m³/h, per un totale di circa 22.200 m³/h (532.800 m³/giorno).

Dato il notevole aumento di portata giornaliera complessiva prevista in progetto per l'esercizio di BL1 e BL2 (da 27.840 m³/giorno a 675.840 m³/giorno) sarà realizzata una nuova linea di distribuzione da 250 mm di

diametro, da dedicare ai nuovi fabbisogni di BL1 e BL2. La linea esistente continuerà ad essere utilizzata per le attività già in essere.

Lo stabilimento è dotato di pipe rack di lunghezza pari a 750 m, una struttura reticolare di sostegno per le tubazioni, utile per il trasferimento dei vari vettori energetici (gas, vapore, acqua, ecc.), necessari per l'alimentazione e l'esercizio degli impianti di stabilimento.

Il pipe rack, composto da pilastri e travi in profilati metallici imbullonati, è ancorato al terreno fondale, costituito da massetto e sovrastante pavimentazione industriale di notevole spessore, attraverso l'inghisaggio di barre filettate M30 con ancorante chimico bicomponente.

I piloni di sostegno sono costituiti da profilati di acciaio avente diametro 600 mm e spessore 10 mm. La struttura reticolare è costituita da travi, profili UPN, rastrelliere sulle quali sono appoggiate le tubazioni e grigliati di piano.



Figura 13 – Pipe Rack

Essendo disponibili altre postazioni, la struttura è idonea a sostenere la nuova tubazione di adduzione del gas metano SMAN dalla cabina di decompressione di COI, che viaggerà parallela a quella già esistente di alimentazione dei surriscaldatori.

La planimetria nuova rete di distribuzione è riportata nell'elaborato grafico T.4 allegato al progetto.

4.4 ADEGUAMENTO CABINA DI DECOMPRESSIONE DI COI

La rete di distribuzione del gas metano, a servizio dell'intero stabilimento, è collegata direttamente alla rete "SNAM" tramite la cabina di decompressione installata all'interno del complesso produttivo gestito da "Casa Olearia Italiana SpA". Attualmente, tale cabina ha una trasportabilità di gas metano pari a 24.000 m³/h (576.000 m³/giorno).

Ital Green Energy srl ha formalmente chiesto a Casa Olearia Italiana spa un aumento della capacità di gas trasportabile fino a circa 32.000 m³/h (750.000 m³/giorno). COI ha girato la richiesta a SNAM per il tramite di E.N.I. S.p.A, ottenendo riscontro positivo, previa esecuzione di lavori di adeguamento della cabina di decompressione (All.10). Tali lavori saranno effettuati da Casa Olearia Italiana spa.

5. CONFIGURAZIONE DI PROGETTO

Come già rappresentato, il progetto che Ital Green Energy srl intende realizzare consiste nella sostituzione dei motori alimentati a oli e grassi vegetali e animali delle centrali BL1 e BL2 con nuovi motori alimentati a metano. La capacità termica complessiva delle due centrali passerà **da 297 MWt** (57 MWt per BL1 e 240 MWt per BL2), **a 300,43 MWt** (51,07 MWt per BL1 e 249,36 MWt per BL2).

Per ogni motore, è previsto un funzionamento massimo di 3.000 ore/anno, che consentiranno di sopperire alla mancata produzione di energia elettrica da parte di impianti alimentati da fonti rinnovabili non programmabili.

A esclusione del tipo di combustibile utilizzato, per entrambe le centrali il ciclo di produttivo rimarrà sostanzialmente invariato, come riportato nell'elaborato grafico "T.6 – Schemi a blocchi" allegato al progetto.

Nel presente capitolo si descrivono le caratteristiche tecniche dei motori a metano che si intendono installare e si illustra la struttura delle linee produttive delle due centrali a completamento dei lavori. Al fine di avere una rappresentazione esaustiva dei cicli produttivi, saranno descritte nuovamente anche le parti di impianto e le facilities che non subiranno alcuna modifica e che sono già state descritte nelle precedenti sezioni

5.1 BL1 – CONFIGURAZIONE DI PROGETTO

Con la sostituzione dei motogeneratori, la potenza della centrale BL1 passerà da 57 a 51,07 MWt, per una potenza elettrica complessiva di 23.496 kWe. L'energia elettrica, prodotta a 11 kV, viene ceduta alla rete di ENEL DISTRIBUZIONE S.p.A. a 150 kV, al netto dei consumi di centrale.

I nuovi motori, con rispettivi generatori, verranno posizionati sui basamenti ora occupati dai motori alimentati a bioliquidi, al piano terra dell'esistente capannone industriale. Il capannone è costituito da strutture orizzontali e verticali che presentano una resistenza al fuoco non inferiore a REI 120 (cfr. T.2.2).

I motori saranno installati ben distanziati dalle pareti interne, su un pavimento in cemento industriale di spessore non inferiore a 20 cm conformato in modo da raccogliere eventuali rilasci liquidi all'interno del pozzetto di accumulo tompagnato da un grigliato metallico ricavato all'interno del pavimento.

Nel seguente prospetto sono riportate le caratteristiche dimensionali delle varie zone con l'indicazione delle destinazioni d'uso.

Zona	Destinazione	Compartimento	Piano	Altezza (m)	Superficie (m ²)
1	Gruppo elettrogeno n°1	1	p.t.	5,45	127,3
2	Gruppo elettrogeno n°2	2	p.t.	5,45	127,3
3	Gruppo elettrogeno n°3	3	p.t.	5,45	127,3
4	Disimpegno Aerato	4	p.t.	5,50	52,9

Zona	Destinazione	Compartimento	Piano	Altezza (m)	Superficie (m ²)
5	Recuperatori di calore	5	p.1	6,50	518,4
6	Sala Macchine	6	p.t.	3,85	114,2
7	Stazione di trasformazione		p.t.	5,45	15,5
8	Sala di ingresso		p.t.	5,45	63,66
9	Servizi		p.t.	5,45	25,92
10	Disimpegno		p.t.	5,45	19,60
11	Ufficio 1		p.1	3,50	18,05
12	Ufficio 2		p.1	3,50	19,7
13	Sala		p.1	3,50	30,6
14	Sala Controllo		p.1	3,50	74,4
15	Servizi		p.1	3,50	25,5

Tabella 8 –BL1 – Prospetto riepilogativo degli ambienti

La centrale lavorerà a ciclo continuato sulle 24 ore/giorno con un'ipotesi di impiego di massimo 3.000 ore/anno con fermate programmate come da specifiche del costruttore.

Nel caso delle fermate è necessaria circa mezz'ora per lo spegnimento dei motori dal momento della riduzione della quantità di gas in alimentazione allo spegnimento definitivo. Per la rimessa in esercizio sino alle condizioni di regime, è necessaria circa un'ora.

5.1.1 Motogeneratori

I motori endotermici a gas hanno le seguenti caratteristiche (cfr. All.3):

- ✓ Marca: **Wartsila;**
- ✓ Modello: **W16V34SG;**
- ✓ Tipo: **Sovralimentati a quattro tempi ed iniezione diretta;**
- ✓ Configurazione: **a V;**
- ✓ Potenza termica nominale: **17,022 MW;**
- ✓ Numero di cilindri: **16;**
- ✓ Potenza all'albero motore: **8.000 kW,**

Ogni motore endotermico è accoppiato al generatore sincrono trifase composto da un alternatore che produce energia elettrica, aventi le seguenti caratteristiche:

- ✓ Marca: **ABB;**
- ✓ Tipo: **trifase a poli salienti, brushless;**

- ✓ Potenza nominale: **8.702 kVA**;
- ✓ Fattore di potenza: **0,9**;
- ✓ Potenza elettrica nominale: **7.824 kW**e
- ✓ Tensione: **11.000V**;
- ✓ Frequenza: **50Hz**;
- ✓ Velocità: **750 rpm**;
- ✓ Rendimento p.f. 0.8: **97,8 %**;
- ✓ Classe di isolamento/temperatura: **B/F**;
- ✓ Protezione: **IP23**;
- ✓ Connessione: **Y**;
- ✓ Tipo: **AMG 1120MR08 DSE**.

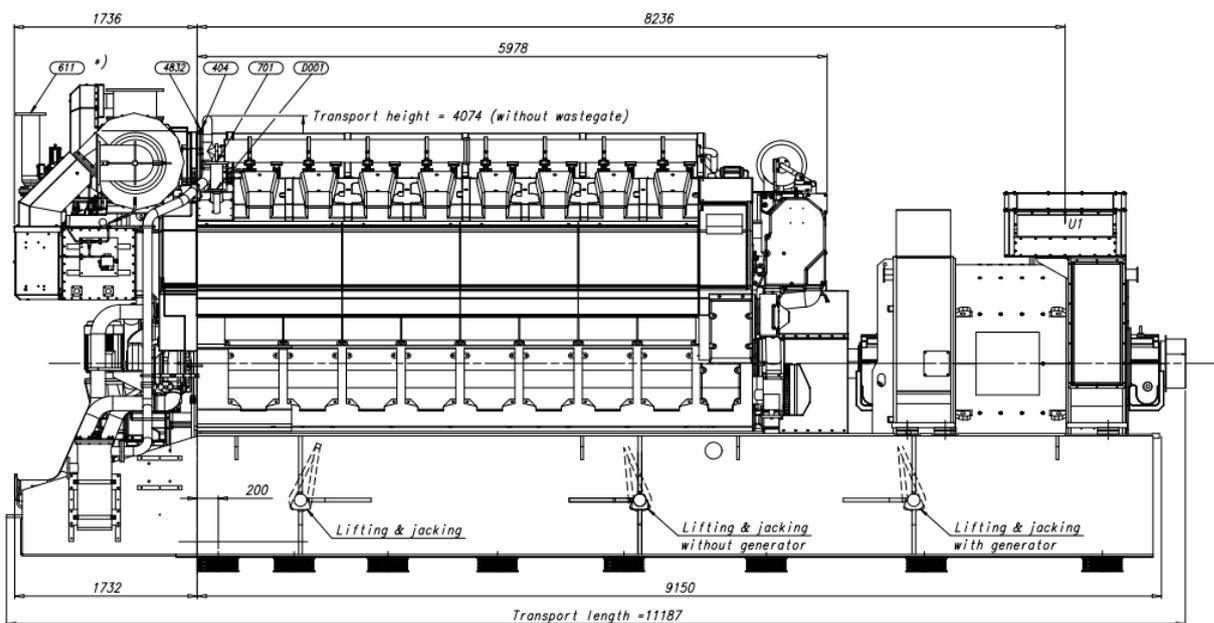


Figura 14 –BL1 – Schema tipo del motore endotermico a gas metano

Il generatore è costituito da una parte cava fissa, chiamata statore, al cui interno ruota una parte cilindrica calettata sull'albero di rotazione, detta rotore. Sullo statore sono presenti gli avvolgimenti elettrici su cui vengono indotte le forze elettromotrici che generano la corrente elettrica.

Il rotore genera un campo magnetico rotante per mezzo di elettromagneti che, nel caso di alternatore trifase a due poli, si compone di tre elettromagneti, a loro volta opportunamente alimentati.

Tutte le componenti a valle del generatore, quali tubazioni dei gas di scarico, sistema di abbattimento delle emissioni, caldaia di recupero, sistemi di aspirazione, raffreddamento, distribuzione di aria e preparazione dell'urea e la sala comandi non verranno sostituite.

Sui motori saranno presenti i seguenti dispositivi di sicurezza:

1. arresto automatico per l'eccesso di temperatura dell'acqua di raffreddamento o per bassa pressione dell'olio lubrificante (già installato allo stato attuale);
2. dispositivo automatico d'intercettazione del flusso di combustibile per arresto del motore o per mancanza di corrente elettrica. L'intervento del dispositivo di arresto provoca anche l'esclusione della corrente elettrica dai circuiti di alimentazione, ad eccezione dell'illuminazione del locale (già installato allo stato attuale);
3. dischi di rottura. Impediscono danneggiamenti a causa di improvviso aumento di pressione. Sono essenzialmente costituiti da una membrana sottile che si rompe quando il livello di pressione differenziale supera la resistenza di taratura del disco, così da permettere lo sfogo dell'eccessiva pressione. Per salvaguardare i sistemi di trattamento delle emissioni e gli scambiatori di calore, a valle di ogni motogeneratore, lungo la tubazione di scarico dei fumi, saranno installate due valvole di sicurezza a dischi di rottura (cfr. T.2.2).

5.1.2 Recupero del calore

Nelle caldaie a tubi di fumo della centrale BL1 si recuperano circa 10 MW di calore con il quale si producono circa 13 t/h di vapore a 1,21 MPa e 188 °C, ceduto a Casa Olearia Italiana SpA. Questa scelta gestionale è finalizzata a privilegiare il recupero energetico all'intero sito industriale del Gruppo Marseglia.

Complessivamente, tenendo conto delle fonti energetiche primarie e dei flussi energetici disponibili per l'utenza, cioè delle potenzialità nette disponibili, i rendimenti energetici netti sono:

- ✓ elettrico ~ 46%
- ✓ termico ~ 18%.

5.1.3 Sistema elettrico

L'impianto elettrico dell'intera centrale è composto da:

- ✓ Sistema di misura fiscale dell'energia elettrica prodotta, immessa in rete e consumata dai carichi ausiliari;
- ✓ Rete di distribuzione in bassa tensione (24Vdc, 110Vdc, 24Vac, 110Vac, 230Vac) per l'alimentazione della centrale;
- ✓ Rete di distribuzione a 400 Vac per l'alimentazione della centrale;

- ✓ Rete a 11kV per la connessione dei tre motogeneratori alla sottostazione di trasformazione 11 KV-150 KV;
- ✓ **Stallo B**, inserito all'interno della SOTTOSTAZIONE ELETTRICA di connessione alla RETE di ENEL DISTRIBUZIONE S.p.A., in comune con le centrali BS1 e BL2. Lo stallo "B" è composto da:
 - trasformatore elevatore da 11kV a 150kV da 30 MVA;
 - apparecchiature AT (scaricatori, sezionatore, interruttore, trasformatori di misura amperometrici e voltmetrici);
 - cabina di comando e protezione del sistema AT;
 - sistema di sbarre AT per la connessione dello stallo alla parte restante della stazione elettrica di connessione con la rete di ENEL DISTRIBUZIONE S.p.A.

5.1.4 Sistema di trattamento metano

Considerando un funzionamento massimo per 3.000 ore anno dei tre motori alla massima capacità produttiva, il consumo stimato complessivo di gas metano è di circa 14.400 kNm³/anno. Il gas alimenta i motori attraverso una rampa dedicata denominata "Compact Gas Ramp" (CGR) comprendente:

- Filtrazione;
- Valvole di riduzione di pressione;
- Valvole shut – off di emergenza;
- Valvole di sfiato.

5.1.5 Sistema di lubrificazione

Il sistema di lubrificazione della centrale BL1 si compone di un circuito comune di alimentazione dell'olio dallo stoccaggio ai singoli motori e di un circuito di scarico dell'olio usato, raccolto in cisternette/fusti. Il lubrificante fresco è depositato in serbatoio metallico fuori terra ad asse verticale da 8,00 m³.

Il sistema di reintegro e riempimento dei motori è di tipo automatico, completo di tronchetti di carico, scarico e svuotamento. Il circuito olio lubrificante per i motori consente la lubrificazione dei cuscinetti di banco e di quelli di testa-biella e relativa testata.

Il sistema di lubrificazione è composto da:

- ✓ coppa olio motore;
- ✓ bocchettone per riempimento;
- ✓ asta per il controllo visivo del livello nella coppa:

- ✓ drenaggio olio;
- ✓ dispositivo per uscita vapori olio;
- ✓ livellostato con segnalazione elettrica di minimo e massimo livello.

L'olio è pompato dalla coppa tramite la pompa olio lubrificante, viene mantenuto alla temperatura di esercizio con l'utilizzo di uno scambiatore di calore raffreddato ad acqua e prima dell'ingresso nel motore passa in un filtro statico di sicurezza.

La pulizia continua dell'olio viene garantita da un sistema di depurazione; una pompa aspira in continuo olio dalla coppa motore, lo centrifuga per eliminare l'acqua e i solidi sospesi (si forma una emulsione di scarto che viene depositata insieme ad eventuali perdite di olio dai motori) e lo invia nuovamente nella coppa purificato.

Il sistema di depurazione dell'olio è costituito da:

- ✓ n.1 Separatore a scarico automatico dimensionato per 100% di carico
- ✓ n.1 Pompa di mandata del separatore
- ✓ n.1 Filtro singolo sul lato aspirazione della pompa
- ✓ n.1 Riscaldatore per l'olio lubrificante
- ✓ n.1 Serbatoio emulsioni
- ✓ n.1 Pompa emulsioni
- ✓ n.1 Struttura comune di base in acciaio
- ✓ n.1 Pannello di controllo locale per funzionamento automatico/manuale

Di seguito è schematizzato il circuito tipo di lubrificazione motore.

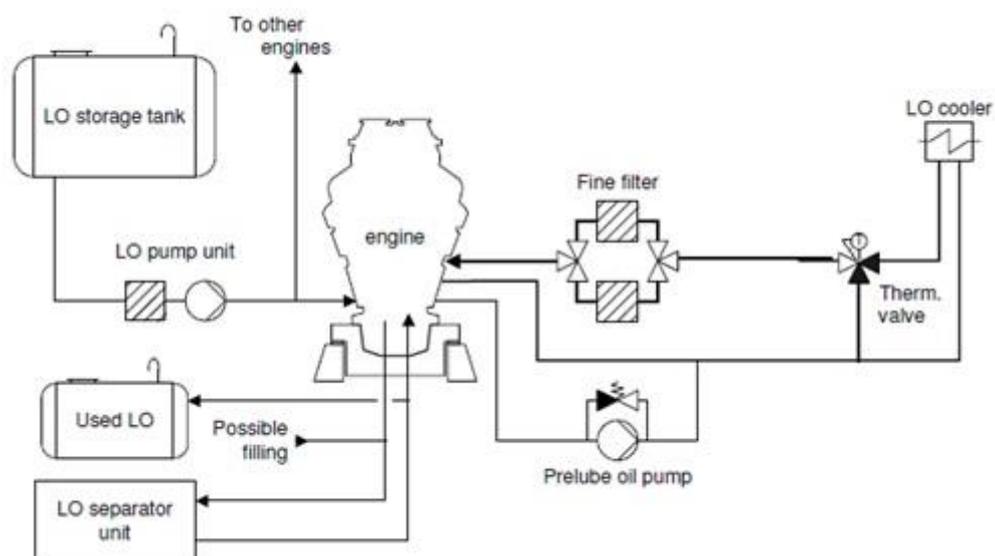


Figura 15 –BL1 – Sistema di lubrificazione

5.1.6 Sistema di raffreddamento ad acqua dei motori

Ogni motore sarà dotato di un proprio circuito di raffreddamento costituito da:

- ✓ Circuito ad alta temperatura (HT), costituito dal circuito primario del motore e dal primo stadio del refrigerante delle turbosoffianti;
- ✓ Circuito a bassa temperatura (LT), che comprende il secondo stadio del refrigerante delle turbosoffianti e il refrigerante dell'olio lubrificante;
- ✓ Circuito di refrigerazione dei seggi valvole.

Il circuito alta temperatura raffredda l'aria di sovralimentazione, le testate cilindri e le camicie. Il circuito bassa temperatura raffredda l'aria di sovralimentazione e l'olio lubrificante. Entrambi i circuiti sono connessi agli scambiatori principali di calore che sono installati come:

- ✓ Vaso di espansione atmosferico per il circuito acqua raffreddamento HT, completo di indicatore di livello e allarme di basso livello acqua.
- ✓ Vaso di espansione atmosferico per circuito acqua raffreddamento LT, completo di indicatore di livello e allarme basso livello acqua.

