



**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

Sintesi Non Tecnica

09/2021

AGGIORNAMENTO

DATA

DESCRIZIONE

AGGIORNAMENTO	DATA	DESCRIZIONE
Rev. 01	09/2023	Integrazione

## INDICE

<b>1.</b>	<b>INTRODUZIONE .....</b>	<b>3</b>
<b>2.</b>	<b>MOTIVAZIONI.....</b>	<b>5</b>
<b>3.</b>	<b>LOCALIZZAZIONE DELL'INTERVENTO .....</b>	<b>7</b>
<b>4.</b>	<b>RISPETTO NORMATIVA E VINCOLI (QUADRO DI RIFERIMENTO PROGRAMMATICO) .....</b>	<b>8</b>
4.1	PIANIFICAZIONE E PROGRAMMAZIONE ENERGETICA.....	8
4.2	PIANIFICAZIONE E PROGRAMMAZIONE SOCIO-ECONOMICA.....	10
4.3	PIANI TERRITORIALI, VINCOLI E TUTELE .....	10
<b>5.</b>	<b>STATO ATTUALE .....</b>	<b>13</b>
5.1	ITAL GREEN ENERGY SRL.....	13
5.1.1	CENTRALE BL1 .....	14
5.1.2	CENTRALE BL2.....	15
5.1.3	CENTRALE BS1.....	17
5.2	CASA OLEARIA ITALIANA S.P.A.....	19
<b>6.</b>	<b>ANALISI DELLA COMPATIBILITÀ DELL'OPERA IN PROGETTO.....</b>	<b>20</b>
<b>7.</b>	<b>DESCRIZIONE DEL PROGETTO.....</b>	<b>22</b>
7.1	CENTRALE BL1 .....	22
7.2	CENTRALE BL2 .....	24
7.3	RETE DI DISTRIBUZIONE GAS METANO .....	26
7.4	FASE DI CANTIERE.....	26
7.5	CONFRONTO TRA STATO AUTORIZZATO E STATO DI PROGETTO .....	28
<b>8.</b>	<b>INTERAZIONE OPERA – AMBIENTE E MITIGAZIONI .....</b>	<b>29</b>
8.1	Atmosfera: aria e clima.....	29
8.2	Geologia, SUOLO E SOTTOSUOLO.....	30
8.3	Acque .....	30
8.4	Biodiversità.....	30

8.5	Uso del suolo e patrimonio agroalimentare.....	31
8.6	Sistema paesaggistico.....	31
8.7	Popolazione e salute umana .....	32
8.8	Rumore e vibrazioni .....	32
8.9	Campi elettromagnetici .....	33
9.	<b>COMPENSAZIONI.....</b>	<b>35</b>
10.	<b>PIANO DI MONITORAGGIO AMBIENTALE.....</b>	<b>36</b>
11.	<b>CONCLUSIONI.....</b>	<b>37</b>

## 1. INTRODUZIONE

La società Ital Green Energy Srl (**nel prosieguo anche semplicemente "IGE"**) è una società del gruppo industriale Marseglia di Monopoli e produce energia elettrica da fonti rinnovabili tramite una centrale termoelettrica alimentata a biomasse solide (**BS1**) e due centrali termoelettriche costituite da motogeneratori alimentati a biomasse liquide (**BL1** e **BL2**). Con DM 331 del 23 novembre 2016, recentemente oggetto di riesame concluso favorevolmente con D.M. n.323 del 01/09/2022, la società ha ottenuto l'Autorizzazione Integrata Ambientale che include anche Casa Olearia Italiana S.p.A. (**nel prosieguo anche semplicemente "COI"**), una società che insiste nello stesso sito, in quanto appartenente allo stesso gruppo industriale, considerata società interconnessa. Casa Olearia Italiana S.p.A. si occupa essenzialmente di valorizzazione dei prodotti oleari.

Con il presente progetto, IGE intende convertire le centrali BL1 e BL2 a metano, sostituendo i motogeneratori esistenti con nuovi alimentati a gas naturale. Il ciclo produttivo rimarrà sostanzialmente invariato rispetto all'attualità autorizzata, fatta ovviamente eccezione del combustibile e del tempo massimo di funzionamento annuo di ciascun motogeneratore, **che viene ridotto a 3.000 ore/anno.**

La centrale **BL1** è costituita da n. 3 motogeneratori da **57 MWt** complessivi, mentre la centrale **BL2** è costituita da n. 6 motogeneratori a ciclo combinato, da **240 MWt** complessivi. La potenza attualmente installata è quindi di **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.

La presente Istanza di Valutazione di Impatto Ambientale per la conversione a metano delle due centrali consegue al DM 57 del 23 febbraio 2021, con il quale è stato deliberato di assoggettare il progetto alla procedura di Valutazione di Impatto Ambientale, ai sensi dell'art. 19 del D.Lgs 152/06. Tale procedura fa parte quindi parte dell'endoprocedimento di Autorizzazione Unica ai sensi della Legge n.55/2002, già avviato presso il Ministero Competente in data 08/10/2019.

Nello Studio di Impatto Ambientale presentato si forniscono tutte le informazioni utili in merito alle possibili interferenze con le componenti ambientali delle attività di cantiere e di esercizio correlate alla realizzazione del progetto, Viene descritto lo stato attuale e di progetto degli impianti di Ital Green Energy srl e si considerano le attività di Casa Olearia Italiana S.p.A. **che producono emissioni in atmosfera simili a quelle di IGE** (da processi di combustione), valutandone gli effetti cumulativi delle emissioni in atmosfera.

Il progetto di conversione a metano proposto si inserisce nella politica **del *Capacity Market***, approvata nel giugno 2019 con decreto del Ministro dello Sviluppo Economico del 28 giugno 2019, a seguito di parere favorevole della Commissione Europea e dell'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (ARERA) C 4509/2019. Il Capacity Market è un importantissimo strumento per assicurare l'adeguatezza della capacità di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili e creare una disponibilità di generazione tale da soddisfare strutturalmente i consumi attesi di energia elettrica, più gli indispensabili margini di riserva di potenza. **In questo modo si può sopperire alle necessità dovute alla discontinuità e non programmabilità dell'energia da fonti rinnovabili, consentendo di incrementarne consistentemente l'utilizzo.**

Grazie a questa iniziativa, annualmente TERNA indice aste con la quale chiede la messa a disposizione di capacità di produzione di energia; alle aste possono partecipare anche gli impianti di nuova realizzazione o ripotenziati che indicano la potenza che possono annualmente mettere a disposizione e il relativo costo.

I nuovi motori endotermici a gas naturale e annesse componenti ausiliarie, avendo dimensioni e pesi paragonabili a quelli attualmente in esercizio, verranno posizionati sui basamenti esistenti delle due centrali, già dotati di tutte le strutture, opere e servizi funzionali all'esercizio. La conversione, quindi, non richiederà realizzazione di nuove opere edilizie, demolizione di opere esistenti né scavi, riporti o espropri.

Per la fornitura di metano non sarà necessario eseguire lavori all'esterno dell'area, in quanto è già disponibile un punto di allaccio alla rete SNAM in grado di fornire la portata richiesta al funzionamento dei nuovi motori. Le uniche opere necessarie, da eseguire all'interno del sito, consisteranno nell'upgrade della cabina e nell'aggiunta di una nuova linea di distribuzione metano, da posizionare nel già esistente pipe rack, parallelamente alla rete di distribuzione esistente.

Non saranno neanche necessari interventi sulla linea elettrica, in quanto IGE dispone già di una idonea cabina di trasformazione da 150 kV allacciata alla linea TERNA, essendo la potenza elettrica di progetto paragonabile a quella massima che può essere prodotta con l'alimentazione a bioliquidi, in base all'autorizzazione vigente.

Dall'analisi vincolistica è risultata **l'assenza sia di Siti Rete Natura 2000, sia di aree sottoposte a vincolo paesaggistico**, per tale motivo **non è stata redatta né la Valutazione di Incidenza, né la Relazione Paesaggistica.**

**Non essendo previste attività di scavo e riporti, non è stata redatta la Relazione sulla gestione delle terre e rocce.**

## 2. MOTIVAZIONI

**La conversione a gas metano dei motogeneratori di IGE, si pone l'obiettivo di rispondere alla futura crescente esigenza di dotare il parco termoelettrico nazionale di un sufficiente livello di riserva di potenza in grado di sopperire tempestivamente ai fabbisogni del sistema elettrico nelle emergenze correlate a eventi atmosferici e climatici estremi o a scompensi tra produzione e consumo di energia elettrica, determinati dal crescente peso specifico della generazione da fonti rinnovabili e quindi per loro natura non programmabili.**

La rapidissima recente evoluzione della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili, per sua natura discontinua, fluttuante e non programmabile, richiede al sistema elettrico nazionale di disporre di fonti energetiche di tipo "tradizionale" che possano integrare adeguatamente le necessità energetiche del paese permettendo di 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 sull'intero territorio nazionale, con previsioni di forte crescita, fino al 55%, con orizzonte 2030, come previsto dalla strategia energetica nazionale stabilita nel 2019 dal **Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima (PNIEC)**.

Per andare incontro agli obiettivi previsti dal PNIEC, accelerare il processo di decarbonizzazione e quindi incentivare la produzione di energia elettrica a partire da fonti rinnovabili, è necessario disporre di una capacità residua di energia prodotta da gas.

La generazione da fonti rinnovabili può dare un apporto importante ma la non programmabilità e soprattutto la non disponibilità con continuità della risorsa naturale, come ad esempio l'irradiazione solare nelle ore serali, è tuttora un limite importante.

