

# POWERFLOR SRL

Sede legale e operativa:  
C.da Ciardone - SP 55 Molfetta-Bitonto Km 2+430 - 70056 - Molfetta (BA)

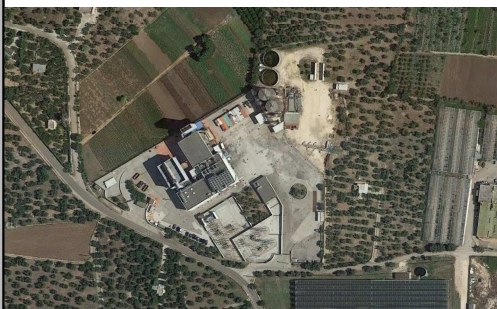
Sede amministrativa:  
via Baione, 200 - 70043 - Monopoli (BA)

## Progetto di conversione a gas naturale dell'Impianto di Produzione di Energia Elettrica di Powerflor S.r.l. di Molfetta (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

**POWERFLOR s.r.l.**

Cap. Soc. Euro 900.000,00 i.v.  
Sede Leg.: C.da Ciardone S.P. 55 Molfetta-Bitonto Km. 2+430  
70056 MOLFETTA (BA)  
Sede Amp.va: Via Baione, 200 - 70043 MONOPOLI (BA)  
C.F./P.IVA: 05885570720 - Num. REA BA 447564

ELABORATO	DATA	SCALA	ALLEGATO
Sintesi non tecnica	09/2021		

AGGIORNAMENTO	DATA	DESCRIZIONE

## INDICE

<b>1.</b>	<b>INTRODUZIONE .....</b>	<b>3</b>
<b>2.</b>	<b>MOTIVAZIONI DELL'INTERVENTO.....</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.....	9
4.3	PIANI TERRITORIALI, VINCOLI E TUTELE .....	10
<b>5.</b>	<b>STATO ATTUALE .....</b>	<b>12</b>
5.1	DESCRIZIONE DELL'OPIFICIO .....	13
5.2	GENERATORI E CAPACITÀ PRODUTTIVA .....	13
5.3	EMISSIONI IN ATMOSFERA .....	14
5.4	CONSUMO DI OLI VEGETALI.....	14
5.5	CONSUMI IDRICI.....	14
5.6	SCARICHI ACQUE REFLUE .....	15
5.7	GESTIONE ACQUE METEORICHE .....	15
5.8	RETE DI DISTRIBUZIONE GAS METANO .....	16
<b>6.</b>	<b>ANALISI DELLA COMPATIBILITÀ DELL'OPERA IN PROGETTO.....</b>	<b>17</b>
6.1	RAGIONEVOLI ALTERNATIVE.....	17
6.2	DESCRIZIONE DEL PROGETTO (QUADRO DI RIFERIMENTO PROGETTUALE) .....	18
6.2.1	Prestazioni impianto e Flussi in ingresso e uscita .....	18
6.2.2	Emissioni in atmosfera.....	20
6.2.3	Rete di distribuzione gas metano .....	21
6.2.4	Fase di cantiere .....	21
6.3	CONFRONTO TRA STATO AUTORIZZATO E STATO DI PROGETTO .....	21
6.4	INTERAZIONE OPERA – AMBIENTE (QUADRO DI RIFERIMENTO AMBIENTALE) .....	22
6.4.1	Atmosfera: aria e clima .....	22

6.4.2	Geologia, suolo e sottosuolo .....	23
6.4.3	Acque .....	23
6.4.4	Biodiversità .....	23
6.4.5	Uso del suolo e patrimonio agroalimentare.....	24
6.4.6	Sistema paesaggistico .....	24
6.4.7	Popolazione e salute umana .....	24
6.4.8	Rumore e vibrazioni.....	25
6.4.9	Campi elettromagnetici .....	25
<b>7.</b>	<b>COMPENSAZIONI.....</b>	<b>27</b>
<b>8.</b>	<b>PIANO DI MONITORAGGIO AMBIENTALE .....</b>	<b>28</b>
<b>9.</b>	<b>CONCLUSIONI.....</b>	<b>29</b>

## 1. INTRODUZIONE

Il presente procedimento di Valutazione di Impatto Ambientale, relativo alla **conversione a gas naturale dell'impianto di produzione di energia elettrica della società "Powerflor Srl"**, fa parte dell'endoprocedimento di Autorizzazione Unica ai sensi del D. Lgs. n. 112 del 31/03/1998 già avviato presso la Città Metropolitana di Bari in data 04/10/2019. Inizialmente il progetto è stato sottoposto al procedimento di assoggettabilità a VIA, ma con DM n.54 del 23/02/2021, Il Ministero ha ritenuto che il progetto fosse da sottoporre a procedimento di VIA.

L'impianto attualmente è alimentato a oli vegetali ed autorizzato con Autorizzazione Unica Regionale, ex D. Lgs. 387/2002, di cui al D.D. n. 1379 del 29 settembre 2006 e s.m.i. non sostanziali, afferenti variazioni di layout e degli impianti di servizio alla centrale (D.D. n. 192 del 21 febbraio 2008, DD n. 283 del 02 dicembre 2010).

Powerflor Srl, società del Gruppo Marseglia, gestisce una centrale termoelettrica per la produzione di energia elettrica in agro di Molfetta.

La centrale, costituita da due motogeneratori alimentata a biomasse liquide è stata autorizzata ex D. Lgs. 387/2002 con D.D. n. 1379 del 29 settembre 2006, e successive modifiche non sostanziali con D.D. n. 192 del 21 febbraio 2008 e DD n. 283 del 02 dicembre 2010.