Anche l'acqua nel circuito HT deve essere preriscaldata prima dell'avvio motore; ogni motore è quindi provvisto di un autonomo sistema riscaldatore/elettropompa per il preriscaldamento dell'acqua. Di seguito è riportato lo schema del sistema di raffreddamento del motore.

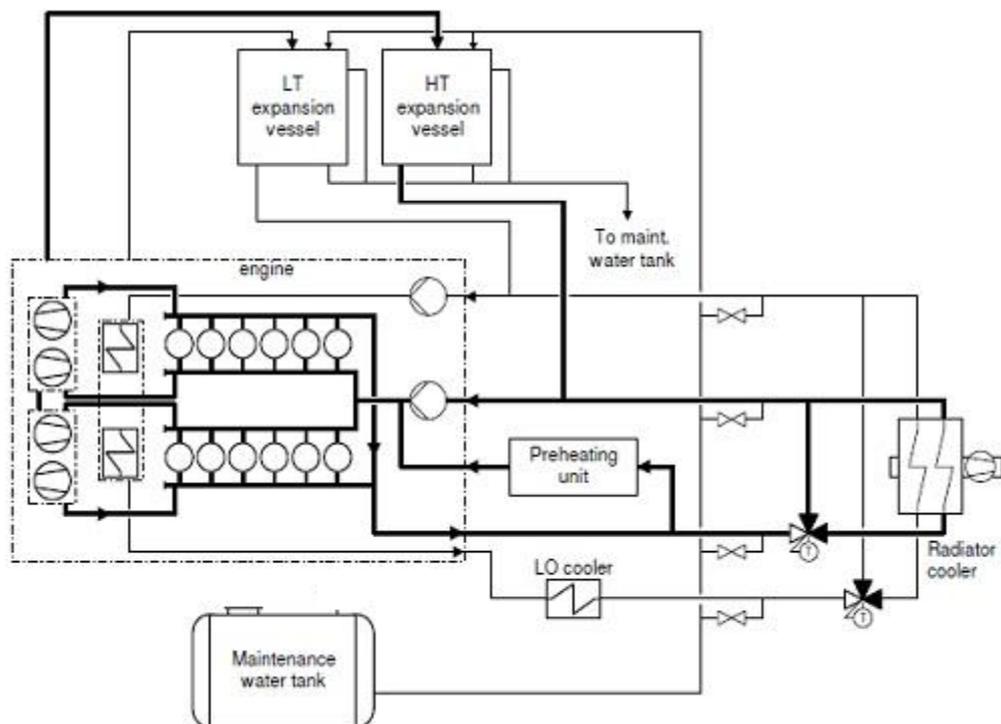


Figura 16-BL1 – Sistema di raffreddamento ad acqua dei motori

5.1.7 Sistema di distribuzione aria

I motori W16V34SG si avviano mediante immissione in camera di aria compressa a 30 bar, attraverso le valvole aria avviamento, ubicate nelle testate dei cilindri. L'aria compressa viene generata da elettrocompressori e accumulata in bombole interconnesse. In caso di mancanza di energia elettrica, gli elettrocompressori saranno alimentati con un gruppo elettrogeno di emergenza da 300 kW alimentato a gasolio. Un altro circuito di aria compressa a 7 bar, provvisto di serbatoio di accumulo, assicura l'aria necessaria al controllo della strumentazione

In condizioni di esercizio a regime, il compressore delle turbosoffianti immette aria comburente nei cilindri attraverso il refrigerante aria. Il motore è fornito di 2 turbosoffianti uno per bancata.

I compressori sono periodicamente lavati attraverso iniezione di acqua, si forma una miscela acqua/olio che viene raccolta in un serbatoio di stoccaggio per poi essere avviata a smaltimento.

L'aria comburente, prima di essere immessa nel motore, è filtrata con gruppo di filtrazione a bagno d'olio.

5.1.8 Emissioni in atmosfera

L'impianto è già dotato di sistema di abbattimento degli ossidi di azoto, dell'ossido di carbonio e degli incombusti nonché di sistema di monitoraggio in continuo delle emissioni prima del rilascio in atmosfera dei fumi di combustione dei tre motori, dopo il recupero termico. L'emissione avviene da altrettanti camini inglobati in un unico involucro metallico con altezza di 45 m dal piano. Nella configurazione di progetto, le emissioni, indicate sempre con le sigle da **E2 – IGE**, **E3 – IGE** e **E4 – IGE**, avranno le seguenti caratteristiche:

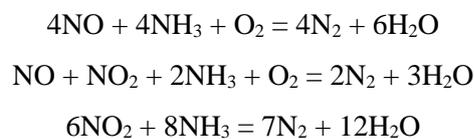
Parametro	Gas naturale
Portata aeriforme (dato normalizzato sul secco all'ossigeno di riferimento del 15%)	70.000 Nm ³ /h
Temperatura aeriforme	250 °C
temperatura fumi in caso di fermo della cogenerazione	340 °C
Durata emissione	3.000 h/anno
Altezza dal suolo della sezione di uscita del condotto di scarico	45m
Area della sezione di uscita del condotto di scarico	0,79 m ²

Tabella 9 –BL1 – Caratteristiche camini (E2, E3, E4-IGE): configurazione di progetto

Le emissioni prodotte dell'esercizio dell'impianto saranno quelle tipiche di motori endotermici a combustione interna alimentati a gas metano.

Il sistema di abbattimento delle emissioni su ogni motore sarà come prima costituito da 4 stadi catalitici di cui 3 relativi al DeNOx SCR, con aggiunta di una soluzione di urea al 40% come riducente, e uno di ossidazione per l'abbattimento del CO e degli incombusti, denominato **OXICAT**. Il dosaggio dell'urea è comune ai tre camini e l'aria compressa necessaria alla nebulizzazione della soluzione è prelevata dall'impianto di distribuzione centralizzato alla pressione di 6 bar.

Con il sistema **SCR** (Selective Catalytic Reduction) si ottiene la riduzione catalitica degli ossidi di azoto ad azoto elementare (DeNOx), previa aggiunta alla corrente gassosa di una soluzione di urea. A temperatura superiore a 300°C e in presenza di umidità, l'urea si decompone in ammoniaca e ossidi di carbonio; l'ammoniaca reagisce cataliticamente con gli ossidi di azoto secondo le seguenti reazioni di massima, con efficienza superiore al 90%:



I catalizzatori possono essere metalli nobili, ossidi metallici o zeoliti in grado di funzionare anche a temperature superiori a 300°C.

Il **catalizzatore di ossidazione OXICAT**, ubicato dopo il DeNOx SCR, trasforma l'ossido di carbonio e l'eventuale formaldeide (CH₂O) e composti organici incombusti in diossido di carbonio. **Rispetto allo stato attuale, si prevede la sostituzione del catalizzatore ossidante di tipo ceramico, con un nuovo e più efficiente, contenente anche metalli.**

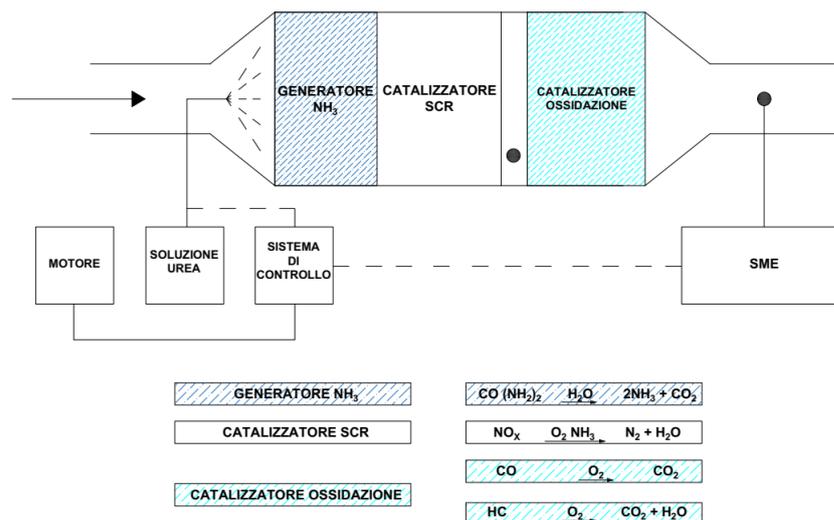


Figura 17 –BL1 – Schema tipo del sistema di abbattimento delle emissioni

I gas di scarico entrano nella camera di conversione dove un atomizzatore nebulizza la soluzione di urea contenuta in un serbatoio. La portata della pompa dosatrice dell'urea è regolata automaticamente in feedback, attraverso un segnale analogico proveniente dal sistema di controllo delle emissioni che misura la

concentrazione di NO a valle del reattore SCR, ottenendo così le migliori prestazioni di abbattimento e quindi evitando inutili sprechi di reagente o emissioni di ammoniaca. L'aria compressa per la nebulizzazione dell'urea è prelevata dall'impianto di distribuzione dell'aria compressa a servizio dell'intera centrale a 6 bar di pressione.

Dopo il sistema SCR, l'OXICAT trasforma l'ossido di carbonio e gli eventuali composti organici incombusti in diossido di carbonio.

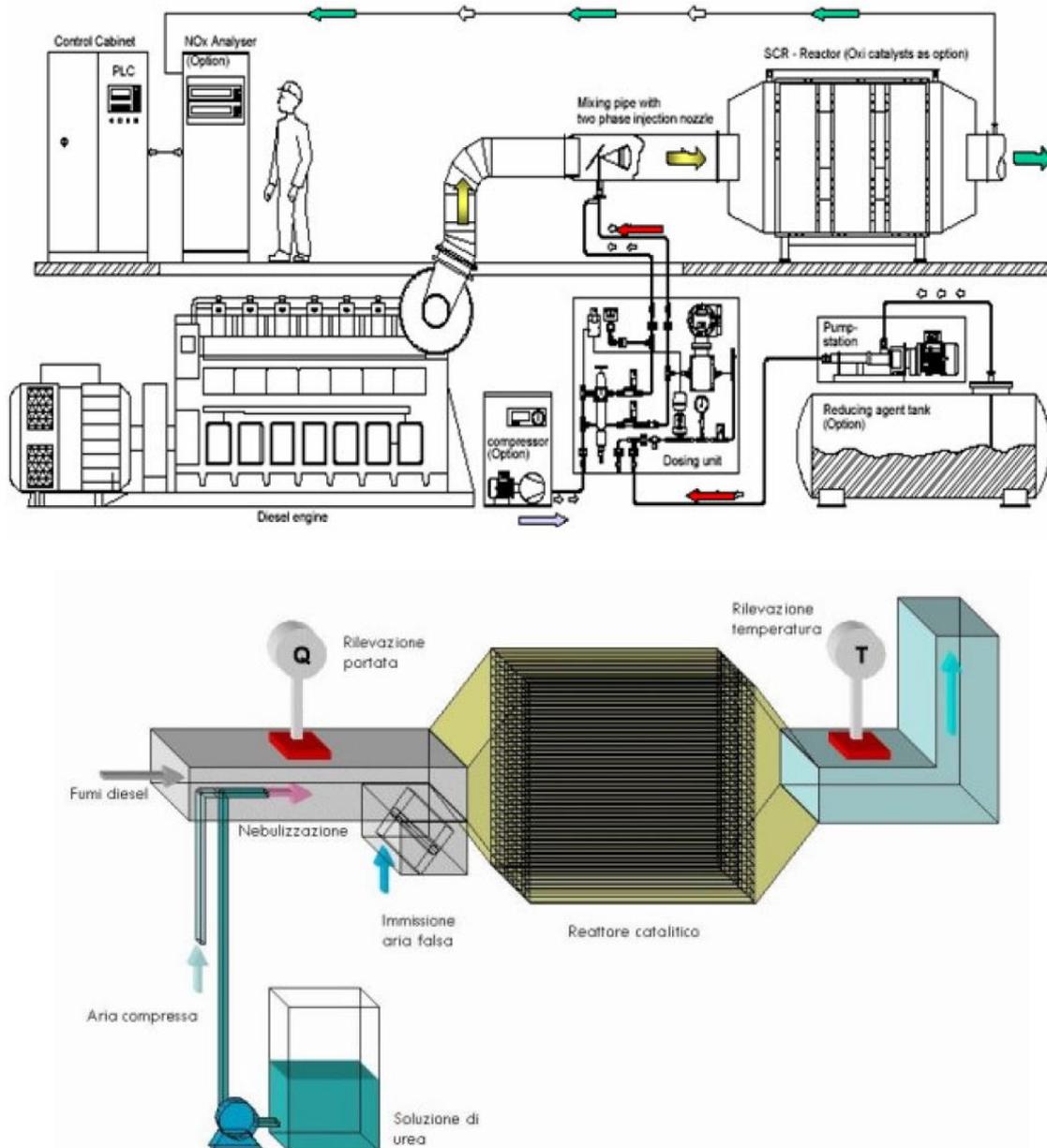


Figura 18 – BL1 – Schema dell'impianto di abbattimento delle emissioni.

La soluzione di urea viene prodotta nell'impianto dedicato oppure fornita dalla centrale BL2.

I camini sono già dotati di sistema di monitoraggio in continuo delle emissioni in atmosfera (SME), che misura in continuo i principali parametri: portata fumi, % ossigeno, temperatura, pressione, NO_x, CO, SO₂ (come

parametro conoscitivo). Il controllo della qualità degli SME prevede le procedure previste dalla Norma UNI EN 14181:2015 (QAL2, QAL3 e AST).

Nella configurazione di progetto, sulle tubazioni di convogliamento dei fumi di ogni motore a valle dei motogeneratori, prima del sistema di trattamento delle emissioni e prima della caldaia a recupero, saranno inseriti due elementi di sicurezza, dischi di rottura (cfr. T.2.2), le cui emissioni non sono soggette ad autorizzazione ai sensi dell'art. 272, comma 5 del D.Lgs. n.152/2006.

È anche prevista l'installazione di un gruppo elettrogeno di emergenze da 300 kW alimentato a gasolio

che potrebbe entrare in funzione solo in caso di disalimentazione elettrica a livello nazionale (cfr. T.2.2). Anche tale punto di emissione non è soggetto ad autorizzazione ai sensi citato art. 272, comma 5 del D.Lgs. n.152/2006.

Le concentrazioni di NO_x (come NO₂), NH₃, CO, CH₄ e CH₂O nelle emissioni soddisferanno i limiti previsti dalle Conclusioni sulle BAT per i grandi impianti di combustione (*“Decisione di esecuzione UE 2017/1442 della Commissione del 31 luglio 2017 che stabilisce le Conclusioni sulle migliori tecniche disponibili (BAT) a norma della direttiva 2010/75/UE del Parlamento europeo e del Consiglio, per i grandi impianti di combustione [notificata con il numero C(2017) 5225]”*), pubblicate il 17 luglio 2017 sulla Gazzetta Ufficiale dell'Unione Europea.

Parametri da monitorare	Concentrazioni massima degli inquinanti*	Frequenza di monitoraggio
	mg/Nm ³	
CO	60	Continuo
NO _x (come NO ₂)	30	Continuo
SO ₂	Parametro conoscitivo	Continuo
SO ₃	Parametro conoscitivo	Annuale
CH ₄	500	Annuale
CH ₂ O	5	Annuale
NH ₃	5	Annuale
*riferita a fumi normalizzati, secchi e al 15% di O ₂		

Tabella 10 –BL1 – Concentrazioni limite degli inquinanti nella configurazione di progetto

5.1.9 Sistema di preparazione urea

L'impianto di preparazione urea di BL1 è costituito da tre serbatoi metallici fuori terra, due per l'urea in polvere e uno per la soluzione al 40%.

L'urea solida è scaricata mediante trasferimento pneumatico dagli automezzi ai serbatoi. Serbatoi e linea di carico sono dotati di appositi filtri depolveratori che vengono azionati durante le operazioni di scarico.

La preparazione della soluzione avviene immettendo nel miscelatore acqua a 90°C e quindi urea in polvere estratta dai serbatoi di stoccaggio con coclee e dosata con celle di carico. Attualmente per la produzione di urea si utilizza l'acqua di spurgo delle caldaie e/o utilizzando acqua osmotizzata fornita da Casa Olearia Italiana Spa.

Il miscelatore è completo di:

- ✓ agitatore;
- ✓ sistema di regolazione di livello;
- ✓ bocchelli di carico, scarico, sfiato e svuotamento;
- ✓ n.1 pompa dosatrice;
- ✓ n.1 sistema controllo portata.

A mezzo pompe centrifughe, la soluzione al 40% è inviata al serbatoio di stoccaggio a servizio del DeNOx.

A seconda delle necessità è possibile che tale sezione non sia utilizzata e che la soluzione di urea provenga dall'impianto a servizio dalla centrale BL2 tramite linea dedicata ubicata sul pipe rack del sito.

5.1.10 Prestazioni e consumi materie prime e ausiliarie

I consumi delle materie prime e ausiliarie devono intendersi come valori medi annui che possono essere oggetto anche di variazione.

Di seguito sono riassunti i principali parametri che caratterizzano le prestazioni del singolo motore e dell'intera centrale considerando un funzionamento massimo di 3.000 ore/anno.

Motori W16V34SG	INPUT	PRODUZIONE	RENDIMENTO	CONSUMI	
	Potenza termica di combustione (A)	Potenza elettrica nominale (B)	Elettrico (C = B/A)	Consumo gas metano	
	MWth	MWe	%	Sm ³ /h	Sm ³ /g
01	17,022	7,832	46	1.600	38.400
02	17,022	7,832	46	1.600	38.400
03	17,022	7,832	46	1.600	38.400
TOTALE	51,067	23,496	46	4.800	115.200

Tabella 11 – BL1 – Prestazioni impianto a gas naturale

Alla massima capacità produttiva considerata (3.000 h/anno) il consumo annuo di metano è di circa 14.400.00 Sm³/anno e la produzione di energia elettrica lorda annua è pari a circa 70.488 MWh/anno.

Oltre al combustibile, le principali materie prime utilizzate per l'esercizio della centrale sono gli oli lubrificanti e l'urea (in soluzione acquosa al 40%), utilizzata nell'impianto DeNOx SCR. Nella configurazione di progetto si prevede una diminuzione dei consumi annui per entrambe le materie prime, come riportato nella tabella seguente. Si fa presente che la riduzione dei consumi rispetto alla configurazione attuale, si avrebbe anche per un funzionamento di 8.600 h/anno e quindi non è legato alla riduzione delle ore di esercizio.

	Urea	Olio lubrificante
	t/anno	t/anno
Configurazione attuale	2.800	110
Configurazione di progetto (a pieno regime – 8.600 h/anno)	310	100
Configurazione di progetto (a pieno regime – 3.000 h/anno)	108	35

Tabella 12 –BL1 – Consumo materie prime ausiliarie nella configurazione di progetto

Infatti, per ottenere una concentrazione di NOx al camino inferiore a 30 mg/Nm³ (riferita a fumi secchi al 15% di O₂), si stima un consumo medio di urea solida pari a circa 0,012 t/h per motore, per un totale, allo stato di progetto (3.000 h/anno di funzionamento), pari a circa 108 t/anno. Il consumo di olio lubrificante stimato per motore è di circa 0,5 g/kW che nella, configurazione di progetto (3.000 h/anno di funzionamento), comporta un consumo complessivo di circa 35 t/anno.