Pertanto, gli impianti di generazione programmabile, come quello che intende realizzare Ital Green Energy S.r.l., sono destinati a svolgere un ruolo prevalente nell'ambito dei servizi di rete, ovvero nella regolazione di frequenza e di tensione, con un numero ridotto di ore di funzionamento, mentre la copertura dei consumi finali sarà assicurata sempre più dalla generazione da fonti rinnovabili (come sopra citato il PNIEC ha previsto la crescita della produzione di energia da fonti rinnovabili da circa il 35% sino al 55% per il 2030).

In questo scenario si inserisce il già citato Decreto Ministeriale del 28 giugno 2019 sulla "*Disciplina del mercato della capacità*" (Capacity Market), al quale, come già riportato, la società ha aderito collocandosi tra i soggetti assegnatari dell'Asta Madre per il periodo di assegnazione di capacità disponibile (CDP) per Unità di Produzione Nuova non autorizzata, relativo all'anno 2023.

**Senza l'attuazione del *Capacity Market* e quindi senza la realizzazione di progetti come quello in esame, non sarà possibile attuare il PNIEC** e cioè raggiungere l'obiettivo di dismissione della capacità a carbone al 2025, né quello della crescita ulteriore della generazione da fonti rinnovabili (+12 GW al 2025), assicurando al contempo l'adeguatezza del sistema e la sicurezza delle forniture.

### 3. LOCALIZZAZIONE DELL'INTERVENTO

L'insediamento di Ital Green Energy srl è ubicato nella zona industriale del comune di Monopoli, Città Metropolitana di Bari, a circa 40 chilometri a Sud da Bari, all'interno di un'area di proprietà del Gruppo Marseglia.



*Figura 1: inquadramento territoriale*

All'interno del sito, oltre a Ital Green Energy Srl e a Casa Olearia Italiana Spa è insediata anche Ital Bi Oil Srl, un'altra società del Gruppo Marseglia, che si occupa di produzione di biodiesel.

L'opificio è ubicato in direzione est a più di un chilometro in linea d'aria dal centro abitato di Monopoli e da altri insediamenti abitativi. Dall'analisi della carta dell'uso del suolo della Regione Puglia si riscontra che, in un raggio di 1,5 km in direzione nord ed est è presente un territorio fortemente urbanizzato in cui le aree residue presenti sono comunque destinate allo sviluppo urbanistico futuro della città, sotto il profilo urbanistico e residenziale.

In direzione sud e ovest, invece, il territorio è prevalentemente di tipo agricolo con la presenza di seminativi e colture da frutto permanenti (uliveti, vigneti e frutteti).



#### 4. RISPETTO NORMATIVA E VINCOLI (QUADRO DI RIFERIMENTO PROGRAMMATICO)

Di seguito si forniscono gli elementi conoscitivi sulle relazioni tra l'opera in progetto e gli atti di legislazione, pianificazione, 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.

##### 4.1 PIANIFICAZIONE E PROGRAMMAZIONE ENERGETICA

Tabella 1: verifica della coerenza con la programmazione energetica

PROGRAMMAZIONE	COERENZA
<b>Pianificazione e programmazione energetica europea</b>	Il progetto in esame contribuisce senz'altro a <b>raggiungere gli obiettivi del COP21</b> 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 ( <b>Piano SET</b> )	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 " <b>Terzo Pacchetto Energia</b> ", in particolare per gli aspetti legati <b>all'incremento dell'efficienza energetica</b> .
<b>Capacity market</b>	Il progetto in oggetto rispecchia pienamente gli obiettivi del Capacity market.
Strategia Energetica Nazionale ( <b>SEN</b> )	Gli impianti di IGE convertiti a metano, si configurano come: <ul style="list-style-type: none"> <li>• obiettivi strategici di sicurezza: continuare a migliorare la sicurezza di approvvigionamento e la flessibilità dei sistemi e delle infrastrutture energetiche;</li> <li>• 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.</li> </ul>
Piano Nazionale Integrato Energia e Clima ( <b>Pniec</b> )	Gli impianti di IGE convertiti a metano rientrano nelle categorie di: <ul style="list-style-type: none"> <li>• "nuove capacità a gas" per le misure di produzione di energia elettrica;</li> <li>• "Mercato della capacità (capacity market)" per le misure di produzione di sicurezza energetica.</li> </ul>
<b>Decreto-legge 31 maggio 2021, n. 77</b>	Il progetto è riconducibile alla classificazione di cui al <b>punto 1.1.2</b> dell'Allegato I- bis:

PROGRAMMAZIONE	COERENZA
	<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 <u>strategici a livello nazionale</u>.</p>
<p>Quadro strategico 2015-2018 dell'<b>AEEG</b></p>	<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>
<p>Pianificazione energetica regionale (<b>PEAR</b>)</p>	<p>L'intervento previsto non è in contrasto con le politiche avanzate dal PEAR 2012; infatti, con l'aggiornamento del PEAR di cui è stato approvato il Documento Preliminare nell'agosto 2018, <b>il progetto risponde ai seguenti obiettivi:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Prevedere l'impiego del gas naturale o di altri combustibili eco-compatibili per la transizione energetica;</li> <li>• Selezionare progettualità che esprimano la massima coerenza tra la previsione del programma di produzione degli impianti e la fornitura di servizi di rete;</li> <li>• 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.);</li> <li>• Aumento dell'efficienza energetica.</li> </ul>

Il progetto proposto si inserisce tra gli interventi per rendere il sistema energetico più efficiente e il mercato elettrico più integrato a livello europeo, aperto alla gestione distribuita da fonti rinnovabili e alla gestione della domanda. La sua piena operatività, nel rispetto delle regole europee, e il progressivo sviluppo del mercato dei servizi di dispacciamento in termini di differenziazione dei servizi e di apertura a tutte le risorse e le tecnologie disponibili, potrà supportare la transizione verso un sistema energetico in linea con il Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima.

## 4.2 PIANIFICAZIONE E PROGRAMMAZIONE SOCIO-ECONOMICA

Tabella 2: verifica della coerenza con la programmazione socio-economica

PIANIFICAZIONE	COERENZA
<b>Quadro Strategico Comune (QSC)</b> (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.
<b>Accordo di Partenariato (AdP)</b> (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.
<b>Programma operativo regionale (Por)</b> 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.
<b>Documento di Economia e Finanza Regionale 2021-2023 (DEF)</b>	Il progetto rispetto agli assi di finanziamento determinati dal DEF, 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"> <li>•Adottare pratiche di efficientamento energetico.</li> <li>•Adottare azioni volte a conferire un più elevato e migliore grado di affidabilità degli impianti.</li> <li>•l'infrastrutturazione energetica per far fronte alla produzione di energia da FER.</li> <li>•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.</li> </ul>

## 4.3 PIANI TERRITORIALI, VINCOLI E TUTELE

Dalla disamina dei piani e programmi che insistono sul territorio di interesse risulta l'assenza di evidenti elementi ostativi alla realizzazione del progetto e la piena coerenza del progetto con gli strumenti normativi che insistono sul territorio.

Tabella 3: verifica della coerenza con la pianificazione territoriale

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 dall'intervento di cui trattasi per localizzazione non crea alcuna interferenza con "beni paesaggistici" di cui all'art. 136 del Codice ("immobili ed aree di notevole interesse pubblico"), né con beni paesaggistici di cui all'art.142, comma 1,lett.h del Codice ("Zone gravate da usi civici") né con beni paesaggistici di cui all'art.142,comma 1, lett. m, del Codice ("zone di interesse archeologico"); né con ulteriori contesti" della struttura antropica e storico-culturale, di cui al comma 3 dell'art.74 delle NTA del PPTR, ovvero l'intervento di cui trattasi non 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	L'attività in progetto non ricade in aree perimetrare 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. 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. Le attività previste non creano alcuna interferenza e/o modificazione significativa dei corpi idrici sotterranei. Si può concludere che l'intervento è compatibile con le limitazioni e prescrizioni del PTA, quindi da ritenersi compatibile con le previsioni di piano.
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).

PIANIFICAZIONE	COERENZA
Piano regionale dei trasporti	<p>L'impianto gode di un accesso sulla SS16 pressoché diretto che garantisce il raggiungimento dell'impianto dai veicoli di trasporto in modo fluido e sicuro. 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	<p>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.</p>
Piano regionale di qualità dell'aria	<p>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.</p>
Territori interessati dalla presenza di produzioni agricole di particolare qualità	<p>L'impianto in progetto non rientra nella perimetrazione delle aree ad elevato rischio ambientale.</p>
Piano urbanistico generale comunale	<p>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".</p>

## 5. STATO ATTUALE

### 5.1 ITAL GREEN ENERGY SRL

L'attività di Ital Green Energy Srl è riconducibile al punto 2 (Centrali termiche ed altri impianti di combustione con potenza termica di almeno 300 MW) dell'Allegato XII al D.Lgs. 152/2006 per le seguenti centrali termoelettriche:

- **BL1** – impianto cogenerativo composto da 3 motogeneratori alimentati bioliquidi, di potenza termica complessiva pari a 57 MWt e potenza elettrica nominale complessiva pari a 24,8 MWe;
- **BL2** – impianto a ciclo combinato composto da 6 motogeneratori alimentati a bioliquidi aventi potenza termica complessiva pari 240 MWt e potenza elettrica nominale complessiva pari a 118 MWe;
- **BS1**, alimentata da biomasse vegetali e da alcune tipologie di rifiuti non pericolosi di analoga consistenza, è costituita da un turboalternatore a condensazione alimentato da un generatore di vapore surriscaldato e sviluppa 49 MWt con produzione di 12 MWe;

Appartengono alla società anche due impianti di produzione di energia elettrica da pannelli fotovoltaici denominati FV1 e FV2, posizionati sul tetto di un capannone, di potenza elettrica nominale rispettivamente pari a 0,9960 MWe e 0,40824 MWe, di trascurabile impatto sull'ambiente.