Con Determina Dirigente Settore Ecologia della Regione Puglia 20 marzo 2006, n.145 l'impianto è **stato escluso dall'applicazione delle procedure di VIA.**

Oggetto del presente Studio di Impatto Ambientale è il **progetto di conversione a gas metano della centrale mediante sostituzione dei motogeneratori esistenti alimentati a biomasse liquide. La potenza complessiva passerà a 85,9 MWt, corrispondenti a 50,068 MWe di targa e 41,000 MWe effettivi.**

La presente Istanza di Valutazione di Impatto Ambientale per la conversione a metano della centrale consegue al DM 54 del 23 febbraio 2021, con il quale per il progetto è stato deliberato l'assoggettamento 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 ai sensi del D.Lgs. n. 112 del 31/03/1998 già avviato presso la Città Metropolitana di Bari in data 04/10/2019.

Nello Studio di Impatto Ambientale 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.

Il progetto di conversione a gas 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 e creare una disponibilità di generazione tale da soddisfare strutturalmente i consumi attesi di energia elettrica, più i margini di riserva di potenza necessari a rispettare prefissati livelli.

Grazie a questa iniziativa, annualmente TERNA indice un'asta 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. I partecipanti indicano la potenza che possono annualmente mettere a disposizione e il relativo costo. In questo modo si può sopperire a eventuali necessità dovute, ad esempio, alla non programmabilità dell'energia da fonte rinnovabile.

Powerflor srl ha partecipato all'asta del 2023 per capacità nuova non autorizzata, relativa al quindicennio 2023 -2037, aggiudicandosela per 32 MW.

**La sostituzione dei 2 motori di Powerflor avverrà in un unico step.** Fino alla data di fermo previsto per l'inizio della fase di cantiere i motori restano autorizzati secondo la configurazione attuale e potranno essere alimentati con oli vegetali.

I nuovi motori endotermici a gas naturale e annesse componenti ausiliarie che Powerflor intende installare, avendo dimensioni e pesi paragonabili a quelli attualmente in esercizio, verranno posizionati sui basamenti esistenti dei due motori, già dotati di tutte le strutture, opere e servizi funzionali all'esercizio. La conversione 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.

Non sono neanche necessari interventi sulla linea elettrica, in quanto Powerflor dispone già di una cabina di trasformazione elettrica allacciata sulla linea TERNA, essendo la potenza elettrica di progetto che sarà immessa in rete paragonabile a quella attualmente prodotta con i motogeneratori alimentati a bioliquidi.

Il trasporto dei nuovi motori e componenti ausiliari avverrà via mare direttamente al porto di Molfetta e successivamente su strada.

Ad esclusione del tipo di combustibile utilizzato, **il ciclo di produttivo rimarrà sostanzialmente invariato rispetto all'autorizzato.**

## 2. MOTIVAZIONI DELL'INTERVENTO

La conversione a gas metano dei motogeneratori di POWERFLOR, 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 Powerflor 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), alla quale 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'impianto di "Powerflor Srl", è ubicato in un'ampia zona pianeggiante, a circa 3,5 km in linea d'aria dal centro abitato di Molfetta (in direzione S-SE) e a una quota topografica di circa 80 metri s.l.m. Come si deduce dal certificato di destinazione urbanistica, il territorio in cui ha sede il complesso impiantistico di Powerflor Srl ricade in un ambito del territorio comunale di Molfetta (BA), classificato come "Zone per attività produttive", ovvero in "Zona E – Aree produttive agricole".

Inoltre, l'area di Powerflor ricade nell'ambito del PPTR nelle aree di rispetto delle "Componenti culturali e insediative – Paesaggi rurali".



Figura 1: inquadramento territoriale



#### 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
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 I Capacity market, infatti: <ul style="list-style-type: none"> <li>• rappresenta uno strumento necessario a garantire il passaggio in sicurezza ad un sistema elettrico carbon-free;</li> <li>• gli impianti di generazione programmabile sono destinati a svolgere un ruolo prevalentemente nell'ambito dei servizi di rete;</li> </ul> Il progetto proposto da Powerflor rientra nell'ambito delle azioni necessarie a garantire sicurezza e flessibilità al sistema di produzione e distribuzione di energia elettrica.
Strategia Energetica Nazionale (SEN)	Gli impianti della Powerflor 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 (Pniec)	Gli impianti della Powerflor convertiti a metano, rientrano quindi 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>

PROGRAMMAZIONE	COERENZA
Decreto-legge 31 maggio 2021, n. 77	Nello specifico, <u>il progetto di conversione a gas metano della Powerflor</u> , rientrante nel Capacity Market, è riconducibile alla classificazione di cui al punto 1.1.2 dell'Allegato I- bis: 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 Risulta quindi evidente che gli impianti della Powerflor convertiti a metano, possono essere considerati <u>strategici a livello nazionale</u> .
Quadro strategico 2015-2018 dell'AEEG	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.
Pianificazione energetica regionale (PEAR)	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: <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, nell'ambito nell'iniziativa del **Capacity market**, 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
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

PIANIFICAZIONE	COERENZA
	emissioni di carbonio in tutti i settori.
<b>Programma operativo regionale</b> (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.
<b>Documento di Economia e Finanza Regionale</b> 2021-2023 (DEFR)	Il progetto rispetto agli assi di finanziamento determinati dal DEFR, 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.

Si fornisce nel seguito una sintesi delle valutazioni condotte nei paragrafi precedenti 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.