5.1.11 Consumi idrici

I consumi idrici di tipo industriale, ossia di acqua deionizzata per la produzione di vapore, resteranno invariati, pari a circa 118.500 m³/anno, come nello stato attuale tale fabbisogno verrà soddisfatto da Casa Olearia Italiana SpA. Spillamenti di vapore e di acqua calda sono e saranno utilizzati per autoconsumo e per la produzione della soluzione di urea.

5.1.12 Rifiuti

Come nello stato attuale, l'azienda provvederà al deposito temporaneo dei rifiuti in appositi contenitori e alla loro successiva cessione a impianti autorizzati al recupero e/o smaltimento, tramite soggetti autorizzati alla raccolta e trasporto.

Le principali tipologie di rifiuti derivanti dall'esercizio della centrale BL2 sono:

- ✓ **Catalizzatori esauriti** del sistema di abbattimento delle emissioni in atmosfera (**EER 160803**);
- ✓ **Emulsioni** di oli lubrificanti (**EER 130802**).

Ulteriori rifiuti di processo sono costituiti da residui dalla manutenzione degli impianti fissi e mobili.

5.1.12 Scarichi acque reflue

Sono di due tipologie:

- ✓ Acque reflue assimilabili alle domestiche derivanti dai servizi igienici degli uffici e degli spogliatoi., **Esse sono scaricate in fogna nel punto di scarico indicato con la sigla SF2 – IGE** (cfr. T.5), nel quale confluiscono anche i reflui assimilabili a quelli domestici relativi alle centrali BS1 e BL2. Non è prevista alcuna modifica rispetto allo stato di fatto.
- ✓ Acque di spillamento caldaie, se non utilizzate per la produzione della soluzione di urea, verranno inviate in testa all'impianto di osmosi per la produzione di acqua deionizzata a servizio degli impianti BS1 e BL2. In caso di fermo dell'impianto di osmosi, le acque di spillamento caldaie saranno scaricate in fogna nel punto **SF1 – IGE**, ove confluiscono anche gli scarichi di BS1 e BL2. **Si stima una portata di scarico complessiva, derivante dalla centrale BL1, pari a circa 1 m³/h.**

5.1.13 Acque meteoriche

La gestione delle acque meteoriche nella configurazione di progetto resterà praticamente invariata rispetto allo stato attuale.

La superficie della centrale BL1 ammonta a 2.480 m² dei quali 855 m² coperti e i restanti 1.625 m² costituiti da piazzali e viabilità interna di pertinenza.

La centrale è provvista di una rete di raccolta delle acque meteoriche che le colletta in una vasca interrata, ubicata in corrispondenza del confine nord dell'azienda, ove si separano le acque di prima pioggia da quelle di seconda pioggia. Le prime, definite come il volume sviluppato considerando un battente di 5 mm che impatta sulla superficie in caso di pioggia dopo un periodo di tempo asciutto di 48 ore (circa 8.10 m³ per evento piovoso), sono accumulate in una vasca, con una pompa inviate a trattamento (filtrazione a carbone, microfiltrazione e coalescenza) e quindi trasferite in una vasca di accumulo. Le acque di seconda pioggia subiscono un trattamento in continuo di grigliatura, dissabbiatura e disoleazione e poi sono accumulate in una vasca. Entrambe le acque così trattate sono conferite al Consorzio Ecoacque, che le riutilizza all'interno del sito per l'alimentazione delle torri di raffreddamento di COI. In caso in cui il riutilizzo delle acque di seconda pioggia non sia possibile, è autorizzato lo scarico di emergenza nei primi strati del sottosuolo (scarico **SF4-IGE**), tramite il pozzo disperdente **H1**, con portata massima pari a circa 40 L/s. Ad oggi tale scarico non è mai stato utilizzato.

5.1.14 Prevenzione e rilevazione incendi

Non è prevista alcuna variazione rispetto all'attualità.

L'attività della centrale BL1 era soggetta alle disposizioni ex DMI 16 febbraio 1982 per le seguenti attività, ora assorbite nel DPR 1° agosto 2011, n.151:

- ✓ Attività 64 Gruppi per la produzione di energia elettrica sussidiaria con motori endotermici di potenza complessiva superiore a 25 kW per potenza complessiva superiore a 100 kW;
- ✓ Attività 17 Depositi e/o rivendite di oli lubrificanti, di oli diatermici e simili per capacità superiore a 1m³ per quantitativi fino a 25 m³.

Nella centrale è presente un impianto attivo di prevenzione incendi, composto da idranti del tipo a pompa fissa e avviamento automatico, collegati a vasca di accumulo. L'alimentazione dedicata è costituita da un impianto di pompaggio equipaggiato da:

- ✓ Elettropompa di alimentazione con motore elettrico da 100 HP, portata di 180 m³/h e 8 bar di prevalenza;
- ✓ Motopompa di alimentazione di riserva con portata di 180 m³/h e prevalenza di 8 bar;
- ✓ Elettropompa di compensazione con portata di 100 l/min e 7.8 bar di prevalenza.

Lo stabilimento ha a disposizione n. 2 serbatoi di accumulo esterni, della capacità totale di oltre 600 m³, superiore a quanto richiesto per il funzionamento in condizione idraulica più favorevole e a quanto specificato dalla norma UNI 10779.

La rete idrica antincendio è posizionata interamente fuori terra ed è realizzata con tubi di acciaio tipo UNI 8863, tinteggiati di colore rosso e del diametro di 4" per gli anelli e 6" e 8" per le derivazioni principali.

Le bocche antincendio DN 45, installate a protezione interna, e DN 70, installate a protezione esterna, corredate di regolari manichette in nylon e lance in rame con bocchettone ed ugello in ottone, sono posizionate in modo da poter raggiungere tutti i punti dell'attività e precisamente sono ubicate in prossimità dell'impianto in cui sono presenti i gruppi elettrogeni:

- ✓ n. 7 idranti DN 70;
- ✓ n.2 idranti DN 45;
- ✓ n.1 attacchi doppio VV.F. DN 70.

All'impianto fisso di estinzione incendi si aggiungono alcuni dispositivi portatili in numero e capacità conformi ai criteri previsti in National Fire Code n° 10 - NFPA (U.S.A.) e al D.M. 10 marzo 1998 (allegato V). In corrispondenza del punto di collocazione di questi estintori è fissato un cartello allo scopo di poterne rilevare agevolmente la collocazione.

All'interno della centrale è installato un idoneo sistema automatico fisso di rivelazione d'incendio, costituito da rivelatori automatici puntiformi, punti manuali di segnalazione e da una centrale di controllo e segnalazione. L'impianto è stato progettato, realizzato e viene mantenuto in accordo alla UNI 9795.

Si prevede l'installazione anche di un impianto di rilevazione di gas metano che, in caso di emergenza, lancerà un segnale di allarme e interverrà sulle elettrovalvole di alimentazione del gas, interrompendone il flusso.

Si fa inoltre presente che la sala motori è dotata di sistema di areazione che permette notevoli ricambi d'aria in modo da evitare, nel caso di eventuali fughe, la creazione di zone sature di gas metano.

5.1.15 Rumore

Nella configurazione di progetto le sorgenti di rumore saranno le medesime dello stato attuale, ossia:

- ✓ locale caldaie
- ✓ sale motore
- ✓ impianto aspirazione aria
- ✓ locale pompe alimentazione caldaia.

In AIA n.323/2022, è prescritto il rispetto del valore limite di 70 dB(A), che corrisponde al limite massimo previsto dall'art. 6 del DPCM 01/03/91 per le zone esclusivamente industriali, sia di giorno che di notte. Per la verifica delle immissioni di rumore nell'ambiente esterno sono state individuate delle postazioni di misura lungo tutto il muro di cinta del sito, in modo da circoscrivere l'intero blocco di stabilimento produttivo in cui è inserita la Centrale BL1. Le postazioni sono state scelte a un metro di distanza dal confine esterno, a eccezione delle zone per le quali non è stato possibile accedere in quanto proprietà private.

Per la verifica del rispetto dei limiti previsti in AIA n.323/2022 è stato redatto uno Studio Previsionale di Impatto Acustico, dal quale si evince che la rumorosità ambientale prevista dalla conversione a gas della centrale BL1 rientra nei limiti massimi consentiti.

5.2 BL2 – CONFIGURAZIONE DI PROGETTO

Con la sostituzione dei sei motogeneratori, la potenza della centrale a ciclo combinato BL2 passerà da complessivi 240 MWt a complessivi 249,348 MWt, per una potenza elettrica totale di 123.640 kWe. Di questi, 235.128 kWt sono prodotti dai motogeneratori e 14.220 kWt dal recupero del calore nel ciclo Rankine.

L'energia elettrica, prodotta a 11 kV, verrà ceduta alla rete di ENEL DISTRIBUZIONE S.p.A. a 150 kV, al netto dei consumi di centrale.

I nuovi motori con rispettivi generatori verranno posizionati sui basamenti ora occupati dai motori alimentati a bioliquidi, al piano terra dell'esistente capannone industriale che non subirà modifiche. Il capannone è costituito da strutture orizzontali e verticali che presentano una resistenza al fuoco non inferiore a REI 120.

I motori saranno installati ben distanziati dalle pareti interne, su un pavimento in cemento industriale di spessore non inferiore a 20 cm, conformato in modo da raccogliere eventuali rilasci liquidi all'interno del pozzetto di accumulo tompagnato da un grigliato metallico, ricavato all'interno del pavimento.

Nel seguente prospetto sono riportate le caratteristiche dimensionali delle varie zone con l'indicazione delle destinazioni d'uso.

Zona	Destinazione	Compartimento	Piano	Altezza (m)	Superficie (m ²)
1	Locale motori	1	p.t.	10,30	1.806,0
2	Locale turbina	2	p.t.	9,95	185,0
3	Locale quadri elettrici	3	p.t.	3,50	183,0
4	Locale trasformatori		p.t.	3,50	33,1
5	Locale trattamento acque	4	p.t.	5,45	31,2
7	Officina	5	p.t.	5,45	37,4
8	Servizi	6	p.t.	5,45	6,27
9	Tunnel di passaggio	7	p.t.	5,45	34,69
10	Uffici e servizi	8	p.l	3,95	283,8
Totale					2.600,44
11	Tettoia di copertura caldaie a recupero	9	p.t.	14,45	1.530,00

Tabella 13 –BL2 – Prospetto riepilogativo degli ambienti

La centrale lavorerà a ciclo continuato sulle 24 ore/giorno con un'ipotesi di impiego di massimo 3.000 ore/anno con fermate programmate come da specifiche del costruttore.

Nel caso delle fermate è necessaria circa mezz'ora per lo spegnimento dei motori dal momento della riduzione della quantità di gas in alimentazione allo spegnimento definitivo. Per la rimessa in esercizio sino alle condizioni di regime, è necessaria circa un'ora.

5.2.1 Motogeneratori

I motori endotermici hanno le seguenti caratteristiche (cfr. All.4):

- ✓ Marca: **Wartsila**;
- ✓ Modello: **W18V50SG**;
- ✓ Tipo: **Sovralimentati a quattro tempi ed iniezione diretta**;
- ✓ Configurazione: **a V**;
- ✓ Potenza termica nominale: **39,188 MW**;
- ✓ Numero di cilindri: **18**;
- ✓ Potenza all'albero motore: **18.810 kW**

Come per la configurazione attuale, ogni motore endotermico è accoppiato al generatore sincrono trifase composto da un alternatore che produce energia elettrica, aventi le seguenti caratteristiche:

- ✓ Marca: **ABB**;

- ✓ Tipo: **trifase a poli salienti, brushless**
- ✓ Potenza nominale: **20.482 kVA**;
- ✓ Fattore di potenza: **0,9**;
- ✓ Potenza elettrica nominale: **18.434 kW**
- ✓ Tensione: **11.000V**;
- ✓ Frequenza: **50Hz**;
- ✓ Velocità: **750 rpm**
- ✓ Rendimento p.f. 0.8: **98,0 %**;
- ✓ Classe di isolamento/temperatura:**F/F**;
- ✓ Protezione: **IP23**;
- ✓ Connessione: **Y**;
- ✓ Tipo: **AMG 1600SS12 DSE**;

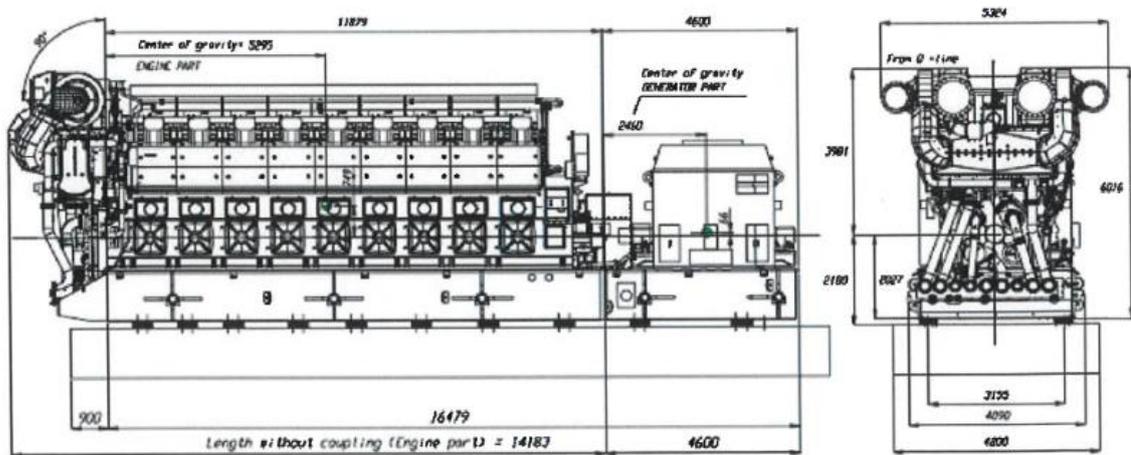


Figura 19 –BL2 – Schema tipo del motore endotermico a gas naturale

Il generatore è costituito da una parte cava fissa, chiamata statore, al cui interno ruota una parte cilindrica calettata sull'albero di rotazione, detta rotore. Sullo statore sono presenti gli avvolgimenti elettrici su cui vengono indotte le forze elettromotrici che generano la corrente elettrica.

Il rotore genera un campo magnetico rotante per mezzo di elettromagneti che nel caso di alternatore trifase a due poli si compone di tre elettromagneti, a loro volta opportunamente alimentati.

Tutte le componenti a valle del generatore, quali tubazioni dei gas di scarico, sistema di abbattimento delle emissioni, caldaia di recupero, sistemi di aspirazione, raffreddamento, distribuzione di aria e preparazione dell'urea e la sala comandi non verranno sostituite.

Sui motori saranno installati i seguenti dispositivi di sicurezza:

1. Arresto automatico per l'eccesso di temperatura dell'acqua di raffreddamento o per bassa pressione dell'olio lubrificante (già installato allo stato attuale);
2. Dispositivo automatico d'intercettazione del flusso di combustibile per arresto del motore o per mancanza di corrente elettrica. L'intervento del dispositivo di arresto provoca anche l'esclusione della corrente elettrica dai circuiti di alimentazione ad eccezione dell'illuminazione del locale (già installato allo stato attuale);
3. Dischi di rottura. Impediscono danneggiamenti a causa di improvviso aumento di pressione. Sono essenzialmente costituiti da una membrana sottile che si rompe quando la pressione differenziale supera la quella di taratura, così da permettere lo sfogo dell'eccessiva pressione. Per salvaguardare i sistemi di trattamento delle emissioni e gli scambiatori di calore, lungo la tubazione di scarico dei fumi e a valle di ogni motogeneratore, verranno installate due valvole di sicurezza a dischi di rottura (cfr. T.3.2).

5.2.2 *Ciclo combinato*

La qualifica di ciclo combinato al processo produttivo di BL2 è dovuta all'ulteriore modalità di produzione di energia elettrica, in aggiunta a quella ottenuta dall'accoppiamento motore/generatore sincrono. Essa è costituita dal recupero termico del calore contenuto nei fumi, previo surriscaldamento della corrente gassosa ottenuta. Ogni motore è dotato di un proprio surriscaldatore con bruciatore a metano, installato sulla tubazione di scarico a valle del reattore DeNOx/ossidativo, che porta il gas da circa 360°C a circa 420°C, facendo così migliorare l'efficienza della turbina del ciclo Rankine. Il metano viene prelevato direttamente dalla cabina SNAM allocata all'interno di *Casa Olearia Italiana SpA* e quantificato da apposito contatore fiscale.

Le emissioni surriscaldate di ogni motore passano attraverso una caldaia/scambiatore di calore dedicata, costituita da fasci tubieri in cui scorre acqua che sottrae calore dai fumi facendoli raffreddare da 420°C a 170°C e trasformandosi in vapore. Il vapore così prodotto alimenta una turbina (una per tutti e sei i motogeneratori) per produrre energia elettrica (ciclo Rankine). In uscita dalla turbina il vapore viene condensato e ritorna in testa alle sei caldaie/scambiatori.

Da ogni caldaia/scambiatore di calore si spurga con continuità parte dell'acqua alla temperatura di 95-100 °C. Tale spurgo, unitamente ad altri spurghi, costituisce il cosiddetto "blowdown". Esso, dopo il recupero termico mediante uno scambiatore di calore, viene inviato insieme al concentrato dell'osmosi al serbatoio di accumulo di acqua grezza in testa al sistema di produzione di acqua demineralizzata. Nel caso in cui tale recupero non sia praticabile, vi è la possibilità di inviarlo direttamente allo scarico.

Il calore recuperato dal blowdown viene utilizzato per preriscaldare l'acqua di alimentazione delle caldaie (tramite scambiatori).

Le caldaie sono del tipo a circolazione assistita e a sviluppo verticale, con tubi d'acqua completamente lisci. Tale soluzione è ottimale in quanto minimizza i possibili sporcamenti della superficie scambiante,

permettendone adeguata pulizia. Il vapore è prodotto dalla caldaia in misura di 10 t/h ed è caratterizzato da: 16 bar, 380 °C.

Utilizzo del calore – Ciclo Rankine

Il vapore surriscaldato in uscita dalle caldaie a 380 °C entra in turbina dove si espande, passando da 16 a 0,08 bar, e genera energia elettrica. Il vapore giunge in un condensatore a superficie dove si raffredda a 40-42 °C, condensa e si accumula nel cosiddetto “pozzo caldo” (serbatoio di accumulo).

La potenza lorda recuperabile per singolo motogeneratore dal ciclo Rankine è pari a circa 2,37 MWt.

Circa una volta alla settimana si procede al lavaggio delle caldaie/scambiatori con acqua osmotizzata a 95°C; il surriscaldatore viene messo al minimo e per circa 4 ore i gas di scarico sono deviati direttamente alla linea di scarico. Durante tale fase di lavaggio le emissioni restano pressoché inalterate, eccetto che per la temperatura: circa 340°C, contro i circa 190° in condizioni di normale esercizio.

Ognuno degli 8 moduli da cui è costituita una caldaia (banchi) è equipaggiato con due soffiatori rotanti (16 in tutto), che spruzzano sui fasci tubieri acqua osmotizzata a 95 °C e circa 7 bar. I soffiatori vengono azionati singolarmente in sequenza (dal n. 1 al n. 16) per 60 secondi; dallo spegnimento di un soffiatore e attivazione del successivo passano circa 2 secondi.

L'acqua di lavaggio viene raccolta in una tramoggia e quindi in una vasca di contenimento sottostante la caldaia e poi avviata a smaltimento.