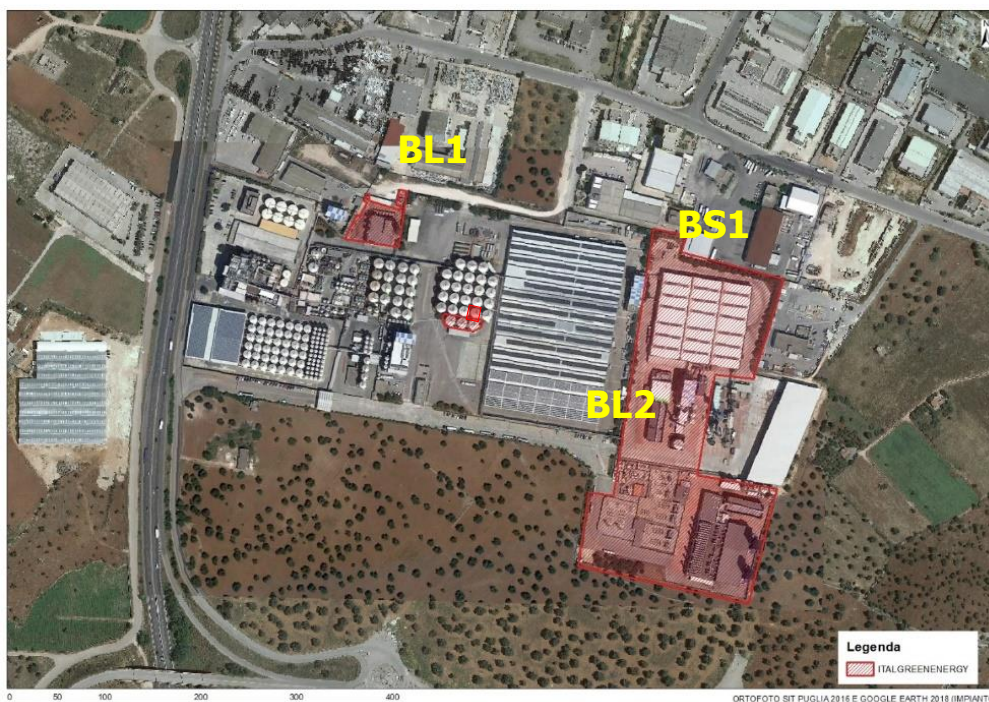


Figura 2: localizzazione area IGE e sue centrali

### 5.1.1 CENTRALE BL1

La centrale è costituita da n. 3 motori endotermici a combustione interna alimentati con miscele di oli e grassi vegetali accoppiati a generatori sincroni. L'esercizio è stato autorizzato ai sensi dell'art.12 comma 3 del D.Lgs. n.387/2003 con Determinazione Dirigenziale n.26 del 8 aprile 2003, successivamente volturata in favore di IGE con Determinazione Dirigenziale del 12 marzo 2004. Con Determinazione Dirigenziale n.595 del 21 dicembre 2005, la capacità termica complessivamente installata sui tre motori è stata incrementata a **57 MW<sub>t</sub>** (19 MWt per singolo motore) per una potenza elettrica nominale **di 24,840 MWe** (8,280 MWe per singolo motore).

A seguito dell'Autorizzazione Integrata Ambientale n. 331 del 23/11/2016, con Atto Dirigenziale n. 00072 del 21/06/2017 la Regione Puglia ha aggiornato l'Autorizzazione unica di cui alla D.D. n. 0595 del 21/12/2005, includendo tra i bioliquidi ammessi a combustione anche "gli oli e grassi animali e vegetali, i loro intermedi e derivati", definiti nella norma tecnica UNI/TS 11163 del 2009. Recentemente si è concluso positivamente l'iter di riesame complessivo dell'AIA con D.M. n.323 del 01/09/2022.

Al netto dei consumi di centrale l'energia elettrica prodotta è ceduta a ENEL DISTRIBUZIONE S.p.A.

La centrale produce anche energia termica recuperando il calore contenuto nei gas di scarico, attraverso tre caldaie a tubi da fumo, e producendo vapore ceduto a Casa Olearia Italiana SpA, con conseguente risparmio di metano da parte di quest'ultima

I bioliquidi di alimentazione sono immagazzinati in serbatoi "primari" in comune con la centrale BL2. Attraverso un sistema articolato di serbatoi "intermedi" e trattamento preliminare, il combustibile viene introdotto nei motori endotermici. I combustibili sono miscele di oli e grassi vegetali e animali conformi alle tipologie di cui ai punti a), b) e h) dalla Sezione 4 dell'allegato X alla parte V del D.Lgs 152/06. Considerando un funzionamento massimo di 8.600,00 ore/anno, **il fabbisogno di bioliquidi stimato è di circa 50.310 t/anno.**

La centrale è dotata di sistema di abbattimento delle emissioni (ossidi di azoto, ossido di carbonio e incombusti), nonché di sistema di monitoraggio in continuo delle emissioni (SME) per i principali parametri di processo. 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.

Le emissioni prodotte sono tipiche di motori endotermici a combustione interna alimentati a oli vegetali, prive di quantità significative 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 soluzione di urea al 40% come agente riducente, e uno di ossidazione per l'abbattimento del CO e degli incombusti.

Al fine di ridurre i consumi di acqua per usi industriali, gli impianti di BL1 sono essenzialmente raffreddati ad aria. **I consumi idrici** sono principalmente 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 per la produzione di vapore (circa 13 m<sup>3</sup>/h), fornita a titolo oneroso da *Casa Olearia Italiana SpA*. Mentre per la preparazione della soluzione di urea si utilizza acqua di spillamento delle caldaie.

Quando lo spurgo delle caldaie non è utilizzato per la produzione di urea (che può essere prelevata dall'impianto di BL2), esso può essere inviato in testa all'impianto di osmosi per la produzione di acqua deionizzata a servizio degli impianti BS1 e BL2 ed in ultimo allo scarico **SF1-IGE**, comune a BL1 e BL2. Inoltre vi è lo scarico in fogna di reflui **assimilabili ai domestici**, derivanti dai servizi igienici degli uffici e degli spogliatoi (scarico **SF1-IGE**, in comune con BL2 e BS1).

La centrale è provvista di una **rete di raccolta e trattamento delle acque meteoriche**, con separazione delle acque di prima pioggia. Tutte le acque meteoriche sono adeguatamente trattate e conferite al Consorzio Ecoacque, che le riutilizza all'interno del sito per l'alimentazione delle torri di raffreddamento di Casa Olearia Italiana. 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**) che ad oggi non è mai stato utilizzato.

### 5.1.2 CENTRALE BL2

È composta da due sezioni gemelle formate ognuna da tre motori a combustione interna a ciclo combinato, accoppiati ad altrettanti generatori sincroni. L'impianto produce energia elettrica anche recuperando il calore contenuto nei fumi, previo surriscaldamento, sfruttando un ciclo Rankine a vapore d'acqua con un'unica turbina per tutti e sei i motori.

Realizzazione ed esercizio della centrale sono stati autorizzati con Determinazione Dirigenziale n.595 del 21 dicembre 2005 (Autorizzazione Unica) ai sensi dell'art. 12 comma 3 del D.Lgs. n.387/2003. L'autorizzazione è stata aggiornata dalla Regione Puglia con Atto Dirigenziale nr. 72 del 21/06/2017, a seguito dell'ottenimento dell'AIA (D.M. n. 331 del 2016). L'aggiornamento regionale ha anche riguardato i bioliquidi sostenibili utilizzabili come combustibile, con l'inclusione di oli e grassi animali e vegetali e loro intermedi e derivati, come definiti nella norma tecnica UNI/TS 11163/2009.



Con successiva Determina Dirigenziale regionale n.824 del 2/10/2018, Ital Green Energy srl ha anche ottenuto il riconoscimento comunitario come impianto di combustione di grasso fuso di cat.3 in motore endotermico per la produzione di energia elettrica (approval number ABP 4861 OCOMBTB 3)", come previsto dal Regolamento (CE) n.1069/2009 e del Regolamento (UE) n.142/2011 del 25 febbraio 2011.

Con D.M. n.323 del 01/09/2022, si è concluso favorevolmente l'iter di riesame complessivo dell'AIA. Ognuno dei sei motori della centrale sviluppa **una potenza termica di circa 38 MWt**, ai quali vanno aggiunti circa **ulteriori 2 MWt dal ciclo Rankine. La potenza termica complessiva sviluppata dalla centrale BL2 e quindi di ca. 240 MWt, pari a 118 MWe.**

Al netto dei consumi di centrale l'energia elettrica prodotta è ceduta a ENEL DISTRIBUZIONE S.p.A.

I sei motori sono alimentati da bioliquidi immagazzinati in serbatoi in comune con la centrale BL1. Il combustibile viene introdotto nei motori attraverso un articolato sistema di serbatoi "intermedi e di trattamento preliminare.