*Tabella 3: verifica della coerenza con la pianificazione territoriale*

PIANIFICAZIONE	COERENZA
PPTR - Struttura idrogeomorfologica	le attività previste non risulteranno in contrasto con gli obiettivi di qualità della componente.
PPTR - Struttura ecosistemica ed ambientale	le attività previste non risulteranno 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 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. Dall'analisi della cartografia risulta che l'impianto esistente oggetto di intervento ricade nell'ambito del PPTR nelle aree di rispetto delle "Componenti culturali e insediative – Paesaggi rurali" (co.3 dell'art.74 delle NTA del PPTR).
Piano nitrati	Il foglio catastale 36 (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

PIANIFICAZIONE	COERENZA
	sistema.
Piano di tutela delle acque	<p>L'attività di Powerflor 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.</p> <p>Invece, l'impianto ricade tra le aree vulnerabile alla contaminazione salina, tuttavia il progetto in esame non prevede l'apertura 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 Molfetta, la classificazione del 2006 fa ricadere il territorio comunale in Zona Sismica 3 (basso livello di pericolosità). Non è prevista la realizzazione di nuove opere edili.
Piano regionale dei trasporti	<p>L'impianto gode di un accesso sulla SP55 diretto che garantisce il raggiungimento dell'impianto dai veicoli di trasporto in modo fluido e sicuro lungo il collegamento Molfetta-Bitonto. L'accesso all'autostrada dista circa 8 km.</p> <p>Pertanto è evidente che il traffico in ingresso ed in uscita dall'impianto non interesserà il centro urbano di Molfetta e quindi in alcun modo costituirà un ulteriore elemento di pressione per i flussi di traffico cittadini.</p> <p>È inoltre importante sottolineare che con l'avvio del progetto (combustione di gas naturale direttamente fornito da rete SNAM in sostituzione delle biomasse liquide), si avrà una riduzione sostanziale del traffico indotto per l'approvvigionamento del combustibile.</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") nè nell'ambito delle altre tipologie di aree naturali protette.
Piano regionale di qualità dell'aria	Il comune di Molfetta è inserito fra i comuni della Zona A nei quali si rileva la preponderanza di emissioni da traffico autoveicolare.
Territori interessati dalla presenza di produzioni agricole di particolare qualità	L'impianto di Powerflor non rientra nella perimetrazione delle aree ad elevato rischio ambientale.
Piano regolatore generale comunale	Come si deduce dal certificato di destinazione urbanistica (Allegato 3), il territorio in cui ha sede il complesso impiantistico di Powerflor Srl ricade in un ambito del territorio comunale di Molfetta (BA), classificato come "Zone per attività produttive", ovvero in "Zona E – Aree produttive agricole".

## 5. STATO ATTUALE

La centrale di produzione di energia elettrica a ciclo combinato di Powerflor srl, sito in Molfetta (BA) - Contrada Ciardone S.P. 55 Molfetta - Bitonto, km 2+430, ha **potenza complessiva è di 39 MWe** ed è alimentata con biomasse liquide costituite da oli vegetali.



*Figura 2: localizzazione area Powerflor e punti di emissione*

Per quanto riguarda i titoli autorizzativi in corso di validità, l'impianto:

- ✓ è stato sottoposto a verifica di non assoggettabilità a VIA giusta Determina Dirigente Settore Ecologia della Regione Puglia 20 marzo 2006, n.145;
- ✓ è stato oggetto di parere favorevole alle emissioni in atmosfera con DD della Regione Puglia 10 aprile 2006, n.198;
- ✓ è stato autorizzato alla costruzione e all'esercizio con DD della Regione Puglia del 29 settembre 2006, n.1379. Rispetto all'originario provvedimento autorizzativo, con DD n. 192 del 21 febbraio 2008 e DD n. 283 del 2 dicembre 2010 sono state apportate alcune modifiche non sostanziali;
- ✓ è autorizzata allo scarico di acque reflue industriali nella rete fognaria gestita da Acquedotto Pugliese S.p.A. ex art.107 del D.Lgs. n.152/2006 e ss.mm.ii., giusta autorizzazione allo scarico n. 1331R/2021 del 04/01/2021.

## **5.1 DESCRIZIONE DELL'OPIFICIO**

Lo stabilimento è costituito dalle seguenti aree:

- **sala motori**, edificio costruito su di un livello con strutture modulari in cemento armato precompresso. I motori endotermici G1 e G2 sono installati su pavimento in cemento industriale, di spessore pari a circa 20 cm, conformato in modo da raccogliere eventuali rilasci all'interno di un pozzetto di accumulo pompagnato da un grigliato metallico. Sulla copertura superiore sono ubicate le unità di ventilazione per il raffreddamento.
- **tettoia caldaie**, realizzata con strutture modulari in cemento armato precompresso è costituita da una tettoia che ospita i sistemi di trattamento fumi (DeNOx SCR, Catalizzatore ossidativo), i surriscaldatori, i generatori di vapore surriscaldato, i sistemi di scambio termico e di produzione aria compressa;
- **sala turbina e uffici**, edificio costruito su due livelli con strutture modulari in cemento armato precompresso, a piano terra ospita la turbina a vapore - alternatore, la sala trasformatori per l'alimentazione dei servizi ausiliari della centrale e la sala quadri. Al piano primo ci sono gli uffici, la sala quadri, la sala di controllo, gli spogliatoi e i servizi igienici;
- **altri edifici e locali minori** fra i quali il locale trattamento acqua, l'officina, le cabine elettriche, un locale trasformatori, la guardiana, l'ufficio pesa a bilico, la tettoia trattamento combustibile, la tettoia per il carico e lo scarico, la tettoia per la dissoluzione dell'urea, la tettoia di protezione pompe e lo stoccaggio prodotti.

All'interno del sito vi è anche la sottostazione elettrica di connessione con la rete elettrica nazionale.

## **5.2 GENERATORI E CAPACITÀ PRODUTTIVA**

L'impianto è costituito da due motori endotermici, con accoppiati altrettanti generatori sincroni di energia elettrica, e un unico turboalternatore per la produzione di energia elettrica dal recupero di calore, da cui la qualifica di ciclo combinato.

La potenza nominale complessiva installata, come somma dei dati di targa dei motori e del turboalternatore è 47,352 MWe ma la potenza effettivamente erogabile dall'impianto nella reale configurazione è pari a circa 37,350 MWe.

L'energia elettrica netta prodotta dall'impianto alla tensione di 11 kV è immessa, dopo trasformazione sino a 150 kV, nella rete elettrica nazionale.

Gruppi Motogeneratori: I motori sono alimentati con biomasse liquide costituite da oli vegetali (tipologie di cui ai punti a) e b) dalla Sezione 4 dell'allegato X alla parte V del D.Lgs 152/06) ed ogni generatore sincrono, ad essi accoppiati, ha potenza nominale di 21.345 kVA e tensione di uscita di 11

kV.

Gruppo Turboalternatore: L'attribuzione della qualifica di ciclo combinato al processo produttivo dell'impianto Powerflor è dovuta all'ulteriore modalità di produzione di energia elettrica dal recupero termico del calore contenuto nei fumi di scarico, previo surriscaldamento, che attraversando un generatore di vapore a recupero trasformano acqua in esso presente in vapore che aziona una turbina accoppiata a un generatore sincrono di energia elettrica (ciclo Rankine a vapor d'acqua ad alta pressione), della potenza elettrica nominale pari a 13.200 kWe. In realtà, poiché la centrale è dotata di soli due motogeneratori, la potenza generata dal gruppo turboalternatore ha raggiunto valori massimi compresi fra 3.000 - 3.200 kWe.

### **5.3 EMISSIONI IN ATMOSFERA**

Ogni motore è equipaggiato con sistema di riduzione degli ossidi di azoto e di ossidazione dell'ossido di carbonio e degli eventuali composti organici incombusti. 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 due camini (ognuno a servizio di un motore) inglobati in un involucro metallici alto 30 m, identificati con la sigla **E1 e E2**. Le emissioni di ogni singolo motore sono caratterizzate da:

Le emissioni prodotte dell'esercizio dell'impianto sono quelle tipiche di motori endotermici a combustione interna alimentati a biomasse liquide, prive di quantità significative di composti dello zolfo.

Il sistema di abbattimento emissioni a corredo di ogni motogeneratore è costituito da cinque stadi catalitici di cui quattro **SCR** (Selective Catalytic Reduction) DeNOx, con aggiunta di urea in soluzione al 40% come agente riducente, e uno di ossidazione catalitica (**OXICAT** di tipo metallico).

È presente un generatore di vapore da 2,8 MWt a servizio di impianti ausiliari (produzione di urea), con punto di emissione denominato E3.

### **5.4 CONSUMO DI OLI VEGETALI**

A fronte di un utilizzo teorico dei n. 2 motori alla massima capacità produttiva di 8.600 ore/anno, è stimato un fabbisogno di olio vegetale di circa 63.500 t/anno.

### **5.5 CONSUMI IDRICI**

Al fine di ridurre i consumi di acqua per uso industriale, Powerflor ha fatto ricorso all'implementazione

di tecniche di raffreddamento ad aria.

La centrale si approvvigiona dalla rete idrica di Acquedotto Pugliese Spa. Attualmente il fabbisogno idrico è relativo ai consumi di tipo civile (spogliatoi e servizi igienici per il personale) e industriale (produzione di vapore, raffreddamento, produzione di acqua deionizzata, ecc.), per circa 36.100 m<sup>3</sup>/anno.

### **5.6 SCARICHI ACQUE REFLUE**

Gli scarichi idrici di acque reflue sono di due diverse tipologie:

- ✓ Scarico di reflui domestici (servizi igienici e degli spogliatoi), per circa 900 m<sup>3</sup>/anno.
- ✓ Scarico di reflui industriali pari a circa 23.000 m<sup>3</sup>/anno, costituito dallo spurgo dei circuiti termici e scarto dell'impianto ad osmosi inversa (per la preparazione di acqua deionizzata per produzione vapore da utilizzare nella turbina).

### **5.7 GESTIONE ACQUE METEORICHE**

La gestione delle acque meteoriche è svolta ai sensi del Regolamento della Regione Puglia n. 26 del 9 dicembre 2013 – “Disciplina delle acque meteoriche di dilavamento e di prima pioggia (attuazione dell’art. 113 del Dlgs n. 152/06 e ss.mm.ii.)”, in quanto lo stabilimento rientra nella fattispecie di cui alla lettera s, comma 2 dell’articolo 8.<sup>1</sup>

In base all’articolo 11 del sopraccitato Regolamento Regionale, ove tecnicamente possibile vi è l’obbligo di riutilizzo delle acque meteoriche di dilavamento, per far fronte alle necessità irrigue, industriali e agli altri usi consentiti. **Le acque meteoriche di Powerflor srl, dopo trattamento sono integralmente riutilizzate per usi industriali interni al sito, oppure in serre florovivaistiche tramite il Consorzio Water For Flower.**

L’intera area aziendale è impermeabile ed è dotata di una apposita rete di raccolta e convogliamento delle acque meteoriche appositamente dimensionata.

L’impianto di trattamento acque meteoriche, già presente in impianto e autorizzato, è dimensionato per il trattamento in continuo (grigliatura, sedimentazione – dissabbiatura e disoleazione) di tutte le acque meteoriche incidenti sulle superfici impermeabili, con successiva separazione e accumulo delle acque meteoriche di prima che vengono ulteriormente trattate con impianto chimico-fisico

---

<sup>1</sup> s. Attività di cui all’Allegato VIII alla Parte Seconda del Dl.gs. n. 152/06 e ss. mm. ed ii.



### **5.8 RETE DI DISTRIBUZIONE GAS METANO**

Allo stato attuale, lo stabilimento Powerflor è servito da una condotta esterna ad alta pressione (64 bar) di SNAM Rete Gas, realizzata nell'estate 2021. Tale condotta giunge in prossimità della cabina di decompressione gas metano di proprietà Powerflor, come da Autorizzazione Unica Regionale D.D. n. 1379 del 29 settembre 2006.

Con nota prot. ORIMER/CONALL/1010 del 09/09/2021, SNAM RETE GAS ha comunicato a Powerflor il codice identificativo del Punto di Riconsegna (n.50084601) e la disponibilità al trasporto.

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

### 6.1 RAGIONEVOLI ALTERNATIVE

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 Powerflor;*
- *Opzione 1: realizzazione conversione a metano impianti Powerflor.*

#### **OPZIONE 0**

Nel caso in cui, quindi, non fosse eseguita la conversione a metano degli impianti attualmente esistenti, essi continueranno a funzionare mediante alimentazione a oli vegetali combustibili. Poiché i motogeneratori di Powerflor convertiti a metano possono essere considerati **strategici a livello nazionale**, l'opzione zero 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 precisato che il progetto proposto da Powerflor si inserisce nella politica del *Capacity Market*, finalizzato 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, 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.**

Senza l'applicazione delle azioni previste del *Capacity Market*, non sarà pertanto possibile raggiungere l'obiettivo della crescita ulteriore della generazione da fonti rinnovabili (+12 GW al

---

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

2025), assicurando al contempo l'adeguatezza del sistema e la sicurezza delle forniture, e garantire il passaggio in sicurezza ad un sistema elettrico carbon-free.

Il progetto di Powerflor rientra anche tra quelli riportati nell'allegato I-bis al D.Lgs 152/06, "**opere, impianti e infrastrutture necessarie al raggiungimento degli obiettivi fissati dal Piano Nazionale Integrato Energia e Clima (Pniec)**":

"1 Dimensione della decarbonizzazione

1.1 Infrastrutture per il *phase out* della generazione elettrica alimentata a carbone

1.1.1 Riconversione e/o dismissione delle centrali alimentate a carbone

1.1.2 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".

**Risulta quindi evidente che gli impianti della Powerflor convertiti a metano, possono essere considerati strategici a livello nazionale.**

### **OPZIONE 1**

L'opzione 1, ovvero il progetto di conversione a metano degli impianti della Powerflor, verrà analizzata mediante un sistema matriciale. In particolare, nelle matrici **saranno quantificati gli impatti differenziali** tra la configurazione attuale autorizzata e quella di progetto.

## **6.2 DESCRIZIONE DEL PROGETTO (QUADRO DI RIFERIMENTO PROGETTUALE)**

Il presente studio attiene alla sostituzione dei motori alimentati a oli vegetali, con capacità termica di **84,6 MWt**, con motori alimentati a metano rispettivamente **da 85,9 MWt**.

**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.**

**Nella configurazione di progetto, ad esclusione del combustibile utilizzato, il ciclo produttivo resterà sostanzialmente invariato e, come per lo stato attuale, sarà di tipo combinato.**

### **6.2.1 Prestazioni impianto e Flussi in ingresso e uscita**

Ciascuno dei nuovi motori endotermici, del costruttore Wartsila - modello W 18V50SG, avrà una potenza termica nominale di 39,188 MW, e sarà accoppiato ad un generatore sincrono trifase da 18,434 MW di potenza elettrica nominale.

**Come per lo stato attuale, l'attribuzione della qualifica di ciclo combinato al processo è data dall'ulteriore modalità di produzione di energia elettrica, in aggiunta a quella ottenuta**

**dall'accoppiamento motore/generatore sincrono, costituita dal recupero termico del calore contenuto nei fumi previo surriscaldamento della corrente gassosa, sfruttando un ciclo Rankine identico a quello già esistente in quanto non subirà alcuna modifica.**

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

### **CONSUMO DI GAS E PRODUZIONE DI ENERGIA**

È ipotizzabile un consumo annuo di gas naturale, per l'esercizio dei motogeneratori, surriscaldatori e caldaia a vapore di emergenza, di circa 68.000.000 Sm<sup>3</sup>/anno. La produzione di energia elettrica lorda annua sviluppata dai soli motogeneratori è pari a circa 317.000 MWh/anno.

A questa si deve aggiungere l'energia derivante dal recupero termico del calore contenuto nei fumi (ciclo combinato). La potenza elettrica nominale della turbina è di 13,2 MWe, ma con soli due motogeneratori il massimo ottenibile è di 3,0 MWe, che in 8.600 ore di funzionamento all'anno consentono di produrre 25.800 MWh/anno.

### **MATERIE AUSILIARIE**

Le principali materie ausiliarie utilizzate per l'esercizio della centrale sono gli oli lubrificanti e l'urea solida, utilizzata (in soluzione acquosa al 40%) nell'impianto SCR per la riduzione degli ossidi di azoto. Si stima un consumo di urea solida pari a circa 310 t/anno rispetto alle 2.670 della configurazione attuale autorizzata. Relativamente all'olio lubrificante, si stima un consumo di circa 160 t/anno in linea con la configurazione attuale autorizzata.

### **CONSUMI IDRICI**

Si prevede una riduzione dei consumi idrici di tipo industriale, prelevati dalla rete dell'Acquedotto Pugliese dagli attuali 36.000 m<sup>3</sup>/anno a circa 33.000 m<sup>3</sup>/anno della configurazione di progetto. Tale riduzione è proporzionale al minor consumo di urea in soluzione al 40%.

### **RIFIUTI**

Le principali tipologie di rifiuti derivanti dall'esercizio della centrale saranno le stesse dello stato attuale ossia: Catalizzatori esauriti (CER 160803); Acqua lavaggio scambiatori impianto di cogenerazione; Emulsioni. Ulteriori residui derivanti dal processo sono costituiti da residui dalla manutenzione degli impianti fissi e mobili.

### **ACQUE METEORICHE**

Nella configurazione di progetto, resterà tutto invariato rispetto allo stato attuale autorizzato.

### **ACQUE REFLUE:**

Nella configurazione di progetto, per la parte impiantistica, non ci saranno modifiche rispetto allo stato attuale e si prevede una riduzione del volume complessivo di scarico, dagli attuali 23.000 m<sup>3</sup>/anno a 21.000 m<sup>3</sup>/anno. Tale riduzione è dovuta al minor consumo di acqua da impiegarsi per la produzione della soluzione di urea e quindi di permeato da avviare allo scarico.

### **RUMORE**

Le sorgenti di rumore più significative sono le stesse dello stato attuale. Lo studio previsionale di impatto acustico mostrano che la rumorosità ambientale prevista dalla conversione a gas naturale dell'impianto POWERFLOR rientra nei limiti massimi consentiti dalla legislazione vigente, quindi secondo la Legge quadro n. 447/95 e la Legge regionale n. 3/02 il rumore nell'ambiente esterno risulta accettabile.

#### **6.2.2 Emissioni in atmosfera**

Ogni motore è già dotato di sistema di abbattimento degli ossidi di azoto e dell'ossido di carbonio. Dopo il recupero termico i fumi vengono rilasciati in atmosfera attraverso i n.2 camini già esistenti (E1 – E2). Come unica modifica rispetto allo stato attuale, si prevede la sostituzione dei n.2 catalizzatore ossidanti di tipo ceramico, con altrettanti n.2 catalizzatori ossidanti di tipo metallico che garantisce prestazioni migliori.

I limiti alle emissioni e la frequenza di monitoraggio proposti per l'esercizio della centrale sono stati individuati considerando i livelli di emissioni in atmosfera associati alle migliori tecniche disponibili per i grandi impianti di combustione ("Decisione di esecuzione (UE) 2017/1442).

I camini saranno dotati di sistema di monitoraggio in continuo delle emissioni (SME) in atmosfera aggiornato alle nuove esigenze impiantistiche. Come nella configurazione attuale, sull'impianto continuerà ad operare il generatore di vapore da 2,8 MWt, avente un punto di emissione denominato E3, per l'esercizio di una parte dei servizi ausiliari (riscaldamento del sistema di produzione della soluzione ureica per l'abbattimento delle emissioni in atmosfera), nei soli momenti di riavvio o emergenza.

Per l'adeguamento della cabina di decompressione del metano, è prevista l'installazione di due caldaie (delle quali una è di riserva) della potenzialità massima non superiore a 0,20 MWt cad., per riscaldare il gas in espansione. I relativi punti di emissione (E4 e E5) sono scarsamente rilevanti ai

sensi dell'art.272, comma 1 del D.Lgs. n.152/2006,

In aggiunta ai punti di emissione sopra citati, nella configurazione di progetto, ci saranno le seguenti nuove componenti impiantistiche, le cui emissioni non sono soggette ad autorizzazione ai sensi dell'art.272, comma 5 del D.Lgs. n.152/2006: N.2 dischi di rottura per linea motore; 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.

### **6.2.3 Rete di distribuzione gas metano**

Rispetto allo stato attuale, vi sarà un aumento della capacità della portata oraria di gas metano a circa 9.000 m<sup>3</sup>/h (220.000 m<sup>3</sup>/giorno). La rete esterna di distribuzione del gas metano è già idonea come dimensione al servizio dei nuovi motori.

La cabina di decompressione sarà eseguito l'adeguamento cabina di decompressione.

La rete interna all'impianto di distribuzione del gas metano, già idonea come dimensione al servizio dei nuovi motori, sarà oggetto di piccola modifica del percorso sempre fuori terra.

### **6.2.4 Fase di cantiere**

I lavori necessari per la conversione a gas della centrale possono essere raggruppati come segue:

- ✓ 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;
- ✓ Realizzazione internamente allo stabilimento di uno STACCO, in prossimità della sala motori, dalla tubazione esistente di adduzione del gas metano di alimentazione dei surriscaldatori.
- ✓ Adeguamento della CABINA DI DECOMPRESSIONE del gas naturale.

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

Di seguito si riporta schematicamente un confronto tra le caratteristiche più significative nella configurazione autorizzata e di progetto, alla massima capacità produttiva, ossia per un funzionamento di 8.600 ore/anno.

- POTENZA INSTALLATA: aumento del 1.5%, dagli attuali 84,6 MWt agli 85,9 MWt di progetto.
- PRODUZIONE ENERGETICA: aumento del 7,4 %, dagli attuali 293.700 MWe ai 317.000 MWe di

progetto.

- CONSUMO COMBUSTIBILI: aumento dagli attuali 3.400.000 Sm<sup>3</sup>/anno a 68.000.000 Sm<sup>3</sup>/anno di progetto, con un annullamento totale dei consumi di biomasse liquide.
- EFFICIENZA ENERGETICA: aumento del 3%.
- CONSUMO MATERIE AUSILIARIE: riduzione del 98% di urea, dalle attuali 2.670 t/anno a 310 t/anno. Il consumo di olio lubrificante rimane invariato.
- CONSUMI IDRICI: riduzione del 9%, passando da 36.100 m<sup>3</sup>/anno a 33.000 m<sup>3</sup>/anno.
- SCARICHI IDRICI INDUSTRIALI: riduzione del 8%, passando da 23.000 m<sup>3</sup>/anno a 21.000 m<sup>3</sup>/anno.
- EMISSIONI IN ATMOSFERA: generale riduzione delle ricadute al suolo.
- EMISSIONI ACUSTICHE: rispetto dei limiti massimi consentiti dalla legislazione vigente, quindi secondo la Legge quadro n. 447/95 e la Legge regionale n. 3/02 il rumore nell'ambiente esterno risulta accettabile.

#### **6.4 INTERAZIONE OPERA – AMBIENTE (QUADRO DI RIFERIMENTO AMBIENTALE)**

Si riporta di seguito la 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.

##### **6.4.1 Atmosfera: aria e clima**

FASE DI CANTIERE: Le attività necessarie alla realizzazione degli interventi in progetto potrebbero comportare una minima emissione in termini di polveri, in particolare conseguenti alla rimozione delle strutture modulari di una parte di un lato degli edifici contenenti i motori. Verranno comunque prese precauzioni per evitare la dispersione di polveri, quale utilizzo di acqua in fase di taglio.

FASE DI ESERCIZIO: Per quanto riguarda le emissioni in atmosfera derivanti da traffico veicolare si prevede una notevole riduzione in quanto non ci saranno più mezzi in entrata ed uscita per la fornitura di biomasse liquide. Il combustibile dei nuovi motori sarà il gas naturale prelevato direttamente dalla rete SNAM mediante linea già esistente.

Per quanto riguarda le emissioni derivanti dai processi produttivi, è stato effettuato uno **Studio Previsionale delle ricadute al suolo** ha mostrato che per entrambi gli Scenari (autorizzato e di progetto) tutti i limiti stabiliti dal D.Lgs. n.155/2010 sono ampiamente rispettati. Rispetto al background, inoltre, il contributo delle emissioni della centrale sarà minimo.

#### **6.4.2 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.

#### **6.4.3 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 Water for Flower o riutilizzate all'interno dello stabilimento.

Sono già previsti e, continueranno ad esserlo anche nella configurazione di progetto a metano, controlli programmati di tenuta dei serbatoi, bacini di contenimento, vasche e pavimentazione, atti a verificare e accertare lo stato di efficienza e manutenzione delle opere, al fine di evitare ogni inconveniente.

Si ritengono quindi minimizzati i potenziali impatti.

#### **6.4.4 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 del perimetro impiantistico e parte della viabilità esterna. Considerando la distribuzione del fenomeno e l'entità modesta, 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 biomasse liquide. 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.

#### **6.4.5 Uso del suolo e patrimonio agroalimentare**

Le attività in progetto e quelle temporanee di cantiere interesseranno esclusivamente le aree interne alla proprietà Powerflor. 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 è nullo.

#### **6.4.6 Sistema paesaggistico**

FASE DI CANTIERE: Gli impatti in fase di cantiere si possono quindi ritenere trascurabili.

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 né 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.

#### **6.4.7 Popolazione e salute umana**

FASE DI CANTIERE: Per quanto riguarda la fase di cantiere, si ritengono trascurabili gli impatti, di carattere temporaneo e reversibile, causati dalla eventuale produzione di polveri per la rimozione di una parte modulare del capannone e di gas di scarico dei mezzi di trasporto e montaggio delle attrezzature.

FASE DI ESERCIZIO: Lo **Studio Previsionale delle ricadute al suolo** mostra valori di concentrazione nell'assetto post-operam in tutta l'area di interesse ampiamente inferiori ai relativi Standard di Qualità Ambientale (SQA) fissati dal D.Lgs. n.155/2010, che costituiscono valori di riferimento fissati per la protezione della salute umana (derivanti da integrazione dati di studi epidemiologici, tossicologici, etc.) e di fatto gli SQA fissati dalla normativa nazionale per NO<sub>2</sub> e CO

coincidono anche i valori di riferimento in termini sanitari fissati dal World Health Organization (WHO). **L'impatto sulla salute pubblica degli interventi proposti è da ritenersi come non significativo.**

#### **6.4.8 Rumore e vibrazioni**

FASE DI CANTIERE: Gli interventi previsti consistono essenzialmente nell'apertura di un varco nell'edificio contenenti gli impianti (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 può essere inquadrata e assimilata come *attività rumorosa temporanea*. Infatti si prevede che le attività lavorative di cantiere dureranno circa 4 mesi e 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: l'impatto acustico sarà limitato alle aree di impianto, e comunque tale da rispettare la normativa vigente, ossia i limiti di accettabilità previsti dall'art.6 del DPCM 1 marzo 1991 per "tutto il territorio nazionale" pari a 70 dB(A) per il periodo diurno e 60 dB(A) per il periodo notturno. Inoltre saranno rispettati i valori limite differenziali di immissione, definiti all'art. 2, comma 3, lettera b) della Legge 26 ottobre 1995 n. 447, che sono: 5 dB per il periodo diurno e 3 dB per il periodo notturno, all'interno degli ambienti abitativi.

**La verifica dei valori limite sopra citati è nello Studio Previsionale di Impatto Acustico, allegato al presente studio e al quale si rimanda per maggiori approfondimenti.**

#### **6.4.9 Campi elettromagnetici**

FASE DI CANTIERE: Le uniche sorgenti di campi elettromagnetici introdotte durante l'attività in progetto potrebbero essere le apparecchiature ad alimentazione elettrica ed i collegamenti a media tensione necessari al loro funzionamento. In ogni caso, i campi prodotti saranno temporanei e

interessarono esclusivamente gli addetti che operano nelle aree di cantiere, garantendo il rispetto della sicurezza nei posti di lavoro.

FASE DI ESERCIZIO: l'impianto in progetto non produrrà cambiamenti significativi rispetto all'impianto attualmente autorizzato, in quanto l'unica fondamentale differenza sarà la sostituzione dei gruppi motore che utilizzeranno gas naturale invece che biomasse liquide.

## 7. 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>.

Nello specifico, per quanto riguarda la normativa in materia di CO<sub>2</sub>, si fa 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"**, così come aggiornata con DIRETTIVA ETS 2018/410/UE per il periodo (2021 – 2030)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.

Il prezzo della CO<sub>2</sub> sul mercato delle *Emission Trading* varia ogni anno in funzione dell'andamento del mercato e l'autorità nazionale competente a cui viene pagata la quota di CO<sub>2</sub> equivalente è il Ministero della Transizione Ecologica.

## **8. PIANO DI MONITORAGGIO AMBIENTALE**

L'impianto Powerflor Srl è attualmente autorizzato da DD della Regione Puglia - n. 1379 del 29 settembre 2006 (Autorizzazione Unica).

Nell'ambito del progetto di conversione a metano, a marzo 2020 è stata presentata istanza di Autorizzazione Integrata Ambientale presso la Città Metropolitana di Bari, attualmente sospeso in attesa della conclusione del presente procedimento di VIA, che tra i documenti predisposti presenta il Piano di Monitoraggio e Controllo.

Tale Piano ha la finalità di verificare la conformità dell'esercizio dell'Impianto alle condizioni prescritte nella stessa AIA in corso di autorizzazione, di cui costituisce parte integrante.

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.

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.

## 9. 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 naturale dell’impianto di produzione di energia elettrica della Powerflor 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 attualmente alimentati a biomasse liquide (oli vegetali), con motogeneratori alimentati a gas metano.

I lavori necessari possono essere raggruppati nei seguenti macro -interventi:

- ✓ Sostituzione dei gruppi MOTO-GENERATORI.
- ✓ Realizzazione internamente allo stabilimento di uno STACCO, in prossimità della sala motori, dalla tubazione esistente di adduzione del gas metano di alimentazione dei surriscaldatori.
- ✓ Adeguamento della CABINA DI DECOMPRESSIONE del gas naturale.

Il criterio guida del progetto è di preservare il più possibile la struttura impiantistica esistente e riutilizzare tutti gli impianti ausiliari già esistenti (trattamento fumi, camini, locale motori, impianti di trattamento acque di processo e meteoriche), finalizzati al massimo recupero e riutilizzo.

Ad esclusione del tipo di combustibile utilizzato, **il ciclo di produttivo rimarrà sostanzialmente invariato rispetto all’autorizzato. I nuovi motori alimentati a gas naturale, 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, infatti, non sarà necessario eseguire lavori esterni per la fornitura di metano in quanto già è disponibile presso l’impianto un punto di allaccio alla rete mediante cabina di decompressione già esistente.** Le uniche opere relative al gas metano saranno eseguite per l’upgrade della cabina metano.

**Non serviranno neanche interventi sulla linea elettrica in quanto Powerflor dispone già di idoneo allacciamento alla linea TERNA.**

Il trasporto dei nuovi motori e componenti ausiliari avverrà via mare direttamente al porto di Molfetta e/o su strada.

A fronte dell'incremento di solo l'1.5% della potenza termica autorizzata (passando da 84,6 MWt a 85,9 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 44% al 47%, con conseguente aumento del 7.4% della produzione di energia elettrica netta complessiva.
- Raggiungimento degli obiettivi del PEAR a garanzia dell'efficienza e della flessibilità energetica richiesta da programma del Capacity Market.
- Riduzione del 88% del consumo di urea.
- Riduzione del prelievo di acqua da acquedotto del 9%.
- Riduzione dello scarico di reflui industriali in fogna AQP di circa il 9%.
- Riduzione delle emissioni in atmosfera.

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.

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 praticamente trascurabili o nulle relativamente a tutti i fattori ambientali e agenti fisici, in quanto non ci sono differenze sostanziali rispetto alla configurazione di progetto autorizzata con la vigente DD della Regione Puglia - n. 1379 del 29/09/2006.**

Per quanto riguarda il fattore atmosfera, si rileva un miglioramento quali-quantitativo delle emissioni in atmosfera rispetto alla configurazione attualmente autorizzata, grazie alla diminuzione delle emissioni massiche e delle ricadute di ossidi di azoto e monossido di carbonio, ed alla riduzione praticamente a zero di polveri e ossidi di zolfo. Per contro, si avrà emissione di composti quali formaldeide, metano ed ammoniaca, 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 acqua e 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.**