Gruppo Turboalternatore

La generazione di energia elettrica a cura del vapore prodotto nelle caldaie di recupero è affidata ad un gruppo alternatore installato nella sala turbina e avente le seguenti caratteristiche:

Turbina:

- ✓ Marca: **SIEMENS**
- ✓ Modello: **SST 300**
- ✓ Tipo: **a condensazione**
- ✓ Pot. meccanica: **kW 13.070**
- ✓ Giri al minuto: **6.800/1.500**

Generatore:

- ✓ Marca: **ABB**
- ✓ Modello: **AMS 900LE**
- ✓ Potenza apparente: **kVA 16.500**
- ✓ Fattore di potenza: **cosφ = 0,80**
- ✓ Potenza attiva: **kW 13.200**
- ✓ Frequenza di esercizio: **Hz 50**
- ✓ Giri al minuto: **1.500.**

5.2.3 Sistema elettrico

L'impianto elettrico della centrale BL2 è composto da:

Sistema di misura fiscale dell'energia elettrica prodotta, immessa in rete e consumata dai carichi ausiliari;

- ✓ Rete di distribuzione in bassa tensione (24 Vdc, 110 Vdc, 24 Vac, 110 Vac, 230 Vac) per l'alimentazione della centrale;
- ✓ Rete di distribuzione a 400 Vac per l'alimentazione della centrale;
- ✓ Sistema elettrico di generazione a 11 kV per la connessione dei n. 6 generatori sincroni da 21MVA/caduno e per la connessione di un generatore da 16 MVA a servizio della turbina;
- ✓ **Stallo "C"** (gruppi 051, 061, 071), **Stallo "D"** (gruppi 081, 091, 101), per la connessione alla rete di ENEL DISTRIBUZIONE S.p.A, inseriti all'interno della SOTTOSTAZIONE ELETTRICA di connessione alla RETE di ENEL DISTRIBUZIONE S.p.A in comune con BS e BL1.

Gli Stalli C e D sono ognuno costituiti da:

- trasformatore elevatore da 11 kV a 150 kV da 63 MVA;
 - apparecchiature AT (scaricatori, sezionatore, interruttore, trasformatori di misura amperometrici e voltmetrici);
 - cabina di comando e protezione del sistema AT;
 - sistema di sbarre AT per la connessione alla parte restante della stazione elettrica di connessione con la rete di ENEL DISTRIBUZIONE S.p.A.;
- ✓ **Stallo "F"** per la connessione alla rete di ENEL DISTRIBUZIONE S.p.A, inseriti all'interno della SOTTOSTAZIONE ELETTRICA di connessione alla RETE di ENEL DISTRIBUZIONE S.p.A in comune con BS e BL1. Lo Stallo F, necessario per la connessione del gruppo TV11 (turbina del ciclo Rankine), è composto da:
- trasformatore elevatore da 11 kV a 150 kV da 25 MVA;
 - apparecchiature AT (scaricatori, sezionatore, interruttore, trasformatori di misura amperometrici e voltmetrici);
 - cabina di comando e protezione del sistema AT;
 - sistema di sbarre AT per la connessione dello stallo alla parte restante della stazione elettrica di connessione con la rete di ENEL DISTRIBUZIONE S.p.A..

5.2.4 Sistema di trattamento metano

Considerando un funzionamento massimo di 3.000 ore anno dei sei motori alla massima capacità produttiva, il consumo stimato complessivo di gas metano è di circa 66.600 kNm³/anno.

Il gas alimenta i motori attraverso una rampa dedicata denominata “Compact Gas Ramp” (CGR) comprendente:

- Filtrazione;
- Valvole di riduzione di pressione;
- Valvole shut – off di emergenza;
- Valvole di sfiato.

5.2.5 Sistema di lubrificazione

Il sistema di lubrificazione della centrale BL2 si compone di un circuito comune di alimentazione dell'olio dallo stoccaggio ai singoli motori e di un circuito di scarico dell'olio usato, raccolto in cisternette/fusti. Il lubrificante fresco è depositato in serbatoio metallico fuori terra, ad asse verticale da 200 m³.

Il sistema di reintegro e riempimento dei motori è di tipo automatico, completo di tronchetti di carico, scarico e svuotamento. Il circuito olio lubrificante per i motori consente la lubrificazione dei cuscinetti di banco e di quelli di testa-biella e relativa testata.

Il sistema di lubrificazione è composto da:

- ✓ coppa olio motore;
- ✓ bocchettone per riempimento;
- ✓ asta per il controllo visivo del livello nella coppa;
- ✓ drenaggio olio;
- ✓ dispositivo per uscita vapori olio;
- ✓ livellostato con segnalazione elettrica di minimo e massimo livello.

L'olio è pompato dalla coppa tramite la pompa olio lubrificante e viene mantenuto alla temperatura di esercizio con l'utilizzo di uno scambiatore di calore raffreddato ad acqua. Prima dell'ingresso nel motore l'olio passa in un filtro statico di sicurezza.

La pulizia continua dell'olio viene garantita da un sistema di depurazione; una pompa aspira in continuo olio dalla coppa motore, lo centrifuga per eliminare l'acqua e i solidi sospesi (si forma una emulsione di scarto che viene depositata insieme ad eventuali perdite di olio dai motori) e lo invia nuovamente nella coppa purificato.

Il sistema di depurazione dell'olio è costituito da:

- ✓ n.1 Separatore a scarico automatico dimensionato per 100% di carico;
- ✓ n.1 Pompa di mandata del separatore;
- ✓ n.1 Filtro singolo sul lato aspirazione della pompa;
- ✓ n.1 Riscaldatore per l'olio lubrificante;
- ✓ n.1 Serbatoio emulsioni;
- ✓ n.1 Pompa emulsioni;
- ✓ n.1 Struttura comune di base in acciaio;
- ✓ n.1 Pannello di controllo locale per funzionamento automatico/manuale.

Di seguito è schematizzato il circuito tipo di lubrificazione.

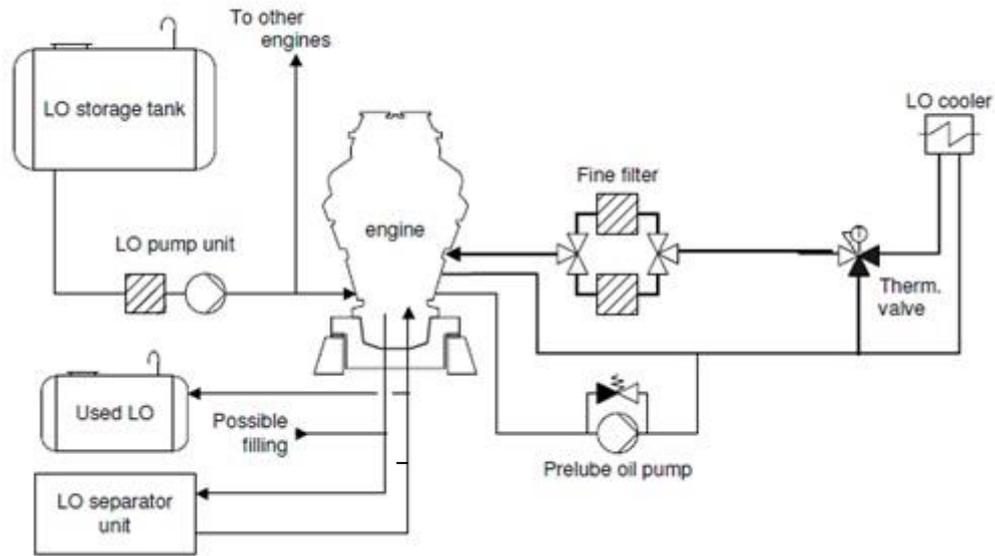


Figura 20 –BL2 – Sistema di lubrificazione

5.2.6 Sistema di raffreddamento ad acqua dei motori

Ogni motore sarà dotato di un proprio circuito di raffreddamento costituito da:

- ✓ circuito ad alta temperatura (HT), costituito dal circuito primario del motore e dal primo stadio del refrigerante delle turbosoffianti;
- ✓ circuito a bassa temperatura (LT), che comprende il secondo stadio del refrigerante delle turbosoffianti e il refrigerante dell'olio lubrificante;
- ✓ circuito di refrigerazione dei seggi valvole.

Il circuito alta temperatura raffredda l'aria di sovralimentazione, le testate cilindri e le camicie. Il circuito bassa temperatura raffredda l'aria di sovralimentazione e l'olio lubrificante. Entrambi i circuiti sono connessi agli scambiatori principali di calore che sono installati come:

- ✓ Vaso di espansione atmosferico per il circuito acqua raffreddamento HT, completo di indicatore di livello e allarme di basso livello acqua.
- ✓ Vaso di espansione atmosferico per circuito acqua raffreddamento LT, completo di indicatore di livello e allarme basso livello acqua.

Anche l'acqua nel circuito HT deve essere preriscaldata prima dell'avvio motore; ogni motore è quindi provvisto di un autonomo sistema riscaldatore/elettropompa per il preriscaldamento dell'acqua. Di seguito è riportato lo schema del sistema di raffreddamento del motore.

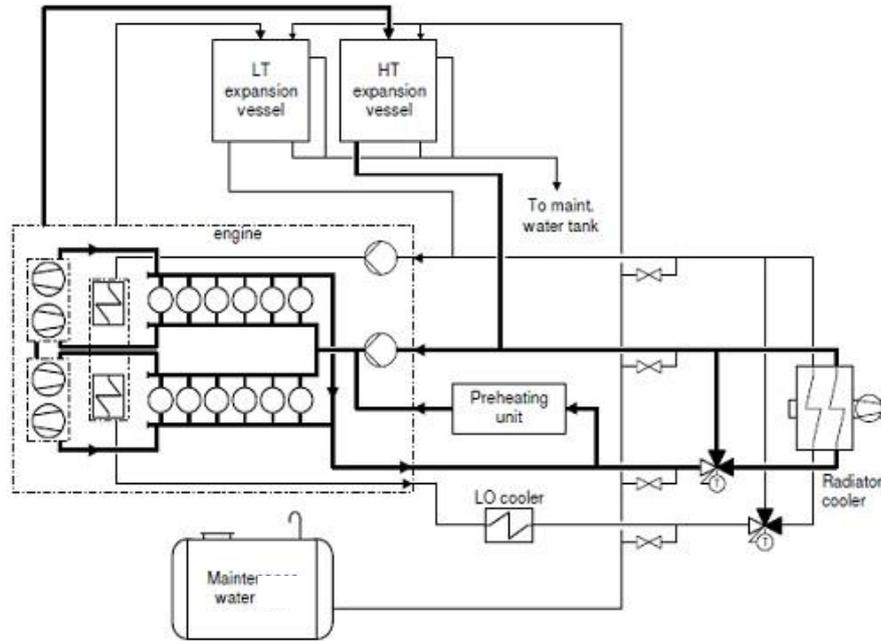


Figura 21 –BL2 – Sistema di raffreddamento ad acqua dei motori

5.2.7 Sistema di distribuzione aria

I motori W18V50SG si avviano mediante immissione in camera di aria compressa a 30 bar, attraverso le valvole aria avviamento ubicate nelle testate dei cilindri. L'aria compressa viene generata da elettrocompressori e accumulata in bombole interconnesse. In caso di mancanza di energia elettrica, gli elettrocompressori saranno alimentati con un gruppo elettrogeno di emergenza da 300 kW alimentato a gasolio. Un altro circuito di aria compressa a 7 bar, provvisto di serbatoio di accumulo, assicura l'aria necessaria al controllo della strumentazione

In condizioni di esercizio a regime, il compressore delle turbosoffianti immette aria comburente nei cilindri attraverso il refrigerante aria. Il motore è fornito di 2 turbosoffianti uno per bancata.

I compressori sono periodicamente lavati attraverso iniezione di acqua, si forma una miscela acqua/olio che viene raccolta in un serbatoio di stoccaggio per poi essere avviata a smaltimento.

L'aria comburente, prima di essere immessa nel motore, è filtrata con gruppo di filtrazione a bagno d'olio.

5.2.8 Emissioni in atmosfera

Ogni motore è già dotato di sistema di abbattimento degli ossidi di azoto, dell'ossido di carbonio e degli incombusti nonché di sistema di monitoraggio in continuo delle emissioni, ubicato dopo il recupero termico e prima del rilascio dei fumi in atmosfera. L'emissione avviene da altrettanti camini inglobati in un due involucri metallici con altezza di 60 m dal piano. Nella configurazione di progetto, le emissioni, indicate sempre con le sigle da **E5 – IGE a E10 – IGE**, avranno le seguenti caratteristiche:

Parametro	Gas naturale
Portata aeriforme (dato normalizzato sul secco all'ossigeno di riferimento del 15%)	150.000 Nm ³ /h
Temperatura aeriforme	180 °C
Durata emissione	3.000 h/anno
Altezza dal suolo della sezione di uscita del condotto di scarico	60 m
Area della sezione di uscita del condotto di scarico	1,54 m ²

Tabella 14 –BL2 – Caratteristiche camini (E5-IGE ÷ E10-IGE): configurazione di progetto

Le emissioni prodotte dell'esercizio dell'impianto saranno quelle tipiche di motori endotermici a combustione interna alimentati a gas metano.

Il sistema di abbattimento delle emissioni su ogni motore sarà come prima costituito da cinque stadi catalitici di cui quattro relativi al DeNOx SCR, con aggiunta di una soluzione di urea al 40% come riducente, e uno di ossidazione per l'abbattimento del CO, della formaldeide e degli incombusti, denominato **OXICAT**. Il dosaggio dell'urea è comune ai sei camini e l'aria compressa necessaria alla nebulizzazione della soluzione è prelevata dall'impianto di distribuzione centralizzato alla pressione di 6 bar.

Come unica modifica rispetto allo stato attuale del sistema di abbattimento delle emissioni, si prevede la sostituzione del catalizzatore ossidante di tipo ceramico, con un catalizzatore anche a base di metalli, che garantisce prestazioni migliori.

Si rimanda a quanto già riportato per BL1 nella sezione 5.1.8 la descrizione del sistema di abbattimento catalitico delle emissioni.

I camini sono già dotati di sistema di monitoraggio in continuo delle emissioni in atmosfera (SME), che misura in continuo i principali parametri: portata fumi, % ossigeno, temperatura, pressione, NOx, CO, SO₂ (come parametro conoscitivo). Il controllo della qualità degli SME prevede le procedure previste dalla Norma UNI EN 14181:2015 (QAL2, QAL3 e AST).

Come già riportato nella sezione 5.2.1, sulle tubazioni di convogliamento dei fumi di ogni motore a valle dei motogeneratori, prima del sistema di trattamento delle emissioni e prima della caldaia di recupero calore, saranno inseriti due elementi di sicurezza, dischi di rottura (cfr. T.3.2), le cui emissioni non sono soggette ad autorizzazione ai sensi dell'art. 272, comma 5 del D.Lgs. n.152/2006.

È anche prevista l'installazione di un gruppo elettrogeno di emergenze da 300 kW alimentato a gasolio, che potrebbe entrare in funzione solo in caso di disalimentazione elettrica a livello nazionale (cfr. T.3.2). Anche tale punto di emissione non è soggetto ad autorizzazione ai sensi citato art. 272, comma 5 del D.Lgs. n.152/2006.

I limiti e la frequenza di monitoraggio per gli inquinanti emessi, proposti per l'esercizio della centrale BL2 nella configurazione di progetto, sono riportati nella tabella seguente. Tali limiti sono stati individuati

considerando i livelli di emissioni in atmosfera associati alle migliori tecniche disponibili per tali tipologie di impianto, riportati al Capitolo 4.1 delle Conclusioni sulle BAT per i grandi impianti di combustione (“Decisione di esecuzione (UE) 2017/1442 della Commissione del 31 luglio 2017 che stabilisce le Conclusioni sulle migliori tecniche disponibili (BAT) a norma della direttiva 2010/75/UE del Parlamento europeo e del Consiglio, per i grandi impianti di combustione [notificata con il numero C(2017) 5225]”) pubblicate in data 17/08/2017 sulla Gazzetta Ufficiale dell’Unione Europea.

Parametri da monitorare	Concentrazioni limite degli inquinanti*	Frequenza di monitoraggio
	mg/Nm ³	
CO	60	Continuo (media giornaliera)
NO _x (come NO ₂)	30	Continuo (media giornaliera)
SO ₂	Parametro conoscitivo	Continuo (media giornaliera)
SO ₃	Parametro conoscitivo	Annuale
CH ₄	500	Annuale
CH ₂ O	5	Annuale
NH ₃	5	Annuale
*riferita a fumi normalizzati, secchi e al 15% di O ₂		

Tabella 15 –BL2 – Configurazione di progetto, concentrazioni massime degli inquinanti

5.2.9 Sistema di preparazione urea

L’impianto non subirà modifiche rispetto all’attuale configurazione e alla bisogna potrà essere utilizzato anche per la produzione di soluzione di urea per la centrale BL1. È costituito da tre serbatoi metallici fuori terra, due per l’urea solida e uno per la soluzione al 40%.

L’urea solida è scaricata mediante trasferimento pneumatico dagli automezzi ai serbatoi. Serbatoi e linea di carico sono dotati di appositi filtri depolveratori che vengono azionati durante le operazioni di scarico.

La preparazione della soluzione avviene immettendo nel miscelatore acqua a 90°C e quindi urea in polvere, estratta dai serbatoi di stoccaggio con coclee e dosata con celle di carico.

La soluzione al 40% è inviata a mezzo pompe centrifughe a un serbatoio di stoccaggio a servizio dell’impianto DeNO_x e da qui, con pompe dosatrici, viene inviata ai pannelli di dosaggio ove, a mezzo di lance di miscelazione ad aria compressa, è iniettata nella corrente fumi di combustione.

Il miscelatore è completo di:

- ✓ agitatore;
- ✓ sistema di regolazione di livello;
- ✓ bocchelli di carico, scarico, sfiato e svuotamento;
- ✓ n.1 pompa dosatrice;

- ✓ n.1 sistema controllo portata.

5.2.9 Impianto di produzione acqua ionizzata

Tale impianto non subirà modifiche rispetto allo stato di fatto. L'acqua deionizzata, necessaria per il circuito di produzione del vapore, viene prodotta in un impianto costituito da due stadi in serie, il primo comune a BS1 e BL2, il secondo dedicato alla sola centrale BL2 (esiste un secondo stadio anche per la centrale BS1). Il primo stadio è alimentato da un serbatoio di stoccaggio da 1.500 m³ nel quale confluiscono: l'acqua proveniente da AQP, il blowdown dei circuiti termici, il concentrato dell'osmosi inversa del secondo stadio di BL2 e di BS1 e lo spurgo caldaie di BL1. Il primo stadio è costituito da filtrazione a carboni attivi e osmosi inversa. Il permeato è accumulato in un serbatoio da 30 m³, che alimenta il secondo stadio di BL2 e il secondo stadio di BS1, mentre il concentrato viene inviato allo scarico.

Il secondo stadio di BL2 è costituito da:

- ✓ filtro a carboni attivi per la dechlorazione dell'acqua di rete;
- ✓ impianto di addolcimento con resine a scambio ionico. Le resine devono essere periodicamente rigenerate con soluzione di cloruro di sodio;
- ✓ impianto di osmosi inversa che produce un permeato pari a circa il 65/70% dell'acqua in ingresso. Il concentrato residuo viene inviato nel serbatoio di stoccaggio di acqua grezza, in testa al primo stadio. Nel caso in cui non venga riutilizzato, vi è la possibilità di inviarlo allo scarico
- ✓ cella di deionizzazione rivestita in "ContiPur", contenente una membrana elettrochimica che consente di deionizzare ulteriormente il permeato dell'osmosi e portarlo a una conducibilità residua di 0,065 pS/cm.
- ✓ Filtro a letto misto autorigenerante,
- ✓ Vasca di omogeneizzazione ed equalizzazione delle acque di rigenerazione delle resine a scambio ionico, in comune con la centrale BS1.