Le biomasse liquide che alimentano i sei motori della centrale BL2 sono miscele di costituenti oli e grassi vegetali e animali (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.**<sup>1</sup>

Una stima approssimativa del consumo di combustibile, con PCI di circa 37,2 MJ/kg, alla massima capacità produttiva e per un funzionamento massimo di 8.600,00 ore/anno ammonta a 190.100 t/anno. Inoltre viene anche utilizzato gas metano per il surriscaldamento dei gas di scarico nel ciclo di recupero energetico (circa 10.000.000 m<sup>3</sup>/anno).

Ogni motore è equipaggiato con sistema di abbattimento catalitico degli ossidi di azoto (quattro stadi), con aggiunta di soluzione di urea al 40%, e di ossidazione dell'ossido di carbonio e degli eventuali composti organici incombusti in CO<sub>2</sub>. Su ogni motore è anche presente un sistema di monitoraggio in continuo delle emissioni (SME) per il rilevamento dei principali parametri di processo. 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.

---

<sup>1</sup> 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.

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

**Il consumo idrico** è relativo a utenze di tipo civile (uffici e spogliatoi) e industriale. Quest'ultimo è inerente alla produzione di acqua osmotizzata per la generazione del vapore e per la preparazione della soluzione di urea (circa 120.000 m<sup>3</sup>/anno alla massima potenzialità). La centrale si approvvigiona dalla rete pubblica gestita da Acquedotto Pugliese S.p.A..

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

- reflui assimilabili ai domestici **SF2-IGE** (nel quale confluiscono anche i reflui assimilabili ai domestici di BS1 e BL1);
- reflui industriali **SF1-IGE** (nel quale confluiscono anche i reflui industriali della Centrale BS1 e BL1), 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 m<sup>3</sup>/anno, alla massima capacità produttiva.

La centrale è provvista di una **rete di raccolta e trattamento delle acque meteoriche**, con separazione delle acque di prima pioggia. Tutte le acque meteoriche sono adeguatamente trattate e conferite al Consorzio Ecoacque, che le riutilizza all'interno del sito per l'alimentazione delle torri di raffreddamento di Casa Olearia Italiana. 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 **SF5-IGE**) che ad oggi non è mai stato utilizzato.

### 5.1.3 CENTRALE BS1

È un impianto di coincenerimento finalizzato alla produzione di energia elettrica mediante valorizzazione energetica di biomasse (tra cui anche alcune tipologie di rifiuti non pericolosi). Sviluppa **49,00 MWt** con produzione di **12,00 MWe** e quindi con efficienza di circa il **24%**. È stato progettato e costruito dalla Siemens e avviato all'esercizio nella primavera del 2004.

#### **La centrale non subirà nessuna modifica.**

L'impianto è composto da un forno a griglia che genera fumi caldi, utilizzati per produrre vapore surriscaldato. Il vapore viene fatto espandere poi all'interno di una turbina accoppiata a un alternatore sincrono trifase (potenza nominale apparente di 14,50 kVA), che trasforma l'energia meccanica in energia elettrica (ciclo Rankine).

Al netto dei consumi di centrale l'energia elettrica prodotta è ceduta a ENEL DISTRIBUZIONE S.p.A..

I combustibili non rifiuto sono biomasse solide costituite da materiale vegetale conformi alla Parte V, Allegato X - parte I, sezione 1, paragrafo 1 lettera n) del D.Lgs. 152/2006 (ad esempio sansa esausta di oliva).

I combustibili rifiuto sono conformi a quanto previsto nell'All.2, Sub 1 del D.M.A. 05/02/1998 paragrafi 3,4,6,7 e 10.

La caldaia viene alimentata a metano nelle seguenti condizioni:

- ✓ all'avviamento;
- ✓ se la temperatura della camera di post-combustione scende sotto 850°C;
- ✓ alla messa fuori servizio della caldaia.

Il rispetto dei limiti di NOx avviene grazie alla riduzione selettiva **non** catalitica tramite aggiunta di una soluzione di urea al 40-50% nel focolare. Il trattamento fumi consiste anche in un separatore coassiale ad elica (ciclone/skimmer) e filtri a manica. L'emissione avviene dal camino **E1-IGE**, alto 60 mLa centrale è dotata di sistema di monitoraggio in continuo dei principali parametri delle emissioni (SME).

L'acqua necessaria per la produzione di vapore nel circuito Rankine (circa 3,0 m<sup>3</sup>/ora) viene prelevata dalla rete gestita da Acquedotto Pugliese S.p.A. e deionizzata in un impianto a osmosi inversa.

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

- reflui assimilabili ai domestici **SF2-IGE** (nel quale confluiscono anche i reflui assimilabili ai domestici di BS1 e BL1);
- I reflui industriali, costituiti dal residuo dell'impianto di produzione di acqua osmotizzata e demineralizzata e dallo spurgo dei circuiti termici, quando non riutilizzati, sono scaricati in fogna tramite lo stesso scarico della centrale BL2, **SF1 – IGE**, giusta autorizzazione di AQP S.p.A. n. 1112R/2021.

La centrale è provvista di una **rete di raccolta e trattamento delle acque meteoriche**, con separazione delle acque di prima pioggia. Tutte le acque meteoriche sono adeguatamente trattate e conferite al Consorzio Ecoacque, che le riutilizza all'interno del sito per l'alimentazione delle torri di raffreddamento di Casa Olearia Italiana. 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 (**SF3 – IGE**) che ad oggi non è mai stato utilizzato.

## **5.2 CASA OLEARIA ITALIANA S.P.A.**

Lo stabilimento è costituito da diversi impianti dedicati alla produzione e lavorazione degli oli vegetali (estrazione da sansa di oliva, raffinazione, imbottigliamento) e servizi generali (elettrici, termici, di depurazione, ecc.), alcuni dei quali a servizio anche delle altre società del gruppo, insediate nel sito.

Casa Olearia Italiana SpA è soggetta ad AIA in quanto esercisce l'attività di raffineria fisica da 1.000 t/giorno per la raffinazione degli oli vegetali, riconducibile al p.to 6.4 lett. b) dell'elenco 6 - Altri impianti - dell'Allegato VIII al D.Lgs. 152/06 e s.m.i.. Come già riportato nell'introduzione, in considerazione alle interconnessioni funzionali esistenti con Ital Green Energy S.r.l., con Decreto Ministeriale n.331/2016 (rinnovato con D.M. n. 323 del 01/09/2022) è stata concessa un'unica Autorizzazione Integrata Ambientale ad entrambe le società.

In riferimento alla classificazione riportata in AIA, le attività di COI sono le seguenti:

- Attività n.5 – COI – RC - Raffineria chimica oli vegetali (potenzialità complessiva di 700 t/g su due linee parallele da 250 t/g e 450 t/g e linea di lavaggio oli vegetali da 1.000 t/g);
- Attività n.6 – COI – IEES - essiccazione sansa vergine ed estrazione di oli vegetali (potenzialità di ca.1.000t/g);
- Attività n.7 – COI – RF - Raffineria fisica di oli vegetali con eventuale frazionamento (potenzialità di 1.000 t/g);
- Attività n.8 – COI – GEA - Impianto di cristallizzazione (potenzialità evaporativa di 20 mc/h) con n.4 torri evaporative;
- Attività n.9 – COI – ID - Impianto di depurazione delle acque reflue (potenzialità di 40 mc/h);
- Attività n.10 – COI – ICO - Impianto di confezionamento;
- Attività n.11 – COI – Servizi generali (pipe rack. Rete di distribuzione gas metano, riutilizzo acque meteoriche, unità di produzione calore, unità di trattamento acqua).

Tutti le attività sono equipaggiate con sistema di raccolta e trattamento delle acque meteoriche che, dopo trattamento, sono conferite al Consorzio Ecoacque per l'avvio al riutilizzo interno al sito.

Nell'ambito dello Studio di Impatto Ambientale effettuato sono stati valutati gli effetti cumulativi delle emissioni in atmosfera delle attività di COI che producono emissioni da processi di combustione e quindi simili a quelle di IGE, ovvero:

- Attività n.6 – COI – IEES – Impianto di essiccazione;
- Attività n.7 – COI – RF – Raffineria fisica;
- Attività n.11 – COI – Servizi generali (unità di produzione di calore).

## 6. ANALISI DELLA COMPATIBILITÀ DELL'OPERA IN PROGETTO

Come indicato nell'allegato VII c.2 alla parte II del D.Lgs. n.152/06 e s.m.i. nel valutare la compatibilità di un'opera bisogna esaminare anche l'**opzione zero**, cioè con l'alternativa di non realizzare il progetto.

Sono quindi state analizzate le seguenti alternative:

- *Opzione 0: mancata realizzazione della conversione a metano impianti IGE;*
- *Opzione 1: realizzazione conversione a metano impianti IGE.*

### **Opzione 0.**

Nel caso in cui non fosse eseguita la conversione a metano delle due centrali, esse continuerebbero ad essere alimentate con biomasse liquide. Poiché i motogeneratori di IGE convertiti a metano possono essere considerati **strategici a livello nazionale**, tale opzione non può essere considerata.