5.2.10 Prestazioni e consumi materie prime e ausiliarie

I consumi delle materie prime e ausiliarie devono intendersi come valori medi annui che possono essere oggetto anche di variazione.

Di seguito sono riassunti i principali parametri che caratterizzano le prestazioni del singolo motore e dell'intera centrale con funzionamento a pieno carico, ossia considerando 8.600 ore/anno di funzionamento.

Motori W18V50SG	INPUT	PRODUZIONE	RENDIMENTO	CONSUMO
	Potenza termica di combustione (A)	Potenza elettrica nominale (B)	Elettrico (C = B/A)	Gas metano
	MWt	MWe	%	Sm ³ /h
051	39,188	18,434	47	3.700
061	39,188	18,434	47	3.700
071	39,188	18,434	47	3.700
081	39,188	18,434	47	3.700
091	39,188	18,434	47	3.700
101	39,188	18,434	47	3.700
TOTALE Motogeneratori	235,128	110,604	47	22.200
N.6 Surriscaldatori	14,22	/	/	1.160
Turbina	/	13	/	/
TOTALE	249,348	123,604		23.360

Tabella 16 –BL2 – Prestazioni impianto a gas naturale

Alla massima capacità produttiva considerata (3.000 h/anno) il consumo annuo di metano per i motogeneratori è quindi di circa 66.600.000 Sm³/anno e la produzione di energia elettrica lorda annua è pari a circa 331.812 MWh/anno.

A questa quantità bisogna aggiungere l'energia prodotta dal recupero del calore contenuto nei fumi, sfruttando i sei surriscaldatori e la turbina del ciclo Rankine. I surriscaldatori hanno potenza termica nominale di 2,37 MWt ciascuno (14,22 MWt complessivi). Per il loro funzionamento è previsto un consumo di metano pari a circa 3.480 kNm³/anno, il che porta il consumo complessivo di gas per BL2 a 70.080.000 Sm³/anno. La potenza elettrica nominale della turbina è pari a 13 MWe.

Oltre al combustibile, le principali materie prime utilizzate per l'esercizio della centrale sono gli oli lubrificanti e l'urea (in soluzione acquosa al 40%), utilizzata nell'impianto DeNOx SCR. Nella configurazione di progetto, per entrambe si prevede una diminuzione dei consumi annui come riportato nella tabella seguente. Si fa presente che, rispetto alla configurazione attuale, si avrebbe comunque una diminuzione anche considerando un funzionamento pari a 8.600 h/anno (massimo carico). Ovviamente il risparmio è ancora più significativo considerando un funzionamento di sole 3.000 h/anno, come previsto in progetto.

	Urea	Olio lubrificante
	t/anno	t/anno
Configurazione attuale	7.355	650
Configurazione di progetto (a massimo carico – 8.600 h/anno)	1.290	480
Configurazione di progetto (3.000 h/anno)	450	170

Tabella 17 –BL2 – Consumo materie prime ausiliarie nella configurazione di progetto

Al fine di ottenere una concentrazione di NO_x al camino inferiore a 30 mg/Nm³ (riferita a fumi secchi al 15% di O₂), si stima un consumo medio di urea solida pari a circa 0,025 t/h per motore, per un totale allo stato di progetto (3.000 h/anno di funzionamento) pari a circa 450 t/anno.

Il consumo di olio lubrificante stimato per motore è di circa 0,5 g/kW che nella configurazione di progetto (3.000 h/anno di funzionamento) comporta un consumo complessivo di circa 170 t/anno.

5.2.11 Consumi idrici

Si prevede una riduzione del consumo di acqua industriale, prelevata dalla rete pubblica gestita da Acquedotto Pugliese S.p.A. (produzione di vapore, raffreddamento, produzione di acqua deionizzata etc). Tale riduzione è dovuta al minor numero di ore di funzionamento annuo degli impianti BL1 e BL2 e al minor consumo di urea, come precedentemente evidenziato.

Attualmente il consumo è pari a circa 120.000 m³/anno, mentre nella configurazione di progetto si stima un consumo complessivo di circa 50.500 m³/anno.

5.2.12 Rifiuti

Come nello stato attuale, l'azienda provvederà al deposito temporaneo dei rifiuti in appositi contenitori e alla loro successiva cessione a impianti autorizzati al recupero e/o smaltimento, tramite soggetti autorizzati alla raccolta e trasporto

Le principali tipologie di rifiuti derivanti dall'esercizio della centrale BL2 sono:

- ✓ **Catalizzatori esauriti** del sistema di abbattimento delle emissioni in atmosfera (**EER 160803**);
- ✓ **Acqua lavaggio scambiatori di calore dell'impianto di cogenerazione** (**EER 161002**);
- ✓ **Emulsioni** di oli lubrificanti (**EER 130802**).

Ulteriori rifiuti di processo sono costituiti da residui dalla manutenzione degli impianti fissi e mobili.

5.2.13 Scarichi acque reflue

Sono di due tipologie:

- ✓ Acque reflue assimilabili alle domestiche derivanti dai servizi igienici degli uffici e degli spogliatoi che **sono scaricate in fogna nel punto di scarico indicato con la sigla SF2 – IGE** (cfr. T.5), nel quale confluiscono anche i reflui assimilabili a quelli domestici relativi alle centrali BS1 e BL1. Non è prevista alcuna modifica rispetto allo stato di fatto.
- ✓ Reflui industriali **SF1-IGE** (nel quale attualmente confluiscono anche i reflui industriali della centrale BS1), giusta autorizzazione di Acquedotto Pugliese S.p.A. n. 1112R/2021 del 22/02/2021. Questi reflui sono costituiti dallo scarto dell'impianto di produzione di acqua demineralizzata e dallo spurgo dei circuiti termici, quando non riutilizzati.

In relazione ad un funzionamento massimo degli impianti BL1 e BL2 pari a 3.000 ore/anno, si prevede una riduzione del volume complessivo di scarico, dagli attuali 51.000 m³/anno a 25.000 m³/anno. Tale riduzione è dovuta al minor numero di ore di funzionamento annuo degli impianti BL1 e BL2 e al minor consumo di acqua da impiegarsi per la produzione della soluzione di urea e quindi di permeato da avviare allo scarico.

5.2.14 Acque meteoriche

La superficie della centrale BL2 ammonta a di 20.390 m²; ad essa è asservita una rete di raccolta delle acque meteoriche che le collette in una vasca interrata posta in corrispondenza del confine dell'azienda e più in particolare nel piazzale esterno utilizzato per le operazioni di movimentazione dei mezzi. In tale vasca si separano le acque di prima pioggia da quelle di seconda pioggia. Le prime sono pompate in un sistema di sedimentazione, disoleatura, chiariflocculazione, filtrazione con carboni attivi-sabbia. Le acque di seconda pioggia subiscono invece trattamenti di grigliatura, dissabbiatura e disoleazione in continuo. Entrambe le acque così trattate sono accumulate in una vasca e poi conferite al consorzio Ecoacque per il riutilizzo interno nelle torri di raffreddamento di COI.

In caso di impossibilità di riutilizzo è stato realizzato un impianto di dispersione nei primi strati del sottosuolo costituito da quattro pozzi assorbenti (**L1-L4**), ognuno di portata di scarico pari a ca. 40 L/s, identificato come **SF5 – IGE**, ad oggi mai utilizzato.

Il quantitativo stimato di acque meteoriche intercettate dalla rete di raccolta è pari a circa 9.800 m³/anno.

5.2.15 Prevenzione e rilevazione incendi

Non è prevista alcuna variazione rispetto all'attualità.

L'attività della centrale BL2 era soggetta alle disposizioni ex DMI 16 febbraio 1982 per le seguenti attività, ora assorbite nel DPR 1° agosto 2011, n.151:

- ✓ Attività 64 Gruppi per la produzione di energia elettrica sussidiaria con motori endotermici di potenza complessiva superiore a 25 kW per potenza complessiva superiore a 100 kW;
- ✓ Attività 17 Depositi e/o rivendite di oli lubrificanti, di oli diatermici e simili per capacità superiore a 1m³ per quantitativi fino a 25 m³.

La rete idrica antincendio è completamente interrata ed è costituita da una maglia chiusa ad anello esterno con tubazioni di polietilene a bassa densità tipo PE 80 - PN 12.5 de 160 alla quale sono collegati gli idranti esterni ed interni. Lo stabilimento ha a disposizione una vasca di accumulo della capacità totale maggiore di 752 m³, superiore a quanto richiesto per il funzionamento in condizione idraulica più favorevole e a quanto specificato dalla norma UNI 10779.

L'alimentazione dedicata è costituita da un impianto di pompaggio equipaggiato con:

- ✓ elettropompa - portata 216 m³/h, prevalenza 70 m c.a.;

- ✓ elettropompa di compenso - portata 70 l/min, prevalenza 80 m c.a..

Le bocche antincendio DN 45 installate a protezione interna e DN 70 installati a protezione esterna, corredate di regolari manichette in nylon e lance in rame con bocchettone ed ugello in ottone, sono posizionate in modo da poter raggiungere tutti i punti dell'attività e precisamente sono ubicati in prossimità dei gruppi elettrogeni:

- ✓ n.17 idranti DN 70 soprassuolo;
- ✓ n.12 idranti DN 45;
- ✓ n.1 attacco doppio VV.F. DN 70.

All'interno della centrale è presente un impianto attivo di prevenzione incendi, composto da idranti del tipo a pompa fissa e avviamento automatico, collegati a vasca di accumulo. Sono inoltre presenti estintori mobili posizionati in modo tale da essere raggiunti con un percorso non superiore a 20 o 15 m circa, ne consegue che la distanza fra gruppi di estintori sarà di 40 o 30 m, circa.

A servizio delle aree esterne ci sono 7 gruppi mobili schiuma da 200 l (lance carrellate) tali da proteggere i serbatoi e l'intero bacino di contenimento. Le pompe antincendio previste sono in grado di erogare una portata di 3600 l/min con una prevalenza massima di 7 bar e, quindi, in grado di soddisfare il funzionamento del gruppo mobile a schiuma.

All'interno della centrale è installato un idoneo sistema automatico fisso di rivelazione d'incendio, costituito da rivelatori automatici puntiformi, punti manuali di segnalazione e da una centrale di controllo e segnalazione. L'impianto è stato progettato, realizzato e viene mantenuto in accordo alla UNI 9795.

Si prevede l'installazione anche di un impianto di rilevazione di gas metano che, in caso di emergenza, lancerà un segnale di allarme e interverrà sulle elettrovalvole di alimentazione del gas, interrompendone il flusso.

Si fa inoltre presente che la sala motori è dotata di sistema di areazione che permette notevoli ricambi d'aria in modo da evitare, nel caso di eventuali fughe, la creazione di zone sature di gas metano.

5.2.16 Rumore

Nella configurazione di progetto le sorgenti di rumore saranno le medesime dello stato attuale, ossia:

- ✓ gruppo estrazione aria 1;
- ✓ gruppo estrazione aria 2;
- ✓ sala motori;
- ✓ gruppo turbina soffiante;
- ✓ turbina a vapore;
- ✓ condensatore impianto;
- ✓ pompe alimentazione caldaie;

- ✓ gruppo compressori;
- ✓ condensatori terrazzo.

In AIA n.323/2022, è prescritto il rispetto del valore limite di 70 dB(A), che corrisponde al limite massimo previsto dall'art. 6 del DPCM 01/03/91 per le zone esclusivamente industriali, sia di giorno che di notte. Per la verifica delle immissioni di rumore nell'ambiente esterno sono state individuate delle postazioni di misura lungo tutto il muro di cinta del sito, in modo da circoscrivere l'intero blocco di stabilimento produttivo in cui è inserita la Centrale BL2. Le postazioni sono state scelte a un metro di distanza dal confine esterno, a eccezione delle zone per le quali non è stato possibile accedere in quanto proprietà private.

Come dichiarato dal costruttore (cfr. All.5), il livello rumorosità dei nuovi motogeneratori (modello "W18V50SG") sono le medesime di quelli da sostituire (modello "W18V46"). Le rilevazioni acustiche a oggi effettuate sui motori esistenti mostrano il rispetto del limite massimo applicabile. Per eventuali approfondimenti si rimanda allo **Studio Previsionale di Impatto Acustico**.

5.3 - RETE DI DISTRIBUZIONE GAS METANO

A servizio dello stabilimento vi è una rete di distribuzione di gas metano collegata direttamente alla rete della "SNAM", costituita da:

- ✓ condotta che dalla rete esterna adduce il gas alla cabina di decompressione (condotta di alimentazione);
- ✓ cabina interrata di decompressione metano di Casa Olearia Italiana, con pressione di monte pari a circa 50 bar e pressione di valle pari a circa 8 bar;
- ✓ rete di tubazioni che dalla cabina di decompressione adducono il gas agli apparecchi di utilizzazione (rete di adduzione).

Sarà realizzato un aumento della portata oraria di gas metano dagli attuali 24.000 m³/h (576.000 m³/giorno) a circa 32.000 m³/h (750.000 m³/giorno). Su richiesta di Casa Olearia Italiana spa, "SNAM" ha confermato la possibilità di tale aumento, previo lavori di adeguamento della cabina di decompressione (cfr. All.10).

La condotta di alimentazione è stata progettata, costruita e collaudata secondo le prescrizioni stabilite per la rete esterna ed in particolare:

- ✓ Il tracciato è realizzato in modo da evitare la vicinanza a opere, manufatti, cumuli di materiale ecc., che possano danneggiare la tubazione oppure creare pericoli derivanti da eventuali fughe di gas;
- ✓ Nei tratti fuori terra la tubazione è protetta contro eventuali danneggiamenti;
- ✓ Non passa sotto edifici né li attraversa entrando nel corpo di fabbrica.

La cabina interrata di decompressione metano gestita da Casa Olearia Italiana S.p.A, con pressione di monte pari a circa 50 bar e pressione di valle pari a circa 8 bar, ospita l'impianto di riduzione della pressione e di misura. Essa è realizzata in c.a. dello spessore di 20 cm, è ubicata in prossimità del muro di cinta dello stabilimento, è recintata da rete metallica di protezione alta almeno 2 metri, è dotata di aperture disposte in alto di superficie superiore a 1/10 della superficie in pianta, nonché di alcune aperture disposte in basso per consentire la circolazione dell'aria.

Il circuito principale del gas è costituito da tubazioni, valvole, filtri, pezzi speciali, riduttori, contatori ecc. nei quali il gas fluisce per passare dalle condotte poste a monte dell'impianto alle condotte di valle. La cabina sarà dotata inoltre di due caldaie da 0,43 MWt per il riscaldamento del gas in espansione.

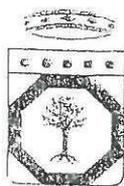
La rete di adduzione del gas metano interna allo stabilimento, attualmente presente, giunge ai diversi apparecchi attraverso tubazioni fuori terra posizionate su pipe rack. Dato il notevole aumento di portata oraria necessaria all'esercizio delle centrali BL1 e BL2, verrà realizzata una nuova linea dedicata, avente diametro 250mm, da posizionare su pipe rack esistente. La planimetria della suddetta rete, a servizio dell'interno stabilimento, è riportata nell'elaborato grafico T.4.

6. ELENCO ALLEGATI

- All.1 - DD Regione Puglia n.595 del 21/12/2005 A.U. ex D.Lgs n. 387/2003;
- All.2 - DD Regione Puglia n.72 del 21/06/2017. Aggiornamento della D.D. n.595 del 21/12/2005;
- All.3 - Scheda tecnica motori alimentati a metano modello "W16V34SG2 per la centrale BL1;
- All.4 - Scheda tecnica motori alimentati a metano modello "W18V50SG2 per la centrale BL2;
- All.5 - Indicazione del livello di rumorosità per motori BL1;
- All.6 - Indicazione del livello di rumorosità per motori BL2;
- All.7 - Scheda tecnica Catalizzatore SCR;
- All.8 - Scheda tecnica Catalizzatore Ossidante;
- All.9 - Certificazione di destinazione urbanistica;
- All.10 - Richiesta di verifica capacità della cabina di riduzione del gas metano.

COPIA

REGIONE PUGLIA
 SETTORE INDUSTRIA
 COPIA CONFORME ALL'ORIGINALE



REGIONE PUGLIA

ASSESSORATO SVILUPPO ECONOMICO
 SETTORE INDUSTRIA ED ENERGIA

ATTO DIRIGENZIALE

N. 595 di repertorio del 21 DIC. 2005 2005

Numero e data determinazione collegata	
Senza adempimenti contabili	X
Con impegno	
Con impegno e liquidazione parziale	
Con impegno e liquidazione totale	
Liquidazione	
Variazione	
Variazione impegno e Liquidazione	

Codice cifra 046/DIR/2005/00 SPS

OGGETTO: Autorizzazione Unica all'esercizio dell'aumento di potenza di ulteriore 2,1 MWe di tre motogeneratori già esistenti, nonché alla costruzione e all'esercizio di un impianto di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili di potenza totale di circa 118 MWe alimentato ad oli vegetali composto da n. 6 motogeneratori con relativo ciclo cogenerativo realizzato con turbina a vapore, nonché le opere connesse e le infrastrutture indispensabili alla costruzione degli impianti stessi, ai sensi del comma 3 di cui all'art. 12 del D.Lgs. 387 del 29.12.2003. Istanza presentata dalla Soc. Ital Green Energy srl nell'agro del Comune di Monopoli.

Il giorno 21 DIC. 2005, in Bari, nella sede del Settore;

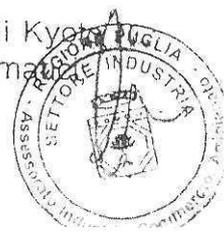
Premesso:

che con Decreto Legislativo 16 marzo 1999, n. 79, in attuazione della direttiva 96/92/CE sono state emanate norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica;

che con legge 1° marzo 2002, n. 39, sono state emanate disposizioni per l'adempimento degli obblighi derivanti dall'appartenenza dell'Italia alla Comunità europea - legge comunitaria 2001 e, in particolare, l'art. 43 e l'allegato B;

che la Legge 1° giugno 2002 n. 120, ha ratificato l'esecuzione del Protocollo di Kyoto dell'11.12.1997 alla Convenzione quadro delle Nazioni Unite sui cambiamenti climatici

mf/



che la delibera CIPE n. 123 del 19 dicembre 2002 ha riportato le linee guida per le politiche e misure nazionali di riduzione delle emissioni dei gas serra;

che con legge 14 novembre 1995 n. 481, sono state emanate norme per la concorrenza e la relazione dei servizi di pubblica utilità e la istituzione delle Autorità dei servizi di pubblica utilità;

che per la costruzione e l'esercizio degli impianti di produzione di energia elettrica alimentati da fonti rinnovabili, gli interventi di modifica, potenziamento, rifacimento totale o parziale e riattivazione, come definiti dalla normativa vigente, nonché le opere connesse alla costruzione e all'esercizio degli impianti stessi sono soggetti ad una autorizzazione unica, rilasciata dalla Regione, mediante la convocazione della Conferenza dei servizi, ai sensi del comma 3 dell'art.12 del Decreto legislativo n. 387 del 29.12.2003 "Attuazione delle direttiva 2001/77/CE relativa alla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili nel mercato interno dell'elettricità";

che la Giunta Regionale con provvedimento n. 716 del 31.5.2005 ha adottato le procedure per il rilascio delle autorizzazioni alla costruzione ed esercizio di impianti per la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili in attuazione dell'art. 12 del Decreto Legislativo n. 387 del 29.12.2003.

Alla luce delle suindicate premesse

Tenuto conto:

che la Società Ital Green Energy Srl con sede legale in Ostuni, Marina di Ostuni c/o Grand H, a firma del suo Legale Rappresentante Antonio Pecchia, ai sensi del comma 3 di cui all'art. 12 del D.Lgs. 387 del 29.12.2003, ha presentato istanza acquisita agli atti del Settore Industria ed Energia al prot. n. 38/11161 del 30 dicembre 2004 per il rilascio di una autorizzazione all'aumento di potenza di ulteriore 2,1 Mwe di tre motogeneratori già esistenti con potenza di 7,35 MWe cadauno già autorizzato dalla Provincia di Bari con provvedimento n. 26 dell'8.4.2003 alla potenza finale di 8,1 MWe cadauno, oltre alla realizzazione e gestione di un impianto di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili di potenza totale di circa 118 Mwe alimentato ad oli vegetali composto da n. 6 motogeneratori con relativo ciclo cogenerativo realizzato con turbina a vapore per una potenza totale di circa 118 Mwe;

che con nota prot. N. 38/3164 del 5 maggio 2005 è stata indetta la 1° Conferenza di servizi per il giorno 23 maggio 2005 per il rilascio dell'autorizzazione unica nella quale sono stati acquisiti i seguenti pareri:

- la nota del Comune di Monopoli prot. n. 2371/8627/05 del 12.5.2005 che dichiara la non assoggettabilità a nessun vincolo paesaggistico-ambientale (ambito E del P.U.T.T.), nonché la pubblicazione all'Albo pretorio del progetto unitamente alla VIA per trenta giorni senza osservazione e/o opposizioni;
- il parere favorevole della ASL BA/5 del Dipartimento di Prevenzione Servizio Igienico Sanitario prot. n. 1238 del 3.5.2005 a condizione che:
 1. prima dell'attivazione dell'impianto, sia presentata relazione tecnica dell'effettiva emissione dei fumi in atmosfera (art. 7 commi 2 e 4 del DPR n. 203/88);

2. sia acquisita l'agibilità dell'erigendo edificio;
nonché il parere favorevole del Servizio Prevenzione e Sicurezza negli Ambienti di Lavoro (S.P.E.S.A.L.) prot. n. MDL/M/285/DP del 9.5.2005,

- la nota dell'Enel - Divisione Infrastrutture e Reti - Roma prot. n. DD/P2005001329 del 4.2.2005 con la quale dichiara di aver attivato le procedure di allaccio alla rete garantendo 80 MW comprensivo dei 36 MW degli impianti esistenti; con una modifica dello schema di connessione, prevedendo un collegamento in entra-esce alla ns. rete a 150 KV, si potrà immettere in rete una potenza complessiva di 136 MW; con l'ulteriore potenziamento di alcuni tratti di linea tra cui la Monopoli-Putignano, sarà possibile immettere in rete una potenza complessiva di 156 MW (36MW degli impianti esistenti + 120 della nuova centrale).
- la nota del Comando Provinciale dei Vigili del Fuoco di Bari - Ufficio Prevenzione prot. n. 5143 del 23.2.2005 con la quale si approva, per quanto di propria competenza, il progetto presentato a condizioni che ad ogni particolare non descritto siano rispettate le norme di cui alla Circolare 31/78 e successive modifiche ed integrazioni;

Che la Società, con nota del 16.6.2005 ha adeguato la propria richiesta di autorizzazione alle disposizioni previste nella suddetta Delibera di Giunta regionale n. 716/05, inviando:

1. atto di impegno;
2. Versamento degli oneri di istruttoria
3. la relazione illustrativa dei criteri di inserimento.

che in data 8 settembre 2005 si è svolta la seconda conferenza di servizi nella quale è stato proposto da parte della Società la volontà di voler accorpare in un unico corpo di fabbrica l'intero impianto precedentemente previsto in due lotti separati;

che per l'occasione la Società istante ha depositato alla Conferenza la seguente ed ulteriore documentazione e pareri :

- La Tavola A-01 - Planimetria "BL.2" di variante alla proposta progettuale relativa all'accorpamento in un unico sito dei sei motogeneratori;
- la nota del Comune di Monopoli prot. 22493 del 8.9.2005 di conferma e quando già attestato con nota prot. n. 2371/8627/05 del 12.5.2005, con parere positivo alla diversa allocazione dei motogeneratori nell'ambito del progetto generale già presentato;
- La delibera del Consiglio Comunale n. 53 del 11.12.2003 di individuazione dell'area relativa al Piano degli Insediamenti produttivi, su cui ricade l'iniziativa della Società istante;
- La nota dell'Arpa Puglia prot. n. 12198 del 1.9.2005 con il parere favorevole;
- La nota della USL BA/5 prot. n. 2634 del 8.9.2005 con il parere favorevole e con le relative prescrizioni:
prima dell'attivazione dello stesso, sia presentata la relazione tecnica dell'effettiva emissione dei fumi in atmosfera (art. 7 commi 2 e 4 del DPR n. 203/88);
che sia acquisita l'agibilità del redigendo edificio.
- La determina n. 361 del 6.9.2005 dell'Assessorato all'Ambiente contenente il parere favorevole espresso dal CRIAP nella seduta del 31.5.2005 nonché la esclusione della procedura di verifica di assoggettabilità impatto ambientale con det.



del settore Ecologia n. 311 del 22.7.2005 esprimendo il parere favorevole al rilascio dell'autorizzazione con le seguenti prescrizioni:

1. la ditta con impianto a regime effettui le analisi delle emissioni (vedi tabella) con frequenza semestrale conservandone l'originale e trasmettendo copia al Dipartimento Provinciale di Bari ARPA Puglia, Settore Chimico-Ambientale di Bari, alla A.U.S.L. BA/5, al Sindaco del Comune di Monopoli ed alla regione Puglia Assessorato all'Ecologia, Settore Ecologia;

Concentrazione emissioni ammissibili

inquinante	mg/Nm ³	
	media oraria	media giornaliera
Polveri totali	30	10
SO ₂	200	==
NO _x	400	200
TOC	20	10
CO	200	100

2. la ditta verifichi che i limiti massimi di esposizione al rumore nell'ambiente esterno ed il criterio differenziale rientrino in quelli previsti dall'art. 6 del D.P.C.M. 1° marzo 1991, trasmettendo copia delle misure al Dipartimento Provinciale di Bari ARPA Puglia, Settore Fisico-Ambientale di Bari, alla A.U.S.L. BA/5, al Sindaco del Comune di Monopoli ed alla Regione Puglia Assessorato all'Ecologia, Settore Ecologia;
3. la ditta, ove l'impianto in questione ricada nelle condizioni di cui alla legge regionale 22 gennaio 1999, n. 7, deve assicurare il rispetto delle disposizioni ivi fissate;
4. di demandare al Dipartimento Provinciale di Bari ARPA Puglia, Settori di competenza, e alla A.U.S.L. BA/5, anche ai sensi dell'art. 8 – 3° comma – del D.P.R. 203/88, il controllo e la osservanza da parte della Ditta di quanto riportato nel presente atto

La Conferenza chiude le procedure amministrative, subordinando solo per l'accorpamento in un unico corpo di fabbrica dell'impianto, all'acquisizione dell'ulteriore parere dell'ARPA Puglia relativamente alle emissioni acustiche globali, ed al parere da parte del Comune di Monopoli.

che nei trenta giorni successivi alla notifica del verbale di chiusura del procedimento, trasmesso agli Enti partecipanti alla Conferenza di Servizi, sono pervenuti i pareri favorevoli dell'Arpa Puglia con nota prot. n. 14516 del 17.10.2005 e del Comune di Monopoli con nota prot. n. 27058 del 21.10.2005;

Atteso:

che con delibera di Giunta regionale n. 1747 del 30.11.2005 è stato approvato lo schema di convenzione previsto dal 4.6.1 dell'Allegato A della D.G.R. n. 716/05;

che in data 9.12.2005 è stata sottoscritta la Convenzione tra la Regione Puglia e la Società, repertorio n. 7188 del 13 dicembre 2005 con allegate le polizze fideiussorie previste al dal 4.6.2 dell'Allegato A della D.G.R. n. 716/05.

Ritenuto opportuno per le suesposte considerazioni rilasciare alla Soc. Ital Green Energy srl di Ostuni, l'autorizzazione all'esercizio dell'aumento di potenza di ulteriore 2,1 Mwe di tre motogeneratori già esistenti, oltre alla realizzazione e gestione di un impianto di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili di potenza totale di circa 118 Mwe alimentato ad oli vegetali composto da n. 6 motogeneratori con relativo ciclo cogenerativo realizzato con turbina a vapore nell'agro del Comune di Monopoli, ai sensi del comma 3 di cui all'art. 12 del D.Lgs. 387 del 29.12.2003 e della D.G.R. n. 716 del 31.5.2005.

ADEMPIMENTI CONTABILI DI CUI ALLA L.R. 28/01 E SUCCESSIVE MODIFICHE ED INTEGRAZIONI:

Il presente provvedimento non comporta adempimento contabile atteso che trattasi di procedura autorizzativa riveniente dall'Art. 12 del Decreto Legislativo n. 387/2003.

IL DIRIGENTE DI SETTORE

Vista la Legge 7 agosto 1990 n. 241;
Viste le linee guida pubblicato sulla G.U. n. 1/2003;
Vista la Direttiva 2001/77/CE;
Visto il Decreto Legislativo 387 del 29 dicembre 2003, art. 12;
Visto la legge n. 481 del 14.11.1995;
Vista la Delibera di Giunta Regionale n. 716 del 31 maggio 2005;
Vista la Delibera di Giunta Regionale n. 1747 del 30 novembre 2005;

DETERMINA

di approvare quanto riportato nelle premesse;
di prendere atto dei resoconti verbali della prima e seconda Conferenza dei Servizi;
di rilasciare alla Soc. Ital Green Energy srl di Ostuni, l'Autorizzazione Unica all'esercizio dell'aumento di potenza di ulteriore 2,1 MWe di tre motogeneratori già esistenti, nonché alla costruzione e all'esercizio di un impianto di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili di potenza totale di circa 118 MWe alimentato ad oli vegetali composto da n. 6 motogeneratori con relativo ciclo cogenerativo realizzato con turbina a vapore, nonché le opere connesse e le infrastrutture indispensabili alla costruzione degli impianti stessi, nell'agro del Comune di Monopoli, ai sensi del comma 3 di cui all'art. 12 del D.Lgs. 387 del 29.12.2003 con le seguenti prescrizioni:

che la ditta con impianto a regime effettui le analisi delle emissioni (vedi tabella) con frequenza semestrale conservandone l'originale e trasmettendo copia al Dipartimento Provinciale di Bari ARPA Puglia, Settore Chimico-Ambientale di Bari, alla A.U.S.L. BA/5, al Sindaco del Comune di Monopoli ed alla regione Puglia Assessorato all'Ecologia, Settore Ecologia;



Concentrazione emissioni ammissibili

inquinante	mg/Nm ³	
	media oraria	media giornaliera
Polveri totali	30	10
SO ₂	200	==
NO _x	400	200
TOC	20	10
CO	200	100

che la ditta verifichi che i limiti massimi di esposizione al rumore nell'ambiente esterno ed il criterio differenziale rientrino in quelli previsti dall'art. 6 del D.P.C.M. 1° marzo 1991, trasmettendo copia delle misure al Dipartimento Provinciale di Bari ARPA Puglia, Settore Fisico-Ambientale di Bari, alla A.U.S.L. BA/5, al Sindaco del Comune di Monopoli ed alla Regione Puglia Assessorato all'Ecologia, Settore Ecologia;

che la ditta, ove l'impianto in questione ricada nelle condizioni di cui alla legge regionale 22 gennaio 1999, n. 7, deve assicurare il rispetto delle disposizioni ivi fissate;

di demandare al Dipartimento Provinciale di Bari ARPA Puglia, Settori di competenza, e alla A.U.S.L. BA/5, anche ai sensi dell'art. 8 – 3° comma – del D.P.R. 203/88, il controllo e la osservanza da parte della Ditta di quanto riportato nel presente atto.

di dichiarare ai sensi del comma 1 dell'art. 12 del D.Lgs. 387/2003 la proposta progettuale oggetto della presente determinazione di pubblica utilità ed indifferibili ed urgenti;

di obbligare al ripristino dello stato dei luoghi a carico del soggetto esercente a seguito della dismissione dell'impianto ai sensi del comma 4 dell'art. 12 del D.Lgs. 387/2003;

di verificare l'utilizzo delle eventuali innovazioni tecnologiche ai fini energetici ed ambientali;

di notificare la presente determinazione all'Assessorato Ecologia della Regione Puglia;

di notificare la presente determinazione alla Società Istante, a cura del Settore Industria ed Energia;

di far pubblicare il presente provvedimento sul BURP al fine di stabilire i termini della presente autorizzazione;

di far pubblicare dalla società a proprie spese la comunicazione dell'avvenuto rilascio dell'autorizzazione unica su un quotidiano a diffusione locale e in uno a diffusione nazionale;

Il presente atto, composto da n. 7 fasciate, è adottato in duplice originale, di cui uno da inviare alla Segreteria della Giunta regionale;

Il presente provvedimento è esecutivo.

I sottoscritti attestano che il procedimento istruttorio loro affidato, è stato espletato nel rispetto della vigente normativa regionale, nazionale e comunitaria e che il presente schema di provvedimento dagli stessi predisposto, ai fini dell'adozione finale da parte del Dirigente di Settore, è conforme alle risultanze istruttorie

Il Funzionario Istruttore
(Per. Ind. Felice MICCOLIS)

Il Responsabile del Procedimento
(Per. Ind. Francesco DE GRANDI)

IL DIRIGENTE DI SETTORE
(Dott. Raffaele MATERA)




ATTO DIRIGENZIALE REGIONE PUGLIA
SEZIONE INFRASTRUTTURE ENERGETICHE E DIGITALI

 La presente copia, composta da n° 6 fasciate,
 è conforme all'originale, agli atti di questa Sezione.

 Bari, li. 21 GIU. 2017

 L'INCARICATO
 SAVERIO SFREGOLA

 La presente Determinazione, ai sensi del
 comma 3 art. 20 D.P.R. n. 443/2015,
 è pubblicata in data odierna all'Albo di
 questa Sezione dove resterà affissa
 per dieci giorni lavorativi.

 Bari, 21 GIU. 2017

 L'incaricato della pubblicazione
 Saverio Sfregola

 N. 000 72 del 21 GIU. 2017
 del Registro delle Determinazioni

Codifica adempimenti L.R. 15/08 (trasparenza)	
Ufficio istruttore	<input checked="" type="checkbox"/> Sezione <input type="checkbox"/> Servizio Energie Rinnovabili e Reti
Tipo materia	<input type="checkbox"/> PO FESR 2007-2013 <input checked="" type="checkbox"/> Altro
Privacy	<input type="checkbox"/> SI <input checked="" type="checkbox"/> NO
Pubblicazione integrale	<input checked="" type="checkbox"/> SI <input type="checkbox"/> NO

 Codice CIFRA: 159/DIR/2016/000 72

OGGETTO: Aggiornamento della Determinazione Dirigenziale di cui alla DD. n. 595 del 21.12.2005 a seguito del rinnovo dell'Autorizzazione Integrata Ambientale rilasciata con Decreto Ministeriale n.331 del 23.11.2016, comprensiva degli impianti denominati BS1, BL1 e BL2.

Società Ital Green Energy S.r.l. con sede legale in via Orti, 1 – San Pietro di Morubio-Verona.

Premesso che:

- con Decreto Legislativo 16 marzo 1999, n. 79, in attuazione della direttiva 96/92/CE sono state emanate norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica;
- con Legge 1° marzo 2002, n. 39, sono state emanate disposizioni per l'adempimento degli obblighi derivanti dall'appartenenza dell'Italia alla Comunità Europea - Legge comunitaria 2001 e, in particolare, l'art. 43 e l'allegato B;
- la Legge 1° giugno 2002 n. 120, ha ratificato l'esecuzione del Protocollo di Kyoto del 11.12.1997 alla Convenzione quadro delle Nazioni Unite sui cambiamenti climatici;
- la delibera CIPE n. 123 del 19 dicembre 2002 ha riportato le linee guida per le politiche e misure nazionali di riduzione delle emissioni del gas serra;





- il Decreto Legislativo n. 387 del 29.12.2003, nel rispetto della disciplina nazionale, comunitaria ed internazionale vigente, nonchè nel rispetto dei principi e criteri direttivi stabiliti dall'articolo 43 della Legge 1 marzo 2002, n. 39, promuove il maggior contributo delle fonti energetiche rinnovabili alla produzione di elettricità nel relativo mercato italiano e comunitario;
- ai sensi del comma 1 dell'art. 12 del Decreto Legislativo n. 387 del 29.12.2003, gli impianti alimentati da fonti rinnovabili sono di pubblica utilità, indifferibili ed urgenti;
- la costruzione e l'esercizio degli impianti di produzione di energia elettrica alimentati da fonti rinnovabili, gli interventi di modifica, potenziamento, rifacimento totale o parziale e riattivazione, come definiti dalla normativa vigente, le opere connesse alla costruzione e all'esercizio degli impianti stessi sono soggetti ad un'Autorizzazione Unica, rilasciata, ai sensi del successivo comma 3 del medesimo art. 12, dalla Regione in un termine massimo non superiore a centottanta giorni;
- il Ministero dello Sviluppo Economico con Decreto del 10/09/2010 ha emanato le "Linee Guida per il procedimento di cui all'art. 12 del D.Lgs. 29 dicembre 2003, n. 387 per l'autorizzazione alla costruzione e all'esercizio di impianti di produzione di elettricità da fonti rinnovabili nonché Linee Guida tecniche per gli impianti stessi";
- la Giunta Regionale con Delibera n. 2259 del 26/10/2010 ha aggiornato, ad integrazione della D.G.R. n. 35/2007, gli "Oneri Istruttori";
- la Giunta Regionale con Delibera n. 3029 del 30/12/2010 ha adottato la nuova procedura per il rilascio delle autorizzazioni alla costruzione ed esercizio di impianti di produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile recependo quanto previsto dalle Linee Guida nazionali;
- la Regione Puglia con Regolamento n. 24 del 30/12/2010 ha adottato il "Regolamento attuativo del Decreto del Ministero per lo Sviluppo Economico del 10 settembre 2010, «Linee Guida per l'Autorizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili», recante la individuazione di aree e siti non idonei alla installazione di specifiche tipologie di impianti alimentati da fonti rinnovabili nel territorio della Regione Puglia";
- la Regione Puglia con Legge n. 25 del 24/09/2012 ha adottato una norma inerente la "Regolazione dell'uso dell'energia da fonti Rinnovabili";
- la Giunta Regionale con Deliberazione n. 581 del 02/04/2014 ha adottato la "Analisi di scenario della produzione di energia da Fonti Energetiche Rinnovabili sul territorio regionale. Criticità di sistema e iniziative conseguenti";
- l'Autorizzazione Unica, ai sensi del comma 4 dell'art 12 del Decreto Legislativo 387/2003, è rilasciata nei modi e nei termini indicati dalla Legge Regionale 31/2008, mediante un procedimento unico al quale partecipano tutte le Amministrazioni interessate, svolto nel rispetto





dei principi di semplificazione e con le modalità stabilite dalla Legge 7 agosto 1990, n. 241, e successive modificazioni e integrazioni;

- il D.Lgs. n. 1 del 24/01/2012, convertito con modificazioni dalla L. n. 27 del 24/03/2012 ha disposto (con l'art. 65 comma 5) che "il comma 4 bis dell'art. 12 del D.Lgs. n. 387/2003, introdotto dall'art. 27 comma 42, della L. n. 99 del 23/07/2009, deve intendersi riferito esclusivamente alla realizzazione di impianti alimentati a biomasse situati in aree classificate come zone agricole dagli strumenti urbanistici comunali";

Rilevato che:

- la Società Ital Green Energy srl., con Determinazione Dirigenziale n. 595 del 21.12.2005, ha ottenuto l'Autorizzazione Unica all'esercizio dell'aumento di potenza di ulteriore 2,1 ME e di tre motogeneratori già esistenti (impianto denominato BL1) nonché alla costruzione e all'esercizio di un impianto di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili di potenza totale di circa 118 MWe alimentato ad oli vegetali composto da n. 6 motogeneratori con relativo ciclo cogenerativo (impianto denominato BL2);
- Con Determinazione Dirigenziale n.577 del 12 novembre 2009 è stata adottata la determinazione di conclusione del procedimento con l'Autorizzazione Unica per la Variante alla costruzione dell'impianto di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili, costituito da 6 motogeneratori (gruppi elettrogeni), con relativo ciclo combinato con turbina, di potenza complessiva di circa 118 MWe alimentato con oli vegetali ubicato nella Z.I. di Monopoli in via Baione, già autorizzato con atto dirigenziale n. 595 del 21/12/2005, nonché la proroga di ultimazione dei lavori al 31.12.2009;
- L'impianto in oggetto è stato sottoposto al rinnovo dell'Autorizzazione Ambientale Integrata, rilasciata con Decreto Ministeriale n.331 del 23.11.2016;
- La società Ital Green Energy ha sottoscritto in data 13.12.2005 con la Regione Puglia la Convenzione per il rilascio delle Autorizzazioni alla costruzione ed esercizio di impianti per la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili;
- La Società, con nota acquisita al prot. n. 1041 del 24.03.2017 ha richiesto l'aggiornamento dell'Autorizzazione Unica di cui alla DD. n. 595/2005 con l'integrazione dell'Autorizzazione Ambientale Integrata n.331 del 23.11.2016 e con il riconoscimento dell'elenco dei nuovi combustibili sostenibili, come specificati nella norma tecnica UNI/TS 11163.