Al capitolo 1.5.3 delle linee guida "Environmental Impact Assessment of Projects Guidance on the preparation of the Environmental Impact Assessment Report"<sup>2</sup>, è riportato quanto segue:

*"Lo scenario 'do-nothing' o 'no Project' Alternative descrive cosa accadrebbe se il progetto non fosse affatto realizzato. In alcuni Stati membri, la legislazione nazionale richiede che lo scenario del "non fare nulla" sia preso in considerazione e incluso nella relazione sulla VIA. In alcuni casi, tuttavia, lo scenario del "non fare nulla" **non** può essere considerata una opzione fattibile, come nel caso di un progetto chiaramente necessario: ad esempio, se un procedimento legislativo impone un'azione, come un piano di gestione dei rifiuti finalizzato ad una migliore gestione dei rifiuti, un nuovo impianto deve essere costruito".*

È stato più volte già precisato che il progetto proposto da IGE si inserisce nella politica del *Capacity Market*, finalizzata a sopperire alla **non programmabilità** e soprattutto **non continuità delle** fonti energetiche rinnovabili (eolico e solare). **Sebbene con un numero ridotto di ore di funzionamento (3.000 ore/anno), gli impianti di generazione programmabile, come quello che si vuole realizzare, sono quindi destinati a svolgere un ruolo importante per far sì che la copertura dei consumi finali sia sempre più assicurata da fonti rinnovabili.**

---

<sup>2</sup> Directive 2011/92/EU as amended by 2014/52/EU (<http://ec.europa.eu/environment/eia/eia-support.htm>)

Senza le azioni previste del Capacity Market, non sarà possibile raggiungere l'obiettivo della prevista e auspicabile crescita di generazione da fonti rinnovabili (+12 GW al 2025) e garantire il passaggio in sicurezza ad un sistema elettrico carbon-free.

### **Opzione 1: realizzazione conversione a metano**

L'opzione 1, ovvero il progetto di conversione a metano degli impianti della IGE, verrà analizzata mediante un sistema matriciale. In particolare, nelle matrici **saranno quantificati gli impatti differenziali tra la configurazione attuale autorizzata e quella di progetto, considerando 3.000 ore/anno di esercizio per motore.**

## 7. DESCRIZIONE DEL PROGETTO

Come innanzi riportato il progetto è relativo alla sostituzione dei motori alimentati a biomasse liquide delle centrali BL1 e BL2, con capacità termica rispettivamente **di 57 e 240 MWt, per un totale di 297 MWt**, con motori alimentati a metano aventi capacità termica rispettivamente **di 51,07 e 249,36 MWt, per un totale di 300,43 MWt**. Ad esclusione del tipo di combustibile utilizzato e per il ridotto numero massimo di ore di finanziamento, per entrambe le centrali il ciclo di produttivo rimarrà sostanzialmente invariato.

### 7.1 CENTRALE BL1

La centrale BL1, di tipo cogenerativo, sarà costituita da tre accoppiamenti motori endotermici/generatori di tensione alimentati a gas naturale Wartsila – Modello W16V34SG. Non sarà necessaria alcuna modifica dell'immobile in cui è inserita la centrale; i nuovi motori e i rispettivi generatori, avendo dimensioni e pesi paragonabili a quelli attualmente in esercizio, verranno posizionati sui basamenti esistenti senza la necessità di realizzare modifiche di natura strutturale.

Tutte le componenti a valle dei generatori: tubazioni dei gas di scarico, sistema di abbattimento delle emissioni, caldaia a recupero, sistemi di aspirazione, raffreddamento, distribuzione aria, preparazione dell'urea e sala comandi non verranno sostituite. Come per lo stato attuale, Italgreen Energy srl fornirà a Casa Olearia Italiana SpA il vapore prodotto nei circuiti di raffreddamento della centrale BL1 (14,60 m<sup>3</sup>/ora circa) per circa 13 t/h di vapore. Complessivamente, tenendo conto delle fonti energetiche primarie e dei flussi energetici disponibili per l'utenza, cioè delle potenzialità nette disponibili, l'impianto a gas metano avrà i seguenti rendimenti netti di circa:

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

L'energia elettrica prodotta continuerà a essere ceduta, al netto dei consumi di centrale, a ENEL DISTRIBUZIONE S.p.A, tramite lo stallo di connessione esistente in comune con BL2 e BS1.

**Il consumo annuo di gas naturale** nello scenario di progetto, alla massima capacità produttiva (3.000 h/anno di funzionamento) sarà di circa 14.400.000 Sm<sup>3</sup>/anno a cui corrisponde una **produzione di energia elettrica lorda** pari a circa 70.488 MWh/anno.

Le altre principali materie prime necessarie sono **l'olio lubrificante** e **l'urea** (in soluzione al 40%), necessaria per la riduzione degli ossidi di azoto con l'impianto SCR. Per entrambi si prevede una riduzione del consumo annuo complessivo:

- urea, da 2.800 a 108 t/anno;

- olio lubrificante da 110 a 35 ton/anno.

Dopo il recupero termico, i fumi saranno rilasciati in atmosfera attraverso tre camini denominati **E2 - IGE, E3 - IGE e E4 – IGE** (ognuno a servizio di un motore), inglobati in un unico involucro metallico.

Il sistema di abbattimento delle emissioni per ogni motore sarà sempre costituito da 4 stadi catalitici di cui 3 relativi al DeNOx SCR, con aggiunta di urea come riducente, e uno di ossidazione. Come unica modifica rispetto allo stato attuale, si prevede la sostituzione dei catalizzatori ossidanti di tipo ceramico, con catalizzatori ossidanti anche di tipo metallico che garantiscono prestazioni migliori.

I limiti e la frequenza di monitoraggio proposti per l'esercizio della centrale BL1 nella configurazione di progetto 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.

Lungo le tubazioni dei fumi a valle di ogni motogeneratore (prima del sistema di trattamento delle emissioni e prima della caldaia di recupero), saranno inseriti due dischi di rottura come dispositivi di sicurezza.

Infine è 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 del progetto).

I consumi idrici di tipo industriale, ossia di acqua deionizzata per la produzione di vapore, resteranno invariati; tale fabbisogno continuerà a essere soddisfatto da Casa Olearia Italiana SpA.

Spillamenti di vapore e di acqua calda sono saranno utilizzati per autoconsumo e per la produzione della soluzione di urea.

I principali rifiuti prodotti continueranno ad essere:

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

Gli scarichi di acque reflue saranno di due tipologie:

- ✓ acque reflue assimilabili alle domestiche derivanti dai servizi igienici degli uffici e degli spogliatoi. Il punto di scarico di tali reflui è indicato con la sigla **SF2 - IGE**, nel quale confluiscono anche i reflui assimilabili ai domestici di BS1 e BL2;



- ✓ acque di spillamento caldaie. Come per lo stato attuale, 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.

Non è prevista alcuna modifica nella gestione delle acque meteoriche.

Le sorgenti di rumore saranno le medesime dello stato attuale. Per la verifica del rispetto dei limiti previsti in AIA n. 323/2022 (70 dB(A) per le zone esclusivamente industriali), è stato effettuato 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.

## 7.2 CENTRALE BL2

La Centrale BL2 a ciclo combinato sarà costituita da sei accoppiamenti motori endotermici/generatori di tensione alimentati a gas naturale **Wartsila - Modello: W18V50SG**.

I lavori di sostituzione dei motogeneratori e di conseguenza il loro avviamento a gas metano, avverrà in maniera graduale e si articoleranno in tre fasi. Tutte le componenti a valle del generatore, quali le tubazioni dei gas di scarico, il sistema di abbattimento delle emissioni, la caldaia a recupero ed inoltre i sistemi di aspirazione, raffreddamento, distribuzione di aria e preparazione dell'urea e la sala comandi non verranno sostituite.

Il processo di funzionamento della centrale può essere definito a ciclo combinato in quanto l'energia, oltre a essere prodotta dall'accoppiamento motore/generatore sincrono, si genera anche dal recupero termico del calore dei fumi di emissione surriscaldati, secondo un ciclo Rankine identico a quello già esistente.

L'energia elettrica prodotta continuerà ad essere ceduta, al netto dei consumi di centrale, a ENEL DISTRIBUZIONE S.p.A, tramite lo stallo di connessione esistente in comune con gli impianti di produzione di energia elettrica (BL1, BL2 e BS1).

Il consumo annuo di metano, alla massima capacità produttiva di progetto (3.000 h/anno di funzionamento), sarà di circa 70.080.000 Sm<sup>3</sup>/anno a cui corrisponde una **produzione di energia elettrica lorda** pari a circa 331.812 MWh/anno.

Le altre principali materie prime utilizzate sono gli **oli** e l'**urea** (in soluzione al 40%) per l'impianto SCR di riduzione degli ossidi di azoto. Per entrambi si prevede una riduzione del consumo annuo complessivo rispetto alla configurazione attuale a biomasse liquide: per l'urea di stima un consumo di circa 450 t/anno rispetto alle 7.355 t/anno della configurazione attuale, per l'olio lubrificante si stima un consumo di circa 170 ton/anno rispetto alle 650 t/anno della configurazione attuale.

Dopo il recupero termico i fumi saranno rilasciati in atmosfera attraverso i sei camini già esistenti (**E5 – IGE ÷ E10 – IGE**).

Il sistema di abbattimento delle emissioni su ogni motore sarà sempre costituito da 5 stadi catalitici di cui 4 relativi al DeNOx SCR e uno di ossidazione. Come unica modifica rispetto allo stato attuale, si prevede la sostituzione del catalizzatore ossidante di tipo ceramico, con un catalizzatore ossidante anche di tipo metallico, che garantisce prestazioni migliori.

Come per BL1, i limiti e la frequenza di monitoraggio per gli inquinanti nelle emissioni proposti, 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.

Lungo le tubazioni dei fumi a valle di ogni motogeneratore (prima del sistema di trattamento delle emissioni e prima della caldaia di recupero), saranno inseriti due dischi di rottura come dispositivi di sicurezza.

Infine è 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 del progetto).

Si prevede una riduzione dei consumi idrici di tipo industriale (produzione di vapore, raffreddamento, ecc..) dovuto al minor consumo di urea in soluzione al 40% e al minor numero di ore di esercizio. Dai circa 120.000 m<sup>3</sup>/anno, si prevede un consumo di circa 50.500 m<sup>3</sup>/anno.

I principali rifiuti prodotti continueranno ad essere:

- ✓ **Catalizzatori esauriti (EER 160803)** del sistema di abbattimento delle emissioni in atmosfera;
- ✓ **Acqua di lavaggio degli scambiatori della cogenerazione (codice EER 161002);**
- ✓ **Emulsioni (EER 130802).**

Gli scarichi di acque reflue, invariati rispetto allo stato attuale, sono di due tipologie:

- reflui assimilabili ai domestici con scarico **SF2-IGE** (nel quale confluiscono anche i reflui assimilabili ai domestici di BS1 e BL1);
- ✓ reflui industriali con scarico **SF1-IGE** (nel quale attualmente confluiscono anche i reflui industriali della Centrale BS1), costituiti dallo scarto dell’impianto di produzione di acqua osmotizzata e demineralizzata e dallo spurgo dei circuiti termici, quando non riutilizzati.

Si prevede una minima riduzione del volume complessivo di scarico, dagli attuali 51.000 m<sup>3</sup>/anno a 25.000 m<sup>3</sup>/anno, dovuta al minor consumo di acqua osmotizzata e al minor numero di ore di esercizio.

Non è prevista alcuna modifica nella gestione delle acque meteoriche

Le sorgenti di rumore saranno le medesime dello stato attuale. Per la verifica del rispetto dei limiti previsti in AIA n.323/2022 (70 dB(A) per le zone esclusivamente industriali), è stato effettuato 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.

Le sorgenti di rumore saranno le stesse dello stato attuale.

Come dichiarato dal costruttore, il livello di rumorosità delle varie componenti del motogeneratore sono le medesime sia per lo stato attuale che per lo stato di progetto, pertanto le rilevazioni fonometriche effettuate per lo stato attuale risultano analoghe anche per la configurazione di progetto. Da tali rilevazioni si evince il rispetto del limite massimo previsto per le zone esclusivamente industriali pari a 70 dB(A), ai sensi di quanto previsto dall'art. 6 del DPCM 01/03/91 (*Limiti massimi di esposizione al rumore negli ambienti abitativi e nell'ambiente esterno*), così come autorizzato con AIA n. 323/2022.

### 7.3 RETE DI DISTRIBUZIONE GAS METANO

A servizio dello stabilimento vi è una rete di distribuzione gas metano collegata direttamente alla rete SNAM. Al fine di consentire l'aumento della portata oraria dagli attuali 24.000 m<sup>3</sup>/h (576.000 m<sup>3</sup>/giorno) a circa 32.000 m<sup>3</sup>/h (750.000 m<sup>3</sup>/giorno) la cabina di decompressione sarà interessata da lavori di adeguamento. Sarà anche realizzata una nuova linea interna allo stabilimento di adduzione del gas metano, da ubicare sul pipe rack esistente, dedicata all'alimentazione delle centrali BL1 e BL2.

### 7.4 FASE DI CANTIERE

Sinteticamente i lavori necessari alla conversione a gas delle centrali BL1 e BL2 saranno:

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

## **SOSTITUZIONE DEI GRUPPI MOTO-GENERATORI**

Per entrambe le Centrali, come prima operazione verranno rimosse le strutture modulari da un lato dell'edificio in cui sono installati i motori, effettuando tagli con mezzi idonei (ad es. sega circolare ad acqua) per evitare dispersioni di polveri. Dopo aver smontato tutti i giunti di collegamento tra i motori e le altre componenti, tramite martinetti idraulici i motori verranno sollevati dal loro basamento e posizionati su rimorchio con ruote.

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.

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.

## **ADEGUAMENTO DELLA RETE GAS INTERNA**

L'infrastruttura di stabilimento è dotata di pipe rack (struttura reticolare di sostegno per le tubazioni), di lunghezza pari a 750 m, utile per il trasferimento dei vari vettori energetici (gas, vapore, acqua, ecc.), necessari per l'alimentazione e l'esercizio degli impianti presenti all'interno dello stabilimento. Tale struttura, avendo a disposizione ulteriori postazioni, è idonea a sostenere la nuova tubazione, parallela a quella esistente di alimentazione del metano ai surriscaldatori.

## **ADEGUAMENTO DELLA CABINA DI RICEZIONE GAS**

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 dell'area di Casa Olearia Italiana SpA. Attualmente la cabina ha una trasportabilità di metano pari a 24.000 m<sup>3</sup>/h (576.000 m<sup>3</sup>/giorno).

Ital Green Energy srl ha chiesto a Casa Olearia Italiana spa un aumento della capacità di gas trasportabile dalla cabina fino a circa 32.000 m<sup>3</sup>/h (750.000 m<sup>3</sup>/giorno). Casa Olearia Italiana S.p.A., a sua volta ha chiesto a SNAM, per il tramite di E.N.I. S.p.A, la possibilità di tale aumento ricevendo riscontro positivo, previo adeguamento della cabina di decompressione.

### **7.5 CONFRONTO TRA STATO AUTORIZZATO E STATO DI PROGETTO**

Di seguito si riporta schematicamente un confronto tra le caratteristiche più significative di BL1 e BL2 nella configurazione autorizzata (AIA D.D. 323/2022) e di progetto, alla massima capacità produttiva, ossia per un funzionamento di 3.000 ore/anno.

- ✓ **Potenza termica installata totale** di BL1 e BL2 (con turbina da ciclo combinato): aumento del 1%, passando da 297 MWt a 300,4 MWt complessivi;
- ✓ **Produzione elettrica complessiva lorda** di BL1+BL2: riduzione del -67%, da 1.221.200 MWe a 402.300 MWe;
- ✓ **Consumo di metano complessivo** di BL1+BL2: aumento dagli attuali 10.000.000 SNm<sup>3</sup>/anno a 84.500.000 SNm<sup>3</sup>/anno di progetto, con un annullamento totale dei consumi di bioliquidi.
- ✓ **Efficienza energetica:** aumento del +4% per BL1 e del +3% per BL2;
- ✓ **Consumo di urea:** riduzione del 96% per BL1 passando da 2.800 t/anno a 108 t/anno; riduzione del 94% per BL2 passando da 7.355 t/anno a 450 t/anno;
- ✓ **Consumo di olio lubrificante:** riduzione del 68% per BL1 passando da 110 t/anno a 35 t/anno; riduzione del 74% per BL2 passando da 650 t/anno a 170 t/anno;
- ✓ **Consumi idrici di acqua osmotizzata** da Casa Olearia Italiana per BL1: invariati;
- ✓ **Consumi idrici da AQP per usi industriali** per BL2: riduzione del 58%, passando da 120.000 m<sup>3</sup>/anno a 50.500 m<sup>3</sup>/anno
- ✓ **Scarichi idrici acque industriali (BL1, BL2 e BS1):** minima riduzione del 51%, passando da 51.000 m<sup>3</sup>/anno a 25.000 m<sup>3</sup>/anno
- ✓ **Emissioni in atmosfera complessive:** generale riduzione delle ricadute al suolo e riduzione delle emissioni climalteranti nonostante il passaggio da fonte rinnovabile a fonte fossile;
- ✓ **Emissioni acustiche:** invariate.

## 8. INTERAZIONE OPERA – AMBIENTE E MITIGAZIONI

Si riporta di seguito una sintesi della valutazione delle interazioni opera-ambiente previste con la realizzazione delle opere in progetto.

I fattori ambientali considerati sono: Atmosfera; Geologia; Acque; Biodiversità; Suolo, uso del suolo e patrimonio agroalimentare; Sistema paesaggistico; Popolazione e salute umana.

Gli agenti fisici considerati sono: Rumore e vibrazioni; Radiazioni ionizzanti.

### 8.1 ATMOSFERA: ARIA E CLIMA

#### FASE DI CANTIERE

Trattandosi di lavori di adeguamento di impianti esistenti, situati all'interno di un insediamento industriale, essi sono già dotati di tutte le strutture, opere e servizi funzionali all'esercizio. Pertanto i lavori non comporteranno nuove opere edilizie, demolizione di opere esistenti e realizzazione di scavi e riporti. Le emissioni di polveri dovute alla rimozione dei pannelli modulari dai capannoni di BL1 e di BL2 possono essere considerate trascurabili, anche grazie alle modalità operative che saranno utilizzate.

Le emissioni di polveri derivanti dai mezzi di trasporto in fase di cantiere risultano trascurabili. Tutte le operazioni saranno svolte all'interno dello stabilimento industriale e su pavimentazione impermeabilizzata. Il traffico veicolare non interesserà la viabilità urbana, fatta ovviamente eccezione per l'arrivo dei nuovi macchinari.

#### FASE DI ESERCIZIO

**È prevista una notevole riduzione delle emissioni in atmosfera derivanti da traffico veicolare** la fornitura del combustibile non avverrà su ruota, come nello stato attuale. Il metano sarà prelevato tramite tubazione dalla rete SNAM.

Per quanto riguarda **le emissioni derivanti dai processi produttivi**, è stato effettuato uno studio previsionale delle ricadute al suolo mediante modellazione con software *CALPUFF View Version 3 (Lakes Environmental)*. Lo studio ha mostrato che, pur avendo considerato le condizioni più gravose in termini di assetto emissivo dello stabilimento, corrispondenti al massimo impatto potenziale, sia per lo stato autorizzato che per quello di progetto, **il contributo all'inquinamento dell'aria risulta minimale rispetto agli standard di qualità previsti dal D.Lgs. 155/2010.**

Inoltre si rileva una **generale riduzione delle ricadute al suolo nel passaggio dall'assetto attuale all'assetto futuro.** Tale miglioramento è ancor più marcando considerato il fatto che è previsto un funzionamento massimo di 3.000 ore/anno per motore.

Inoltre, in relazione alle emissioni climalteranti, come dimostrato nel documento "Valutazione delle emissioni di CO<sub>2</sub> negli assetti ante e post operam", nonostante il passaggio da fonte rinnovabile a fonte fossile, grazie al funzionamento massimo di 3.000 ore/anno per motore, **si ha una riduzione del CO<sub>2</sub> equivalente**, quantificata in una mancata emissione di 55.968 ton/anno rispetto allo stato attualmente autorizzato.

## 8.2 GEOLOGIA, SUOLO E SOTTOSUOLO

### FASE DI CANTIERE

Non sono previste opere di sbancamento e movimentazione terra e l'area interessata dagli interventi è dotata di pavimentazione impermeabilizzata con raccolta e gestione delle acque meteoriche. I potenziali impatti sono nulli.

### FASE DI ESERCIZIO

L'installazione dei nuovi impianti non produrrà alcuna variazione rispetto all'attualità. I potenziali impatti sono nulli.

## 8.3 ACQUE

Lo sversamento accidentale di liquidi non è ipotizzabile in quanto non saranno utilizzati liquidi. L'area è comunque già impermeabilizzata e dotata di sistema di raccolta delle acque meteoriche. Lo scarico dei reflui civili e industriali avviene in fogna pubblica gestita da AQP.

Le acque meteoriche trattate, invece, vengono inviate al Consorzio Ecoacque per essere riutilizzate all'interno dello stabilimento. Solo in caso di impossibilità di riutilizzo, è autorizzato lo scarico delle acque di seconda pioggia trattate nei primi strati del sottosuolo mediante pozzi disperdenti. **Ad oggi, comunque, le acque meteoriche sono state sempre riutilizzate.**

Come da PMC attualmente in vigore, IGE ha predisposto un piano di ispezioni e manutenzioni delle condotte fognarie presenti presso lo stabilimento, al fine di evitare ogni inconveniente.

Si ritengono quindi **minimizzati i potenziali impatti.**

## 8.4 BIODIVERSITÀ

Sulla base di quanto previsto dal progetto, è possibile individuare i seguenti impatti potenziali:

- Disturbo indotto dal traffico veicolare.
- Disturbo indotto dalle perturbazioni sonore.

### FASE DI CANTIERE

Si prevede un modesto incremento del traffico veicolare dovuto al trasporto materiali e alla movimentazione dei mezzi di cantiere, che interesserà le superfici interne dell'area industriale e parte della viabilità esterna. Considerando la distribuzione e la modesta entità dei lavori, **l'impatto atteso sulla componente biosfera può essere considerato trascurabile e completamente reversibile al termine dei lavori.**

#### FASE DI ESERCIZIO

Le emissioni saranno riconducibili al traffico veicolare relativo ai mezzi di manutenzione ordinaria e alla fornitura di chemicals. **È previsto una notevole riduzione di emissioni derivanti da traffico veicolare per il trasporto della materia prima, in quanto non ci saranno più mezzi in entrate ed uscita per la fornitura di bioliquidi. Il combustibile dei nuovi motori sarà il gas naturale prelevato direttamente dalla SNAM mediante tramite rete esistente. L'impatto sulla componente durante la fase di esercizio (traffico) può considerarsi trascurabile e non sono ipotizzabili impatti sulla vegetazione locale.**

Per quanto riguarda le emissioni in atmosfera **si rileva una generale riduzione delle ricadute al suolo nel passaggio dall'assetto attuale all'assetto futuro.**

### **8.5 USO DEL SUOLO E PATRIMONIO AGROALIMENTARE**

Le attività in progetto e quelle temporanee di cantiere interesseranno esclusivamente le aree interne alla proprietà del Gruppo Marseglia nella zona industriale di Monopoli. L'eventuale occupazione temporanea di suolo riguarderà quindi esclusivamente superfici già ad uso industriale dotate di pavimentazione industriale e impermeabilizzate.

Le attività previste non determineranno variazioni dell'uso del suolo.

**Pertanto, si ritiene che l'impatto sul fattore ambientale sia nullo.**

### **8.6 SISTEMA PAESAGGISTICO**

#### FASE DI CANTIERE

**Gli impatti in fase di cantiere si possono ritenere trascurabili** anche in conseguenza della limitata durata nel tempo.

#### FASE DI ESERCIZIO

Il progetto non comporta alcuna alterazione delle caratteristiche fisiche e strutturali del paesaggio e non risulta essere in conflitto con gli elementi testimoniali storico-culturali ed identitari. Gli interventi **non determinano un declassamento della sensibilità paesaggistica né un cambiamento**



**di tendenza** rispetto a quanto pianificato e realizzato nei periodi recenti in questa parte del territorio comunale.

A tal riguardo si precisa che il **MIBACT**, nell'ambito del procedimento di assoggettabilità a VIA a cui precedentemente è stato sottoposto il progetto in esame, con **nota prot. 4169 del 03/02/2020** ha concluso che l'opera **non è assoggettabile a VIA**.

## **8.7 POPOLAZIONE E SALUTE UMANA**

### FASE DI CANTIERE

**Gli impatti si ritengono trascurabili, di carattere temporaneo e reversibile**, causati dalla eventuale produzione di polveri per la rimozione di una parte modulare dei capannoni di BL1 e di BL2 e di gas di scarico dei mezzi di trasporto e montaggio delle attrezzature.

### FASE DI ESERCIZIO

Per la fase di esercizio è stata effettuata la Valutazione degli impatti sanitari associati al progetto in esame, considerando Assessment tossicologico epidemiologico.

Dai risultati ottenuti è emerso che, in tutta l'area di interesse, **il rischio tossico è accettabile, sia in termini di singola sostanza che di indice cumulato e che gli eventi sanitari attribuibili (casi attribuibili) alle attività in progetto risultano in diminuzione rispetto alla situazione attuale. Tale miglioramento è ancor più marcando considerato il fatto che è previsto un funzionamento massimo di 3.000 ore/anno per motore.**

Pertanto, in base alle stime, **ci si aspetta che l'impianto nella sua configurazione futura abbia un impatto sulla salute umana inferiore rispetto a quello stimato per la configurazione autorizzata.**

## **8.8 RUMORE E VIBRAZIONI**

### FASE DI CANTIERE

Gli interventi previsti consistono essenzialmente nell'apertura di un varco nei capannoni contenenti gli impianti di BL1 e BL2 (mediante rimozione di parte della struttura modulare), con conseguente accumulo di materiali, sistemazione dell'area, smontaggio dei gruppi motori e installazione dei nuovi motori a gas, ripristino delle strutture modulari di cemento armato precompresso aventi le stesse caratteristiche di quelli eliminati.

Nelle fasi realizzative delle diverse sezioni impiantistiche è probabile l'incremento del livello di rumore durante le ore diurne, dovuto sia alle fasi di realizzazione che al flusso veicolare. I mezzi impiegati saranno prevalentemente autocarri per la movimentazione dei materiali e gru semoventi.

Dal punto di vista normativo l'attività di cantiere per la realizzazione delle opere oggetto di questo studio può essere inquadrata e assimilata come *attività rumorosa temporanea*. Infatti si prevede che le attività lavorative di cantiere dureranno mediamente 3 mesi per ogni sostituzione e inoltre si prevede una durata di circa 2 giornate con turni di 8 ore di lavoro per le operazioni di rimozione della struttura in calcestruzzo del capannone e successivo ripristino.

Le attività lavorative non genereranno alcun tipo di vibrazione sulla struttura, dato che non verranno utilizzate attrezzature particolari, e la struttura non verrà in alcun modo sollecitata. Gli operai lavoreranno su autogrù desolarizzate con il pavimento.

Per maggiori approfondimenti si rimanda alla Studio Previsionale di Impatto Acustico allegato.

#### FASE DI ESERCIZIO

Durante la normale fase di esercizio dei nuovi impianti, come per lo stato attuale, sarà rispettato il limite massimo previsto per le zone esclusivamente industriali pari a 70 dB(A), ai sensi dell'art. 6 del DPCM 01/03/91 (*Limiti massimi di esposizione al rumore negli ambienti abitativi e nell'ambiente esterno*).

Infatti, come dichiarato dal costruttore dei motogeneratori, il livello di rumorosità delle nuove componenti da installare, sarà lo stesso di quelle allo stato attuale.

### **8.9 CAMPI ELETTROMAGNETICI**

#### FASE DI CANTIERE

Le uniche sorgenti di campi elettromagnetici introdotte durante l'attività in progetto potrebbero essere le apparecchiature ad alimentazione elettrica e i collegamenti a media tensione necessari al loro funzionamento, fermo restando che le attività saranno svolte all'interno dell'area di impianto di IGE, dove ovviamente è già disponibile energia elettrica di rete.

In ogni caso, i campi prodotti saranno temporanei e interesseranno esclusivamente gli addetti alle aree di cantiere: in questo senso sarà comunque garantito il rispetto della sicurezza nei posti di lavoro (D.Lgs. 81/2008 e s.m.i.).

#### FASE DI ESERCIZIO

La modifica in progetto non produrrà cambiamenti significativi rispetto all'attualità, in quanto l'unica fondamentale differenza sarà la sostituzione del combustibile, ossia gas naturale invece che biomasse liquide.

Considerando i livelli emissivi in termine di Campi Elettromagnetici indotti dalle nuove sorgenti, le aree impattate e la distanza dai ricettori residenziali si perviene ad un **livello di impatto invariato rispetto alla condizione attuale autorizzata.**

## 9. COMPENSAZIONI

Tra i requisiti di ammissione richiesti per la partecipazione al Capacity Market, per impianti che utilizzano combustibili fossili, vi è il rispetto di un limite di emissione di CO<sub>2</sub>.

A tal proposito si può far riferimento all'Attuazione della direttiva 2003/87/CE, che istituisce un sistema per lo scambio di quote di emissioni dei gas a effetto serra nella Comunità Europea- **Direttiva "Emission Trading"**<sup>3</sup>, come aggiornata con la DIRETTIVA ETS 2018/410/UE per il periodo (2021 – 2030)<sup>4</sup>.

Le imprese europee rientranti nel campo di applicazione della Direttiva hanno l'obbligo del calcolo delle emissioni di CO<sub>2</sub> e della loro rendicontazione annuale. Nell'Allegato IV della Direttiva 2003/87/CE è indicata la formula per il calcolo delle emissioni:

*"Dati relativi all'attività x fattore di emissione x fattore di ossidazione"*

**Il fattore di emissione da considerare varia ogni anno in base a dati forniti da Ministero della Transizione Ecologica** (Fonte ISPRA). Al momento dell'elaborazione di questo Studio, il valore di riferimento per impianti che utilizzano come combustibile il gas naturale è di 1,984 tCO<sub>2</sub>/(1000 Sm<sup>3</sup>). Mentre il fattore di ossidazione è pari a 1.

Anche il prezzo del CO<sub>2</sub> sul mercato delle *Emission Trading* varia annualmente in funzione dell'andamento del mercato, al momento dell'elaborazione di questo studio il prezzo è di 86 €/t di CO<sub>2</sub> emessa.

L'autorità nazionale competente a cui viene pagata la quota di CO<sub>2</sub> equivalente è il Ministero della Transizione Ecologica.

---

<sup>3</sup> <https://www.minambiente.it/pagina/direttiva-emission-trading>

<sup>4</sup> <https://www.minambiente.it/pagina/la-nuova-direttiva-ets-2018410ue-emission-trading-system-nel-periodo-2021-2030>

## 10. PIANO DI MONITORAGGIO AMBIENTALE

Nell'AIA 323/2022, con la quale si autorizza l'attività di IGE Srl, è già presente un Piano di Monitoraggio e Controllo (PMC) che ha la finalità di verificare la conformità dell'esercizio dell'Impianto alle condizioni prescritte nella stessa AIA.

La realizzazione della conversione comporterà un aggiornamento del Piano di Monitoraggio in essere, principalmente in riferimento a:

- Emissioni gassose: cambieranno gli inquinanti da monitorare e i relativi limiti emissivi;
- Combustibili utilizzati: gas naturale prelevato da rete in sostituzione dei bioliquidi;
- Consumi di chemicals, energia, e acqua.

Il Piano di Monitoraggio e Controllo costituirà quindi un valido strumento per verificare che le interazioni e gli impatti siano corrispondenti a quelli identificati e valutati nel presente Studio di Impatto Ambientale.

La proposta di aggiornamento del PMC è stata trasmessa al Ministero della Transizione Ecologica nell'ambito della procedura di modifica sostanziale dell'AIA n.331/2016 relativa la "*Progetto di conversione a gas naturale degli impianti di produzione di energia elettrica di Ital Green Energy srl*" presentata in data 07/04/2020. Il procedimento, avente ID 629/10688, è stato avviato con nota MATTM n.31537 del 05/05/2020.

Ad ogni buon conto, per quanto riguarda invece il **Piano di Monitoraggio Ambientale** relativo al monitoraggio degli impatti potenziali individuati nel presente documento, si rimanda al PMA allegato al SIA, dove sono descritte le attività da svolgere per il monitoraggio in fase di cantiere e di esercizio.

## 11. CONCLUSIONI

Lo Studio di Impatto Ambientale, redatto in conformità a quanto stabilito dalla normativa comunitaria, nazionale e regionale in materia di Valutazione di Impatto Ambientale, fornisce ogni informazione utile sulle possibili interferenze con le componenti ambientali delle attività di cantiere e di esercizio correlate alla realizzazione del progetto proposto, denominato “Progetto per conversione a gas dell’impianto di produzione di energia elettrica della Italgas Energy srl”.

Il progetto **si inserisce nella politica del *Capacity Market*, approvata nel giugno 2019 con decreto ministeriale del Ministero dello Sviluppo Economico**, e prevede la sostituzione dei motogeneratori delle centrali BL1 e BL2, attualmente alimentati a bioliquidi, con motogeneratori alimentati a gas metano.

Il criterio guida del progetto è di preservare il più possibile la struttura impiantistica esistente e riutilizzare tutti gli impianti ausiliari presenti nel sito.

Ad esclusione del tipo di combustibile utilizzato, per entrambe le centrali il ciclo di produttivo rimarrà sostanzialmente invariato rispetto all’autorizzato. I nuovi motori alimentati a metano, avendo dimensioni e pesi paragonabili a quelli attualmente in esercizio, verranno posizionati sui basamenti esistenti i lavori non comporteranno la realizzazione di nuove opere edilizie, la demolizione di opere esistenti o la realizzazione di scavi e riporti.

Non saranno necessari espropri, non sarà necessario eseguire lavori esterni per la fornitura di metano. Le uniche opere relative al gas metano saranno eseguite all’interno dell’area di Proprietà del Gruppo Marseglia, per l’upgrade della cabina metano e per l’aggiunta di una nuova linea di distribuzione, da posizionare nell’esistente pipe rack parallelamente alla rete di distribuzione attuale. Non sarà, inoltre, necessario eseguire interventi sulla linea elettrica in quanto la IGE dispone già di una cabina elettrica di trasformazione del tipo entra-esce allacciata alla linea TERNA da 150 kV e perché la potenza elettrica di progetto generata e immessa in rete sarà paragonabile a quella già prodotta dalle centrali esistenti.

Il trasporto dei nuovi motori e componenti ausiliari avverrà via mare direttamente al porto di Monopoli e successivamente, per un breve tratto, su strada.

A fronte dell’incremento di solo l’1,1% della potenza termica autorizzata (passando da 297 Mwt a 300,43 Mwt), con i nuovi impianti sarà incrementata l’efficienza energetica e ambientale, in particolare:

- aumento del rendimento elettrico netto rispetto alla configurazione all’attuale, passando dal

42% al 46% per BL1 e dal 44% al 47% per BL2, con conseguente aumento del 3,6% della produzione di energia elettrica;

- raggiungimento degli obiettivi del PEAR a garanzia dell'efficienza e della flessibilità energetica richiesta da programma del Capacity Market;
- riduzione fino al 96 % del consumo di urea e del 74 % di olio lubrificante;
- riduzione del prelievo da acquedotto del 58%;
- riduzione delle emissioni in atmosfera in termini di NO<sub>x</sub>, NH<sub>3</sub>, polveri e SO<sub>2</sub>;
- Riduzione delle emissioni climalteranti, nonostante il passaggio da fonti rinnovabili a fonti fossili quantificata in una mancata emissione di circa 55.968 ton/anno di CO<sub>2</sub>. Ciò in considerazione del fatto che il progetto prevede un funzionamento massimo 3.000 ore/anno per motore, necessarie a sopperire, a livello nazionale, al calo di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili per loro natura non programmabili e discontinue.

Dalla disamina degli strumenti di programmazione e pianificazione nonché dall'analisi del regime vincolistico del sito, risulta l'assenza di evidenti elementi ostativi alla realizzazione del progetto e una sostanziale compatibilità con gli indirizzi e gli obiettivi definiti da tali strumenti.

Non sono state individuate criticità relative ai vincoli territoriali, ambientali e paesaggistici derivanti dalla normativa comunitaria, nazionale, regionale, di bacino e locale insistenti sul territorio, considerando anche che nell'area in esame non sono presenti siti appartenenti alla Rete Natura 2000.

Le analisi dei potenziali impatti sono state effettuate per la fase di cantiere e di esercizio. Per la fase di cantiere le principali interferenze potenziali sull'ambiente sono legate alle emissioni in atmosfera e rumore dei mezzi. Trattasi di potenziali impatti di carattere temporaneo e di trascurabile o bassa entità, circoscritti alle immediate vicinanze dell'area interessata dal progetto. Per quanto riguarda la fase di esercizio, le interferenze saranno nulle relativamente a tutti i fattori ambientali, in quanto non ci sono differenze sostanziali rispetto alla configurazione autorizzata, se non un miglioramento quali-quantitativo delle emissioni in atmosfera. Non solo si avrà una diminuzione delle emissioni massiche e delle ricadute di ossidi di azoto, ma anche una riduzione praticamente a zero di polveri e ossidi di zolfo. Per contro si avrà emissione di formaldeide, metano ed ammoniacca, che sono tipici degli impianti alimentati a gas naturale.

Le analisi condotte permettono di concludere, quindi, che il progetto in esame non determinerà ricadute negative significative sull'ambiente circostante e anzi contribuirà a un miglioramento rispetto allo stato attuale in termini di efficienza energetica, emissioni e consumo di chemicals. Il progetto darà anche un nuovo sviluppo all'attività locale, creando ricadute occupazionali positive nella fase di realizzazione, oltre che sul lungo periodo in fase di esercizio.

In conclusione, la scrivente è del parere che **i risultati mostrano la compatibilità del progetto con i fattori ambientali e gli agenti fisici analizzati.**