Considerato che nel Decreto AIA n. 331 del 23.11.2016 è previsto che:

- La società Ital Green Energy srl ha realizzato due centrali di cui una alimentata da biomasse solide (BS1) di potenza termica pari a 47 MWt e l'altra alimentata da biomasse liquide (BL1) di potenza elettrica pari a 24 MWe;
- l'impianto denominato BL1 è stato autorizzato dalla Provincia di Bari con DD. n. 26 dell'8.04.2003;
- la centrale BS1 è stata autorizzata ai sensi dell'art.4 del D.P.R. n. 53/98 nonché dell'art.17 del D.P.R. n. 203/88, con decreto del MICA n.005/2000 del 27.03.2000;
- l'impianto BS1 è stato sottoposto a Valutazione d'Impatto Ambientale con parere favorevole della Regione Puglia, espresso con Determinazione Dirigenziale n.59 del 26.02.2010;
- la norma tecnica UNI/TS 11163 dicembre 2009 definisce " *la classificazione e le specifiche degli oli grassi animali e vegetali, dei loro principali intermedi e derivati ai fini del loro utilizzo quali combustibili per la produzione di energia*".
- Nello stesso Decreto A.I.A., al paragrafo 4.4.6, sono state classificate le caratteristiche merceologiche delle biomasse liquide qualificate combustibili;
- Il D.Lgs. n. 28 del 3 marzo 2011 ha introdotto, all'art.2 del medesimo, la definizione di bioliquidi intesi come " *combustibili liquidi per scopi energetici diversi dal trasporto, compresi l'elettricità, il riscaldamento ed il raffreddamento, prodotti dalla biomassa*"

Risulta opportuno

Aggiornare l'Autorizzazione Unica di cui alla D.D. 595/2005 relativa all'impianto di cui trattasi alla luce del rinnovo dell'A.I.A. rilasciato con decreto Ministeriale n. 331 del 23.11.2016

ADEMPIMENTI CONTABILI DI CUI ALLA L.R. 28/01 E SUCCESSIVE MODIFICHE ED INTEGRAZIONI:

Il presente provvedimento non comporta adempimento contabile atteso che trattasi di procedura autorizzativa riveniente dall'Art. 12 del Decreto Legislativo n. 387/2003.

IL DIRIGENTE DELLA SEZIONE

Vista la Legge 7 agosto 1990 n. 241;
Viste le linee guida pubblicato sulla G.U. n. 1/2003;
Vista la Direttiva 2001/77/CE;
Visto il Decreto Legislativo 387 del 29 dicembre 2003, art. 12;
Visto la Legge n. 481 del 14.11.1995;
Vista la Delibera di Giunta Regionale n. 1747 del 30 novembre 2005.





Visto l'Atto d'Impegno e Convenzione sottoscritto in data 9 dicembre 2005 dalla Società Ital Green Energy S.r.l.;

Vista la Delibera di Giunta Regionale n. 35 del 23.01.2007;

Vista la Legge Regionale n. 31 del 21 ottobre 2008;

Vista la deliberazione di G.R. n.3261 in data 28.7.98 con la quale sono state impartite direttive in ordine all'adozione degli atti di gestione da parte dei Dirigenti regionali, in attuazione del Decreto Legislativo 3.2.1993 n.29 e successive modificazioni e integrazioni e della Legge Regionale n.7/97;

Vista la Legge Regionale n. 13 del 18.10.2010;

Vista la Delibera di Giunta Regionale n. 3029 del 30.12.2010;

Vista la Legge Regionale n. 25 del 24.09.2012;

Visto il Decreto Ministeriale AIA n.331 del 23.11.2016;

Vista la Norma Tecnica UNI/TS 11163 dicembre 2009;

Visto il D.Lgs n.28 del 3.03.2011;

DETERMINA

ART. 1)

Di prendere atto di quanto riportato nelle premesse, che costituiscono parte integrante e sostanziale della presente determinazione.

ART. 2)

Di aggiornare l'Autorizzazione Unica di cui alla DD.n.595 del 21.12.2005, relativa all'esercizio dell'aumento di potenza di ulteriore 2,1 ME e di tre motogeneratori già esistenti, nonché alla costruzione e all'esercizio di un impianto di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili di potenza totale di circa 118 MWe alimentato ad oli vegetali composto da n.6 motogeneratori con relativo ciclo cogenerativo realizzato con turbina a vapore, nonché le opere connesse e le infrastrutture indispensabili alla costruzione degli impianti stessi, ai sensi del D.Lgs. n. 387/2003, nel comune di Monopoli, a seguito del rinnovo dell'Autorizzazione Integrata Ambientale rilasciata con Decreto Ministeriale n.331 del 23.11.2016, comprensiva degli impianti denominati BS1, BL1 e BL2.

ART. 3)

Di prendere atto, ai sensi del D.Lgs. n.28 del 3.03.2011, dell'aggiornamento dell'elenco dei bioliquidi sostenibili, che comprende *"gli oli e grassi animali e vegetali, i loro intermedi e derivati"*, definiti nella norma tecnica UNI/TS 11163 dicembre 2009.

ART. 4)





REGIONE
PUGLIA

DIPARTIMENTO SVILUPPO ECONOMICO,
INNOVAZIONE, ISTRUZIONE, FORMAZIONE
E LAVORO

SEZIONE INFRASTRUTTURE ENERGETICHE E DIGITALI

La Sezione Infrastrutture Energetiche E Digitali provvederà, ai fini della piena conoscenza, alla trasmissione della presente determinazione alla Società istante, al Comune interessato e al Gestore di Rete.

ART 5)

Di far pubblicare il presente provvedimento sul Bollettino Ufficiale della Regione Puglia.

Il presente atto, composto da n. 6 fasciate, è adottato in unico originale e una copia conforme da inviare alla Segreteria della Giunta regionale.

Il presente provvedimento è esecutivo.

Il Dirigente della Sezione
F.to Carmela IADARESTA





BL1 3 x 16V34SG Performance Figures Gas

1 General data

Engine type		W 16V34SG
Number of generator sets installed		3
Number of generator sets on line		3
Engine speed	rpm	750
Cooling method		Radiator, 2 circuit
ISO power, engine shaft	kW	8 000
Generator voltage	kV	11,0
Generator efficiency, design	%	97,90
ISO power, generator terminals	kW	7 832

2a. Contractual reference conditions (Site conditions)

(These are the conditions for which the performance guarantees are given. In conditions different from these the performance will be different. The calculation of performance numbers for different conditions than these are described in the Performance test guidelines)

Altitude	m	100
Total barometric pressure, abs	kPa	100,0
Ambient air temperature	C	25
Receiver temperature (=charge air temp.)	C	53
Relative humidity at Ambient air temperature	%	30
Glycol in charge air cooling water	% by mass	0
Total Intake air + exhaust gas back pressure	kPa	5,0



Project name: BL1 SECOND LIFE
 Project number: NUMBER
 Quotation number: NUMBER
 Created by: mgo002
 Document Id: Exhibit B1 Performance Figures Gas
 Document creation date: 8 July 2019

2b. Purposely left out

3. Fuel specification

3a. Gas specification

Composition type		mol %
Methane	CH4	95
Ethane	C2H6	2
Propane	C3H8	3
i-Butane	i-C4H10	0,001
n-Butane	n-C4H10	0
i-Pentane	i-C5H12	0
n-Pentane	n-C5H12	0
Hexane	n-C6H14	0
Heptane	n-C7H16	0
Octane	n-C8H18	0
neo-Pentane	neo-C5H12	0
Ethylene	C2H4	0
Propylene	C3H6	0
Water	H2O	0
Carbon monoxide	CO	0
Carbon dioxide	CO2	0
Hydrogen sulfide	H2S	0
Hydrogen	H2	0
Nitrogen	N2	0
Oxygen	O2	0
Argon	Ar	0
Helium	He	0
Gas feed pressure, abs. (Measured at plant inlet)	kPa	700
Lower Heating Value (LHV)	kJ/kg	49 660
Lower Heating Value (LHV)	kJ/m ³	38 149
Methane Number (According to EN 16726)		80
Reference conditions for volume of gas		
Temperature	C	0
Pressure, abs	kPa	101,325

3b. Purposely left out



Project name: BL1 SECOND LIFE
 Project number: NUMBER
 Quotation number: NUMBER
 Created by: mgo002
 Document Id: Exhibit B1 Performance Figures Gas
 Document creation date: 8 July 2019

4. Performance at contractual reference conditions

ELECTRICAL POWER & HEAT RATE GUARANTEE		ISO3046	Toll. 0%
Power factor	Cos ϕ	0,90	
Measurement uncertainty. Depends on measurement equipment. Calculated as per Performance test guideline.			
Electrical Power & Heat rate guarantee conditions. Including LT water pump, HT water pump and LO pump			
Electrical Power Guarantee Point		Generator terminals	
Electrical Power Guarantee	kW	23 496	23 496
Heat Rate Guarantee Point		Generator terminals	
Heat rate tolerance, ISO 3046-1, 13.3	%	5	0
Heat Rate Guarantee, including engine driven pumps, based on LHV	kJ/kWh	7 452	
Thermal input (3 x 16V34SG)	kW	48 635	51 067



BL2 6 x 18V50SG Performance Figures Gas

1 General data

Engine type		W 18V50SG
Number of generator sets installed		6
Number of generator sets on line		6
Engine speed	rpm	500
Cooling method		Radiator, 2 circuit
ISO power, engine shaft	kW	18 810
Generator voltage	kV	15,0
Generator efficiency, design	%	98,00
ISO power, generator terminals	kW	18 434

2a. Contractual reference conditions (Site conditions)

(These are the conditions for which the performance guarantees are given. In conditions different from these the performance will be different. The calculation of performance numbers for different conditions than these are described in the Performance test guidelines)

Altitude	m	100
Total barometric pressure, abs	kPa	100,0
Ambient air temperature	C	25
Receiver temperature (=charge air temp.)	C	45
Relative humidity at Ambient air temperature	%	30
Glycol in charge air cooling water	% by mass	0
Total Intake air + exhaust gas back pressure	kPa	4,9

2b. Purposely left out

3. Fuel specification

3a. Gas specification

Composition type		mol %
Methane	CH4	95
Ethane	C2H6	2
Propane	C3H8	3
i-Butane	i-C4H10	0,001
n-Butane	n-C4H10	0
i-Pentane	i-C5H12	0
n-Pentane	n-C5H12	0
Hexane	n-C6H14	0
Heptane	n-C7H16	0
Octane	n-C8H18	0
neo-Pentane	neo-C5H12	0
Ethylene	C2H4	0
Propylene	C3H6	0
Water	H2O	0
Carbon monoxide	CO	0
Carbon dioxide	CO2	0
Hydrogen sulfide	H2S	0
Hydrogen	H2	0
Nitrogen	N2	0
Oxygen	O2	0
Argon	Ar	0
Helium	He	0
Gas feed pressure, abs. (Measured at plant inlet)	kPa	700
Lower Heating Value (LHV)	kJ/kg	49 660
Lower Heating Value (LHV)	kJ/m ³	38 149
Methane Number (According to EN 16726)		80
Reference conditions for volume of gas		
Temperature	C	0
Pressure, abs	kPa	101,325

3b. Purposely left out

4. Performance at contractual reference conditions

ELECTRICAL POWER & HEAT RATE GUARANTEE		ISO 3046	Toll.0%
Power factor	Cos ϕ	0,90	
Measurement uncertainty. Depends on measurement equipment. Calculated as per Performance test guideline.			
Electrical Power & Heat rate guarantee conditions. Including LT water pump, HT water pump and LO pump			
Electrical Power Guarantee Point		Generator terminals	
Electrical Power Guarantee	kW	110 603	110 603
Heat Rate Guarantee Point		Generator terminals	
Heat rate tolerance, ISO 3046-1, 13.3	%	5	0
Heat Rate Guarantee, including engine driven pumps, based on LHV	kJ/kWh	7 289	
Thermal input (6 x 18V50SG)	kW	223 940	235 127



Wärtsilä Finland Oy
Power Plants

Doc. Classification: **Confidential**

Title:	W16V32/W16V34SG/W16V34DF noise data sheet	Doc.ID:	DBAD389917
Author:	Ville Veijanen/ 27-Feb-2015	Revision:	-
Approved by:	Staffan Wide / 06-Mar-2015	Status:	Approved
Project:	IN070 - WFI-P ENG	Pages:	1 (1)
Description:			
Type:	Data sheet		

W16V32/W16V34SG/W16V34DF noise data sheet

1. Engine

a. Sound power level

A-weighted sound power level of the engine, ref. 1pW:

Frequency [Hz]	31.5	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000	Total
A-weighted sound power level $L_{w,A}$ [dB]	-	98	104	113	120	122	118	120	113	127

Sound power level is based on measurement made according to standard ISO 9614-2:1996 Acoustics -- Determination of sound power levels of noise sources using sound intensity -- Part 2: Measurement by scanning. This is to be treated as primary noise data for engine.

b. Spatial averaged sound pressure level

Typical spatial averaged A-weighted sound pressure level inside engine hall is 110 dB(A). The spatial average sound pressure value represents noise incident on engine hall walls and could then be used for power plant structure acoustic design.

c. Surface averaged sound pressure level

Typical surface averaged A-weighted sound pressure level of Wärtsilä genset is 115 dB(A) at 1 m distance. In case of separate concrete engine cell installation, absorption material may be needed in the engine cell to reduce unnecessary reflections and reach the stated value.

2. Exhaust gas outlet

Exhaust gas outlet A-weighted sound power level without silencer, ref. 1pW:

Frequency [Hz]	31.5	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000	Total
A-weighted sound power level $L_{w,A}$ [dB]	96	119	116	120	123	127	128	120	-	132

One outlet per engine.

3. Charge air intake

Charge air intake A-weighted sound power level without silencer, ref. 1pW:

Frequency [Hz]	31.5	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000	Total
A-weighted sound power level $L_{w,A}$ [dB]	81	89	98	105	112	128	133	137	128	139

Two intakes per engine.

Data for environmental impact assessment use only - not to be taken as guaranteed values.

**CONFIDENTIAL Data sheet**

Title:	W18V46/50/50DF/50SG noise data sheet	Doc.ID:	DBAA789839
		Revision:	e
Author:	Godwin Agbenyoh	Status:	Draft
Draft by:	Virpi Hankaniemi / 30.11.2018	Pages:	1 (2)
Organisation:	Wärtsilä Finland Oy Energy Solutions		
Project :	IN070 – WFI-P ENG		

Noise data sheet W46_50.docx

W18V46/50/50DF/50SG noise data sheet

1. Engine

a. Sound power level

A-weighted sound power level of the engine, ref. 1pW:

Frequency [Hz]	31.5	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000	Total
A-weighted sound power level $L_{w,A}$ [dB]	-	87	108	115	120	122	124	120	112	128

Sound power level is based on measurement made according to standard ISO 9614-2:1996 Acoustics -- Determination of sound power levels of noise sources using sound intensity -- Part 2: Measurement by scanning. This is to be treated as primary noise data for engine.

b. Spatial averaged sound pressure level

Typical spatial averaged A-weighted sound pressure level inside engine hall is 110 dB(A). The spatial average sound pressure value represents noise incident on engine hall walls and could then be used for power plant structure acoustic design.

c. Surface averaged sound pressure level

Typical surface averaged A-weighted sound pressure level of Wärtsilä genset is 115 dB(A) at 1 m distance. In case of separate concrete engine cell installation, absorption material may be needed in the engine cell to reduce unnecessary reflections and reach the stated value.

2. Exhaust gas outlet

Exhaust gas outlet A-weighted sound power level without silencer, ref. 1pW:

Frequency [Hz]	31.5	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000	Total
A-weighted sound power level $L_{w,A}$ [dB]	120	121	125	133	133	135	139	117	-	142

One outlet per engine.

3. Insulated exhaust gas ducting

Exhaust gas ducting A-weighted sound power level without silencer, ref. 1pW:

Frequency [Hz]	31.5	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000	Total
A-weighted sound power level $L_{w,A}$ [dB/m]	63	71	70	76	85	91	79	79	66	93

Sound power level per meter length of the source.

4. Charge air intake

Charge air intake A-weighted sound power level without silencer, ref. 1pW:

Frequency [Hz]	31.5	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000	Total
A-weighted sound power level $L_{w,A}$ [dB]	79	89	92	95	108	125	135	136	134	140

Two intakes per engine.

Data for environmental impact assessment use only - not to be taken as guaranteed values.

	PROJECT	Monopoli 2019 Replacement Gas Engine	
	DATE	06.08.2019	
	PREPARED BY	Jan Merkens	
	REVISION	0	
	PROPOSAL NO.	JM190806-1	

Design Basis:	Case	Design Case
	Load	Design Load
	Fuel	Natural Gas
Gas Flow	Nm3/s,w	23
Pressure Elevation	kPa	101,3
Pressure in Duct (gauge pressure)	mm w.g.	0,0
Temperature for NOx Reduction	°C	362
Temperature for SO2/SO3 Conversion Rate	°C	362
H ₂ O	Vol%	20,00
O ₂ -actual	Vol%,w	10,30
O ₂ -reference	Vol%,d	15,00
NOx Inlet	mg/Nm3,d,ref.O2	185,0
SO ₂	mg/Nm3,d,ref.O2	0,0
SO ₃	ppmvd,ref.O2	0,0
CO ₂	Vol%,w	10,0
Particulate	mg/Nm3,d,ref.O2	7,0

Catalyst Design:

Orientation		Vertical
Catalyst Volume per Reactor	m ³	16,1
Number of SCR Reactors	[-]	1
Number of Units	[-]	1
Catalyst Volume, total	m ³	16,1
Cells of Catalyst n x n	[-]	35
Specific Area of Catalyst Ap	m ² /m ³	803
Catalyst Pitch	mm	4,2
Catalyst Length	mm	450
Catalyst Elements per One Module	n x n	2 x 2
Number of Initial Layer(s) per Reactor		4
Number of Spare Layer(s) per Reactor		1
Module Arrangement per Layer	n x n	9 x 11,029
Module Dimensions:		
length x width	mm x mm	316 x 316
	ft x ft	1,04 x 1,04
height	mm	460
	ft	1,51
Reactor Dimensions:		
length x width	mm x mm	2844 x 3485
	ft x ft	9,33 x 11,43
Weight per Module Incl. Catalyst	kg	23
	lb	50
Module Frame Material		S235JR



PROJECT Monopoli 2019 Replacement Gas Engine
DATE 06.08.2019
PREPARED BY Jan Merkens
REVISION 0
PROPOSAL NO. JM190806-1



Catalyst Performance:

	Case	Design Case
	Load	Design Load
	Fuel	Natural Gas
NOx Outlet (as NO ₂)	ppmvd,ref.O ₂	9,7
	mg/Nm ³ ,d,ref.O ₂	20,0
NOx Reduction Rate	%	89,19
NH ₃ Slip	mg/Nm ³ ,d,ref.O ₂	3,0
NH3 100% Consumption per reactor	kg/h	6,0
	lb/h	13,2
Catalyst Pressure Drop, clean for four (4) layers @ 82080 Nm ³ /h,wet and @ 362 °C	mbar	10,8
	inwg	4,4
	mm WC	110,2
Catalyst Pressure Drop, dirty for four (4) layers @ 82080 Nm ³ /h,wet and @ 362 °C	mbar	11,3
	inwg	4,6
	mm WC	115,7
SO ₂ /SO ₃ Conversion Rate Plant	%	n.a.
Catalyst Life	h / years	16 000 / 2,0

Technical Requirements:

Minimum NH ₃ Injection Temperature	°C	170
	°F	338
NH ₃ /NOx Molar Ratio Distribution	% absolute	± 4
Velocity Distribution	% absolute	± 15
Temperature Distribution	°C absolute	± 10
Angle of Flow, of the vertical	°	± 15
Catalyst Cleaning	-	n.a.
NO ₂ of the Total NOx	%	<= 50
SCR Bypass	yes / no	n

The catalyst must be kept dry during operation, outage and storage period. Wetting the catalyst will accelerate the catalyst deterioration and the guarantees shall be re-examined.



Global Leader in Emission Control Solutions

**DATA SHEET CATALIZZATORE OSSIDANTE PER
MONOSSIDO DI CARBONIO & FORMALDEIDE
WARTSILA W18V50SG**

Gli elementi catalitici DCL MetalCor[®] sono elementi metallici contenuti in un mantello d'acciaio inossidabile. Il materiale catalitico è depositato su un substrato metallico a nido d'ape formato da una serie alternata di sottilissimi laminati in FeCrAlloy piatti e corrugati, e contenuti all'interno di un cilindro cavo in acciaio inossidabile. I sottilissimi laminati aumentano lo spazio interno vuoto garantendo bassi valori di contropressione. I vari strati di laminati sono tra loro ulteriormente sottoposti a trattamento di saldobrasatura, cio' garantisce ulteriore stabilita' meccanica e previene l'effetto telescopico del substrato.



DCL Europe GmbH Im Haindell 1, 65843 Sulzbach am Taunus, Germany

Phone: +49 6196 204 8263 **Fax:** +49 (5149) 207 483 **Email:** dcl-inc.eu www.dcl-inc.eu

Managing Directors: Sebastian Basten, John Muter, Tawnya VanGroningen **VAT #:** DE 276 370 518 **Registration #:** 90705



Applicazione <i>Application</i>	POWER GENERATION
Marca del Motore / Modello <i>Engine Model</i>	WARTSILA W18V50SG POST SCR
Combustibile <i>Fuel</i>	PQNG
Temperatura Gas di Scarico (°C) <i>Exhaust Temperature</i>	362
Portata Gas di Scarico <i>Exhaust Flowrate</i>	103650 kg/h ±15%
Emissione Grezza (mg/Nm³ @ 15% O₂) <i>Raw Emissions</i>	CO: 164 CH ₂ O: 24.1

Modello di Catalizzatore <i>Catalyst Model</i>	CATALYST LAYER 18X22
Tipo di Catalizzatore <i>Type of Catalyst</i>	Oxidation Catalyst (27)
Quantità di Elementi per Motore <i>No. Elements per Motor</i>	#49 - METALCOR DC K5, 300 CPSI, 600X300X75 #01 - METALCOR DC Q2, 300 CPSI, 300X300X75

Densità di Celle (cpsi) <i>Cell Density</i>	300
Contropressione (mbar) <i>Back pressure</i>	4.1
Velocità Spaziale (1/h) <i>Space Velocity</i>	140.065



Emissione Garantita (mg/Nm³ @ 5% O₂)	CO ≤ 30
<i>Target Emissions</i>	CH ₂ O ≤ 5
Performance Attesa (2 Anni/16000 ore)	CO ≥ 82%
<i>Expected Performance</i>	CH ₂ O ≥ 80%

1500
26.09.2019
PAGOM
56153
16.09.2019



COMUNE DI MONOPOLI

Città Metropolitana di Bari

Area Organizzativa Tecnica III
Edilizia - Urbanistica - Lavori Pubblici



Il Dirigente

Vista la domanda presentata in data **12/09/2019** da **PECCHIA Antonio** Amm. Unico ITAL GREEN ENERGY s.r.l. assegnata al protocollo comunale n. **53520** del **12/09/2019** con la quale si chiede il Certificato di Destinazione Urbanistica previsto dall'articolo 30 del D.P.R. 380 del 06/06/2001, relativamente all'area ubicata in agro di questo Comune e riportata in catasto terreni al:

- Foglio di mappa n. 4, particella 354
- Foglio di mappa n. 9, particella 436

Visto il Piano Urbanistico Generale approvato con delibera di C.C. n. 68 del 22.10.2010 e pubblicato sul B.U.R.P. n.167 del 04.11.2010, e relativa variante approvata con delibere di C.C. n. 34, 35 e 36 del 04.08.2014 e pubblicate sul B.U.R.P. n.130 del 18.09.2014, e le relative Norme Tecniche di Attuazione allegate e consultabili sul Portale Comunale al link:

<http://www.comune.monopoli.ba.it/ViverelaCittagrave/Learee/Ediliziaurbanistica/PUG/tabid/787/language/it-IT/Default.aspx>;

Viste le norme di tutela paesistico-storico-ambientale (D.Lgs.n.42/04, S.I.C., P.A.I. Ecc.);

Visto il Piano Paesaggistico Territoriale Regionale (PPTR) approvato con delibera della Giunta Regionale della Puglia n. 176 del 16/02/2015, pubblicata sul B.U.R.P. n. 40 del 23/03/2015 e con particolare riferimento alla norma transitoria di cui al comma 3/b dell'art.106;

Vista la deliberazione di Consiglio Comunale n. 6 del 23.03.2018 con cui è stato adottato, ai sensi del comma 4 dell'art. 11 della L.R. 20/2001 e al comma 3 dell'art. 97 delle Norme Tecniche del PPTR, l'adeguamento del PUG al PPTR.

Valgono le prescrizioni del predetto adeguamento in fase di pubblicazione e consultabili al link:

<http://www.comune.monopoli.ba.it/ViverelaCittagrave/Learee/Ediliziaurbanistica/Varianti alPUG/tabid/1723/language/it-IT/Default.aspx>;

CERTIFICA

Che l'area sopra distinta ha destinazione urbanistica di seguito indicata:

Foglio di mappa n. 4, particella 354

- **P.U.G./P adeguato al PPTR - Adottato: Contesti urbani esistenti consolidati per attività** (totalmente) - Articoli di normativa: Art. 14/P (PUG/P adeguato al PPTR - Adottato); Art. 41/P (PUG/P adeguato al PPTR - Adottato)

- **P.U.G./P variante 2014: contesti urbani esistenti consolidati per attività** (totalmente) - Articoli di normativa: Art. 14/P (PUG/P variante 2014)

- **P.U.G./S adeguato al PPTR - Adottato: Contesti urbani esistenti consolidati e da consolidare mantenere e qualificare** (totalmente) - Articoli di normativa: Art. 20/S (PUG/S adeguato al PPTR - Adottato); Art. 22/S (PUG/S adeguato al PPTR - Adottato)

- **P.U.G./S approvato: contesti urbani esistenti consolidati e da consolidare mantenere e qualificare** (totalmente) - Articoli di normativa: Art. 22/S (PUG/S approvato)

- **PPTR aggiornato con DGR n. 176/2015, DGR n. 240/2016, DGR n. 1162/2016 e DGR n. 496/2017: Ambito di paesaggio "Murgia dei trulli"** (totalmente)

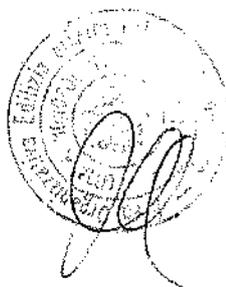
- **PPTR aggiornato con DGR n. 176/2015, DGR n. 240/2016, DGR n. 1162/2016 e DGR n. 496/2017: Figura territoriale e paesaggistica "La piana degli ulivi secolari"** (totalmente)

Foglio di mappa n. 9, particella 436

- **P.U.G./P adeguato al PPTR - Adottato: Contesti della trasformazione per attivita' di nuovo impianto** (in parte) - Articoli di normativa: Art. 23/P (PUG/P adeguato al PPTR - Adottato); Art. 41/P (PUG/P adeguato al PPTR - Adottato); Art. 7/P (PUG/P adeguato al PPTR - Adottato); Art. 38/P (PUG/P adeguato al PPTR - Adottato); Art. 39/P (PUG/P adeguato al PPTR - Adottato)
- **P.U.G./P adeguato al PPTR - Adottato: Contesti urbani esistenti consolidati per attivita' (in parte)** - Articoli di normativa: Art. 14/P (PUG/P adeguato al PPTR - Adottato); Art. 41/P (PUG/P adeguato al PPTR - Adottato)
- **P.U.G./P variante 2014: contesti della trasformazione per attivita' di nuovo impianto** (in parte) - Articoli di normativa: Art. 23/P (PUG/P variante 2014)
- **P.U.G./P variante 2014: contesti urbani esistenti consolidati per attivita' (in parte)** - Articoli di normativa: Art. 14/P (PUG/P variante 2014)
- **P.U.G./S adeguato al PPTR - Adottato: Contesti della trasformazione da destinare ad insediamenti di nuovo impianto per attivita' (in parte)** - Articoli di normativa: Art. 20/S (PUG/S adeguato al PPTR - Adottato); Art. 25/S (PUG/S adeguato al PPTR - Adottato); Art. 18/S (PUG/S adeguato al PPTR - Adottato); Art. 6/S (PUG/S adeguato al PPTR - Adottato); Art. 7/S (PUG/S adeguato al PPTR - Adottato); Art. 17/S (PUG/S adeguato al PPTR - Adottato)
- **P.U.G./S adeguato al PPTR - Adottato: Contesti urbani esistenti consolidati e da consolidare mantenere e qualificare (in parte)** - Articoli di normativa: Art. 20/S (PUG/S adeguato al PPTR - Adottato); Art. 22/S (PUG/S adeguato al PPTR - Adottato)
- **P.U.G./S approvato: contesti della trasformazione da destinare ad insediamenti di nuovo impianto per attivita' (in parte)** - Articoli di normativa: Art. 25/S (PUG/S approvato)
- **P.U.G./S approvato: contesti urbani esistenti consolidati e da consolidare mantenere e qualificare (in parte)** - Articoli di normativa: Art. 22/S (PUG/S approvato)
- **PPTR aggiornato con DGR n. 176/2015, DGR n. 240/2016, DGR n. 1162/2016 e DGR n. 496/2017: Ambito di paesaggio "Murgia dei trulli"** (totalmente)
- **PPTR aggiornato con DGR n. 176/2015, DGR n. 240/2016, DGR n. 1162/2016 e DGR n. 496/2017: Componenti Culturali - Paesaggio rurale** (in parte)
- **PPTR aggiornato con DGR n. 176/2015, DGR n. 240/2016, DGR n. 1162/2016 e DGR n. 496/2017: Figura territoriale e paesaggistica "La piana degli ulivi secolari"** (totalmente)

Si rilascia il presente certificato, a richiesta di parte, anche per uso di cui al citato art. 30 del D.P.R. n. 380/01.

Monopoli, li 13-09-2019



Il Dirigente
Ing. Amedeo D'ONGHIA

Spett.le
CASA OLEARIA ITALIANA S.p.A.
Via Baione, n.200
70043 – MONOPOLI (BA)
casaolearia@legalmail.it

Oggetto: Richiesta aumento della capacità trasportabile della cabina di riduzione di I° salto di GAS METANO

Spettabile CASA OLEARIA ITALIANA S.p.A.

la Ital Green Energy S.r.l. ha in progetto, presso il suo stabilimento di Monopoli (BA), di effettuare la riconversione a gas metano di alcuni motori che attualmente utilizzano come combustibile gli oli vegetali.

Per quanto sopra descritto, si chiede di verificare se nella suddetta cabina di I° salto possa si possa effettuare un aumento della capacità trasportabile di circa 8.000 mc/h, passando cioè dagli attuali 24.000 mc/h ai futuri 32.000 mc/h.

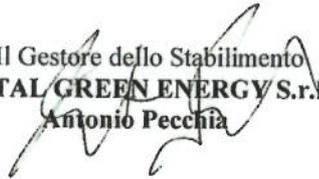
Resta inteso che tutti i lavori eventualmente necessari all'adeguamento, saranno da Noi riconosciuti.

Restiamo in attesa di leggerVi in merito

Distinti saluti

Monopoli, 23/05/2019

Il Gestore dello Stabilimento
ITAL GREEN ENERGY S.r.l.
Antonio Pecchia



Spett.le

ITAL GREEN ENERGY S.r.l.

Via Baione, n.222

70043 – MONOPOLI (BA)

italgreenenergy@legalmail.it

Oggetto: Disponibilità all'aumento della capacità trasportabile della cabina di riduzione di 1° salto di GAS METANO

Spettabile ITAL GREEN ENERGY S.r.l.

Come da Vostra richiesta di verifica riguardante l'aumento di capacità trasportabile di gas metano tramite la cabina di riduzione di 1° salto, innalzando la capacità di circa 8.000 mc/h, passando cioè dagli attuali 24.000 mc/h ai futuri 32.000 mc/h, si comunica che la ENI S.p.A. ha confermato la possibilità di procedere con un aumento della capacità trasportabile fino ai valori da Voi evidenziati.

Resta inteso che tutti i lavori che bisognerà effettuare per l'adeguamento della cabina saranno da Noi sostenuti e successivamente a Voi riaddebitati.

Restiamo in attesa di Vostra comunicazione delle eventuali tempistiche necessarie per programmare l'esecuzione dei lavori.

Distinti saluti

Monopoli, 05/06/2019

Il Gestore dello Stabilimento
CASA OLEARIA ITALIANA S.p.A.
Antonio Pecchia

giuseppe.volpe

Da: Garuti Guido [Guido.Garuti@eni.com]
Inviato: lunedì 3 giugno 2019 12:58
A: Nespoli Matteo
Oggetto: I: pdr 32918501

CIAO

Guido Garuti



PS/GLP-OPS

Eni S.p.A.
P.zza Vanoni, 1 20097 San Donato Mil.se (MI)

Tel. + 39.02.520.51827

guido.garuti@eni.com



Please consider the environment before printing this e-mail

Da: Ferrazzano, Andrea <Andrea.Ferrazzano@snam.it> **Per conto di** RICHIESTE.CAPACITA
Inviato: venerdì 31 maggio 2019 12:44
A: Garuti Guido <Guido.Garuti@eni.com>
Cc: Bresciani Monica <Monica.Bresciani@eni.com>; RICHIESTE.CAPACITA <richieste.capacita@snam.it>; Agosto, Daniele <Daniele.Agosto@snam.it>
Oggetto: R: pdr 32918501

Buongiorno,
con riferimento alla sottostante, confermiamo la possibilità di procedere con un aumento della capacità trasportabile fino ai valori da Voi evidenziati.
Informiamo inoltre che la suddetta valutazione di trasportabilità può variare nel tempo in funzione delle condizioni al contorno della rete e non costituisce impegno contrattuale da parte Snam.
Restiamo comunque a disposizione per qualsiasi ulteriore chiarimento.

Distinti saluti,
Snam SpA



Piazza Santa Barbara, 7 - 20097 San Donato Milanese (MI)
Per ulteriori informazioni è possibile contattare:

Da: Garuti Guido <Guido.Garuti@eni.com>
Inviato: venerdì 31 maggio 2019 10:35
A: RICHIESTE.CAPACITA <richieste.capacita@snam.it>
Cc: Monica Bresciani <Monica.Bresciani@eni.com>
Oggetto: R: pdr 32918501

Il cliente richiede una portata oraria di circa 32.000 sm³ ora.

Guido Garuti



PS/GLP-OPS

Eni S.p.A.

P.zza Vanoni, 1 20097 San Donato Mil.se (MI)

Tel. + 39.02.520.51827

guido.garuti@eni.com



Please consider the environment before printing this e-mail

Da: Garuti Guido

Inviato: mercoledì 29 maggio 2019 16:21

A: 'RICHIESTE.CAPACITA' <richieste.capacita@snam.it>

Cc: Bresciani Monica <Monica.Bresciani@eni.com>

Oggetto: pdr 32918501

Buongiorno, il cliente legato al pdr in oggetto avrebbe intenzione di riconvertire a gas metano alcuni motori ad olio presenti nel suo stabilimento.

La capacità a cui vorrebbe arrivare è circa 750.000 sm³/g.

Prima di procedere ad un eventuale investimento vorrebbe sapere se c'è trasportabilità.

Grazie

Guido Garuti



PS/GLP-OPS

Eni S.p.A.

P.zza Vanoni, 1 20097 San Donato Mil.se (MI)

Tel. + 39.02.520.51827

guido.garuti@eni.com



Please consider the environment before printing this e-mail

Eni SpA

Sede Legale

Piazzale Enrico Mattei, 1
00144 Roma - Italia

Capitale sociale

euro 4.005.358.876,00 i.v.

Codice Fiscale e Registro Imprese di Roma n. 00484960588

Partita IVA n. 00905811006

R.E.A. Roma n. 756453

Sedi secondarie:

