

	PROGETTISTA 	COMMESSA 022847 02	UNITÀ 00
	CENTRALE DI COGENERAZIONE DI BRINDISI Upgrading tecnologico dei sistemi di combustione dei gruppi CC2 e CC3	Spc. 00-ZA-E-85520	
	Studio Preliminare Ambientale QUADRO PROGETTUALE	Pag.1 di 99	Rev. 1

Quadro Progettuale

 eni power	PROGETTISTA  SAIPEM	COMMESSA 022847 02	UNITÀ 00
	CENTRALE DI COGENERAZIONE DI BRINDISI Upgrading tecnologico dei sistemi di combustione dei gruppi CC2 e CC3	Spc. 00-ZA-E-85520	
	Studio Preliminare Ambientale QUADRO PROGETTUALE	Pag.2 di 99	Rev. 1

INDICE QUADRO DI RIFERIMENTO PROGETTUALE

1	PREMESSA	4
2	STRUTTURA DEL DOCUMENTO	8
3	IL SITO PETROLCHIMICO MULTISOCIETARIO DI BRINDISI	9
	3.1 Descrizione dello stabilimento petrolchimico	9
	3.2 Assetto attuale di stabilimento	14
4	LO STABILIMENTO ENIPOWER	16
	4.1 Introduzione	16
	4.2 Descrizione dell'assetto impiantistico attuale	20
	4.2.1 <i>Descrizione della CTE/Nord</i>	20
	4.2.2 <i>Descrizione della CTE3</i>	21
	4.2.3 <i>Impianti ausiliari</i>	28
	4.2.4 <i>Impianti acqua demineralizzata</i>	30
	4.3 Scarichi idrici di stabilimento	33
	4.4 Sintesi dei prodotti, consumi e rilasci dello stabilimento Enipower nello stato attuale	36
	4.4.1 <i>Prodotti</i>	36
	4.4.2 <i>Consumi</i>	38
	4.4.3 <i>Rilasci all'ambiente</i>	43
5	PROGETTO DI UPGRADING TECNOLOGICO DEI SISTEMI DI COMBUSTIONE DEI GRUPPI CC2 E CC3	53
	5.1 Premessa	53
	5.2 Vincoli e condizionamenti	57
	5.3 Proposta di modifica delle prescrizioni: motivazioni tecniche	58
	5.3.1 <i>Aumento della percentuale di H₂ nella miscela combustibile</i>	58
	5.3.2 <i>Alimentazione delle turbine a gas con gas petrolchimico sotto il 60% di carico</i>	73
	5.4 Conclusioni	82

	PROGETTISTA 	COMMESSA 022847 02	UNITÀ 00
	CENTRALE DI COGENERAZIONE DI BRINDISI Upgrading tecnologico dei sistemi di combustione dei gruppi CC2 e CC3	Spc. 00-ZA-E-85520	
	Studio Preliminare Ambientale QUADRO PROGETTUALE	Pag.3 di 99	Rev. 1

6	BILANCIO AMBIENTALE DELL'INTERVENTO	83
7	SICUREZZA E AFFIDABILITA' DELL'OPERA	84
7.1	Introduzione	84
7.2	Stabilità di combustione	84
7.3	Stabilità di combustione: test di luglio-settembre 2017	86
7.4	Conclusioni	95
8	VALUTAZIONE DELL'OPZIONE ZERO	96
9	PIANO DI MONITORAGGIO AMBIENTALE	97
9.1	Contenuti del PMC: monitoraggio delle emissioni in atmosfera di tipo convogliato	97
10	ALLEGATI	99

 eni power	PROGETTISTA  SAIPEM	COMMESSA 022847 02	UNITÀ 00
	CENTRALE DI COGENERAZIONE DI BRINDISI Upgrading tecnologico dei sistemi di combustione dei gruppi CC2 e CC3	Spc. 00-ZA-E-85520	
	Studio Preliminare Ambientale QUADRO PROGETTUALE	Pag.4 di 99	Rev. 1

1 PREMESSA

Lo Stabilimento Enipower di Brindisi, di proprietà di Enipower S.p.A., società di Eni S.p.A. operante nel settore della produzione di energia elettrica e vapore tecnologico, con sede legale a San Donato Milanese in Piazza Vanoni 1, è autorizzato all'esercizio dall'iter autorizzativo di riesame dell'AIA DM n.233/2014.

Lo Stabilimento Enipower, ubicato all'interno del sito petrolchimico multisocietario di Brindisi, comprende tra l'altro una Centrale di Cogenerazione articolata su tre cicli combinati, ognuno composto da un turbogeneratore a gas con caldaia a recupero e un turbogeneratore a vapore, denominati CC1, CC2 e CC3. Il turbogeneratore a gas del CC1 è alimentato con gas naturale, mentre i turbogeneratori a gas di CC2 e CC3 possono essere alimentati con gas naturale o con una miscela di gas naturale e gas petrolchimico.

Enipower ha sviluppato un progetto avente lo scopo di ottemperare la seguente prescrizione dell'AIA DM 233/2014 (cfr. paragrafo 8.3.1 "Emissioni convogliate", punto 11 del Parere Istruttorio Conclusivo):

"In relazione ai sistemi di combustione installati sui gruppi CC2 e CC3, il Gestore dovrà garantire l'adeguamento dell'esercizio dell'impianto all'evoluzione del progresso tecnologico, utilizzando tempestivamente le migliori tecnologie che si renderanno via via disponibili, specificatamente per l'alimentazione con gas petrolchimico. A tal scopo, il Gestore, con cadenza biennale dalla vigenza della presente AIA, dovrà presentare ai Ministero delle Attività Produttive, dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e della Salute, nonché alla Regione Puglia, una proposta tecnico-economica di possibile adeguamento dell'impianto alle migliori tecnologie che si siano rese disponibili, al fine di ridurre ulteriormente le emissioni di NO_x e CO."

Come sarà più dettagliatamente descritto nei paragrafi successivi, Enipower, in collaborazione con il costruttore dei bruciatori, Ansaldo Energia, in ottemperanza alla prescrizione ha individuato una tecnologia che permette di ridurre le emissioni di NO_x ed ha comunicato agli Enti l'intenzione di installare sui cicli combinati CC2 e CC3 i nuovi bruciatori e di effettuare prove di funzionamento.

Inoltre, lo stesso DM n.233/2014 alla sezione 8.3 "Approvvigionamento e gestione dei combustibili e di altre materie prime", riporta alcune prescrizioni in merito all'utilizzo del gas petrolchimico nei cicli combinati CC2 e CC3.

 eni power	PROGETTISTA  SAIPEM	COMMESSA 022847 02	UNITÀ 00
	CENTRALE DI COGENERAZIONE DI BRINDISI Upgrading tecnologico dei sistemi di combustione dei gruppi CC2 e CC3	Spc. 00-ZA-E-85520	
	Studio Preliminare Ambientale QUADRO PROGETTUALE	Pag.5 di 99	Rev. 1

Il DM n.233/2014 riprende, infatti, quanto prescritto dal Decreto MAP 03/2005 RT, con il quale il Ministero delle Attività Produttive (ora MSE) aveva autorizzato Enipower ad utilizzare la miscela di gas naturale e gas petrolchimico nella Centrale con le seguenti limitazioni operative:

- *Il controllo e la registrazione in continuo della composizione della miscela di gas utilizzato in ogni singolo impianto sia assicurato da un sistema automatico che non consenta l'invio in camera di combustione di miscele con contenuto di H₂ superiore al 15% [...]*
- *L'avviamento di ciascuna turbina a gas dei tre gruppi CC1, CC 2 e CC3 sia realizzato solamente con gas naturale fino a quando il gruppo non raggiunge il carico minimo del 60%*
- *L'eventuale impiego di miscele di gas metano e gas petrolchimico aventi contenuto di idrogeno superiore al 15%, deve essere sottoposto a nuova verifica ai sensi della normativa sulla Valutazione di Impatto Ambientale.*

Enipower, con lettera Prot. n.184/2016 del 19 dicembre 2016, ha richiesto al MATTM l'autorizzazione ad eseguire test sperimentali sul nuovo sistema di combustione della turbina a gas del gruppo CC2, in deroga alle prescrizioni sul massimo contenuto di H₂ nella miscela e del minimo carico di inserimento del gas petrolchimico, ma sempre nel pieno rispetto dei limiti di emissione di NO_x e CO.

Con lettera prot. DVA.Registro Ufficiale.U.0000417 del 10 gennaio 2017, il MATTM ha autorizzato Enipower ad eseguire le prove sperimentali sul sistema di combustione della turbina a gas del gruppo CC2.

I risultati delle prove sono stati trasmessi al MATTM con lettera Prot. 411/2017/REST/DD dell'11 dicembre 2017 nella quale, contestualmente, Enipower chiedeva al MATTM l'autorizzazione ad installare il nuovo sistema di combustione anche sul gruppo CC3 e a prolungare, anche su richiesta del costruttore delle turbine Ansaldo Energia, le prove di alimentazione dei Gruppi CC per dodici mesi a partire da marzo 2018.

Con comunicazione m_ante.DVA.REGISTRO UFFICIALE.U.0029385 del 19 dicembre 2017, ha preso atto della richiesta di Enipower.

Nel mese di settembre 2018, sulla turbina del gruppo CC3 Enipower ha eseguito un ciclo di test simili a quelli condotti sul CC2 nel corso del 2017. I test hanno dato risultati positivi, sia

 eni power	PROGETTISTA  SAIPEM	COMMESSA 022847 02	UNITÀ 00
	CENTRALE DI COGENERAZIONE DI BRINDISI Upgrading tecnologico dei sistemi di combustione dei gruppi CC2 e CC3		Spc. 00-ZA-E-85520
	Studio Preliminare Ambientale QUADRO PROGETTUALE		Pag.6 di 99

in termini di emissioni in atmosfera che di stabilità della combustione, confermando i risultati della sperimentazione svolta nel corso dell'anno 2017.

Con lettera Prot. 189/2018/HSEQ/DC del 31 ottobre 2018, Enipower ha comunicato al MATTM che i test condotti sulle turbine a gas dei gruppi CC2 e CC3 hanno dato risultati positivi, sia in termini di emissioni in atmosfera che di stabilità della combustione, confermando i risultati della sperimentazione svolta nel corso dell'anno 2017. Inoltre, con la stessa lettera Enipower ha richiesto al MATTM l'autorizzazione a proseguire le prove con i nuovi bruciatori fino a marzo 2020, nelle more di concludere i procedimenti autorizzativi ambientali (Verifica di Assoggettabilità a VIA e Riesame dell'AIA) che è in procinto di avviare.

Con comunicazione m_amte.DVA.REGISTRO UFFICIALE.U.0025155 dell'8 novembre 2018, prendendo atto della richiesta, ha autorizzato Enipower a proseguire le prove fino a marzo 2020.

A seguito delle verifiche sulla nuova tecnologia applicata e delle evidenze emerse nel corso delle prove condotte, Enipower ha ottemperato alla prescrizione di cui alla sezione 8.3.1 del DM n.233/2014 e ritiene, inoltre, superabili le limitazioni indicate nelle prescrizioni del Decreto MAP 03/2005 RT e del DM n.233/2014. Come richiesto dalla prescrizione di cui alla sezione 8.3 dell'AIA, intende quindi sottoporre a Verifica di assoggettabilità alla VIA (ai sensi dell'art.19 del D.Lgs. 152/2006 e s.m.i.) la richiesta di:

- alimentare le turbine a gas dei CC2 e CC3 con miscele di gas naturale/gas petrolchimico con un contenuto di idrogeno superiore al 15%;
- alimentare le turbine a gas dei CC2 e CC3 con miscele di gas naturale/gas petrolchimico anche a carichi inferiori al 60%.

Infatti, come sarà dimostrato nel Capitolo 5, grazie all'applicazione della nuova tecnologia dei bruciatori del CC2 e CC3 (installati nel mese di marzo 2017 sulla turbina a gas del CC2 e a febbraio 2018 sulla turbina a gas del CC3), è possibile gestire gli impianti con minori emissioni in tutto il range di carico della macchina proposto (dal minimo tecnico al 100%) e con concentrazione di H₂ nella miscela combustibile superiori al 15%, ovvero garantendo:

- 40 mg/Nm³ di NO_x invece di 50 mg/Nm³ (come media oraria)
- 35 mg/Nm³ di NO_x invece di 40 mg/Nm³ (come media giornaliera, così come autorizzato dal DM n.164/2015), obiettivo, questo, da traguardare nei 18 mesi successivi all'autorizzazione.

	PROGETTISTA  SAIPEM	COMMESSA 022847 02	UNITÀ 00
	CENTRALE DI COGENERAZIONE DI BRINDISI Upgrading tecnologico dei sistemi di combustione dei gruppi CC2 e CC3	Spc. 00-ZA-E-85520	
	Studio Preliminare Ambientale QUADRO PROGETTUALE	Pag.7 di 99	Rev. 1

Si prevede di poter raggiungere il nuovo limite proposto di emissioni medie giornaliere di NO_x, pari a 35 mg/Nm³, nei 18 mesi successivi all'autorizzazione, a seguito della necessità di eseguire le adeguate ottimizzazioni dei parametri di combustione nella varie condizioni ambientali.

Per quanto riguarda le emissioni di CO, queste non subiranno variazioni significative mantenendo un andamento analogo ai precedenti bruciatori, ovvero con emissioni entro il limite autorizzato di 30 mg/Nm³ @ 15% O₂.

	PROGETTISTA  SAIPEM	COMMESSA 022847 02	UNITÀ 00
	CENTRALE DI COGENERAZIONE DI BRINDISI Upgrading tecnologico dei sistemi di combustione dei gruppi CC2 e CC3	Spc. 00-ZA-E-85520	
	Studio Preliminare Ambientale QUADRO PROGETTUALE	Pag.8 di 99	Rev. 1

2 STRUTTURA DEL DOCUMENTO

Il presente Quadro di Riferimento Progettuale è così strutturato:

Nel Capitolo 3 è brevemente descritta la realtà produttiva del sito multisocietario di Brindisi; una maggiore attenzione è posta alla descrizione dei servizi industriali e ambientali di stabilimento strettamente connessi agli impianti Enipower.

Il Capitolo 4 riporta la descrizione dello Stabilimento Enipower nel suo assetto attuale e ne viene presentato il bilancio ambientale, secondo i dati di consuntivo elaborati per l'ultimo anno disponibile, l'anno 2017.

Il Capitolo 5 presenta una descrizione dell'intervento oggetto dello studio, motivando la richiesta di modifica delle limitazioni operative prescritte nell'AIA relativa all'alimentazione dei cicli combinati esistenti (CC2 e CC3)

Il Capitolo 6 riporta il bilancio ambientale dello Stabilimento Enipower a progetto realizzato

Il Capitolo 7 riporta considerazioni relative alla sicurezza e all'affidabilità delle apparecchiature che permettono la realizzazione del progetto, ossia i bruciatori delle turbine a gas

Nel Capitolo 8 è riportata un'analisi dell'eventualità che il progetto non sia realizzato, cioè della cosiddetta "opzione zero"

Il Capitolo 9 riporta una breve discussione riguardo il Piano di Monitoraggio Ambientale

 eni power	PROGETTISTA  SAIPEM	COMMESSA 022847 02	UNITÀ 00
	CENTRALE DI COGENERAZIONE DI BRINDISI Upgrading tecnologico dei sistemi di combustione dei gruppi CC2 e CC3	Spc. 00-ZA-E-85520	
	Studio Preliminare Ambientale QUADRO PROGETTUALE	Pag.9 di 99	Rev. 1

3 IL SITO PETROLCHIMICO MULTISOCIETARIO DI BRINDISI

Lo Stabilimento Enipower, ubicato all'interno del sito multisocietario di Brindisi, risulta strettamente integrato con la realtà industriale del sito, alla quale fornisce vapore tecnologico ed energia elettrica e dalla quale riceve servizi come di seguito descritto.

3.1 Descrizione dello stabilimento petrolchimico

Lo stabilimento Enipower di Brindisi è situato all'interno del sito petrolchimico multisocietario, che si trova nella parte orientale dell'Area di Sviluppo Industriale (A.S.I.) di Brindisi. L'area industriale, localizzata alcuni chilometri ad est della città di Brindisi, in adiacenza alla zona portuale, comprende circa un centinaio di aziende di produzione o di servizi.

L'area industriale è servita da numerose infrastrutture di trasporto. Una rete ferroviaria connette l'area industriale con le linee ferroviarie Bari-Lecce e con la linea Brindisi-Taranto. L'assetto viabilistico è molto articolato e ben collegato alla superstrada per Lecce (S.S. 613), alla S.S. 379 per Bari ed alla via Appia Antica (S.S. 7) per Taranto. Inoltre la presenza di un aeroporto e di un importante porto hanno creato un vero e proprio "interporto".

L'area è gestita, insieme alla zona portuale, dal Consorzio per l'Area di Sviluppo Industriale di Brindisi (Consorzio A.S.I., ex Consorzio S.I.S.R.I.). Il Consorzio provvede, tra l'altro, all'acquisizione, alla progettazione, alla realizzazione e alla gestione di aree attrezzate per insediamenti di tipo industriale, artigianale, commerciale all'ingrosso e al minuto, o destinate a centri e servizi commerciali; alla realizzazione, su delega di enti territoriali, delle opere di urbanizzazione relative ad aree attrezzate per insediamenti produttivi, nonché delle infrastrutture e delle opere per il loro allacciamento ai pubblici servizi.

La Figura 3.1-A mostra la localizzazione della zona industriale di Brindisi rispetto alla città, e la localizzazione dello stabilimento petrolchimico, dove in grigio è evidenziata l'area destinata ad attività produttive (fonte: Consorzio S.I.S.R.I. – Variante Generale al Piano Territoriale dell'Area di Sviluppo Industriale di Brindisi).

	PROGETTISTA  SAIPEM	COMMESSA 022847 02	UNITÀ 00
	CENTRALE DI COGENERAZIONE DI BRINDISI Upgrading tecnologico dei sistemi di combustione dei gruppi CC2 e CC3	Spc. 00-ZA-E-85520	
	Studio Preliminare Ambientale QUADRO PROGETTUALE	Pag.10 di 99	Rev. 1

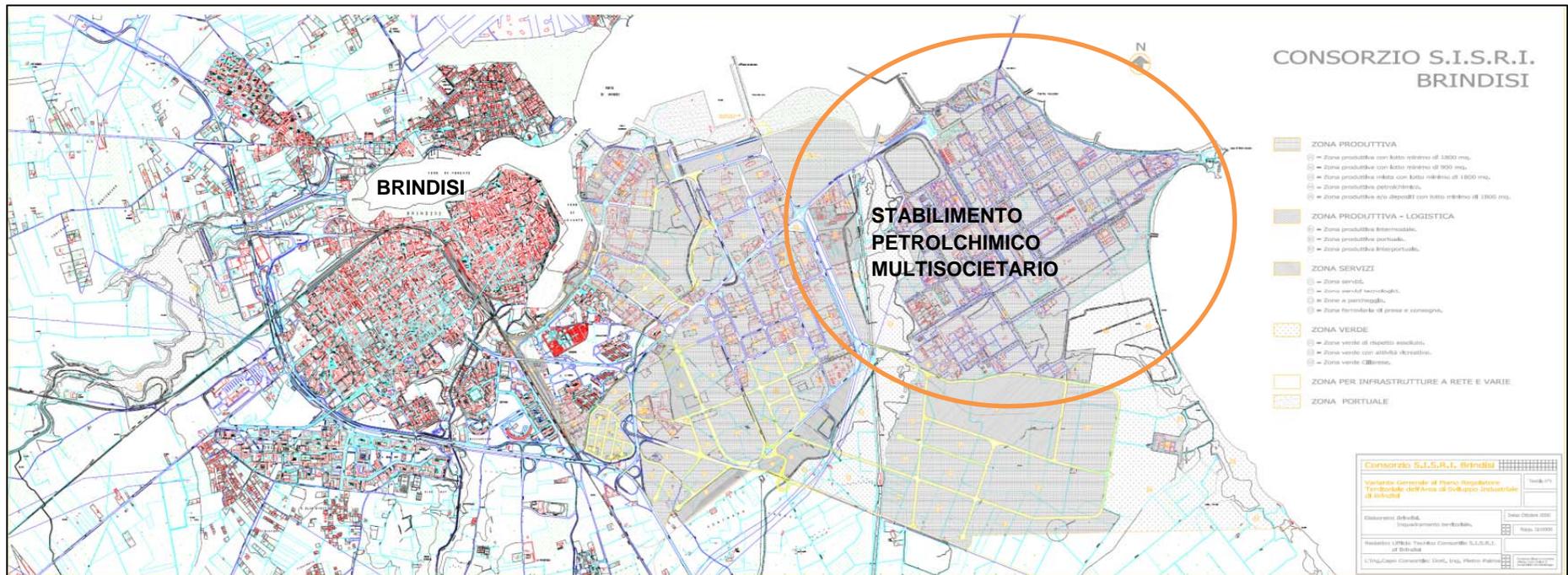


Figura 3.1-A – Area industriale di Brindisi (tratta da Consorzio S.I.S.R.I – Variante Generale al Piano Territoriale dell’Area di Sviluppo Industriale di Brindisi)

 eni power	PROGETTISTA  SAIPEM	COMMESSA 022847 02	UNITÀ 00
	CENTRALE DI COGENERAZIONE DI BRINDISI Upgrading tecnologico dei sistemi di combustione dei gruppi CC2 e CC3		Spc. 00-ZA-E-85520
	Studio Preliminare Ambientale QUADRO PROGETTUALE		Pag.11 di 99

Lo stabilimento petrolchimico multisocietario di Brindisi è situato nell'agglomerato industriale, lungo la costa adriatica tra il tratto terminale del fiume Grande, le aree agricole di Masseria Pandi, Capo di Torre Cavallo (oggi servitù militare) e Capo Bianco nei pressi delle isole Pedagne, anch'esse adibite ad uso militare. A sud dello stabilimento si trova il Parco Naturale regionale Salina di Punta della Contessa.

La superficie occupata dalle strutture del petrolchimico è di ca. 460 ha, dei quali ca. 69 ha sono relativi alle attività produttive ed i restanti 391 ha sono relativi alle attività ausiliarie, ai trattamenti di depurazione, allo stoccaggio dei prodotti e dei sottoprodotti, allo stoccaggio dei rifiuti e dei reflui.

Il centro abitato di Brindisi dista circa 4 km dallo stabilimento multisocietario.

Il perimetro dello stabilimento petrolchimico multisocietario si sviluppa per 12 km ed è recintato in muratura alta 2,5 m sovrastata dal filo spinato di 0,5 m; parte della recinzione è realizzata con rete metallica (zona Bacino di riserva). Le opere di difesa a mare sul lato est dello stabilimento sono costituite da scogliere frangiflutti di massi naturali. Nel complesso dello stabilimento petrolchimico multisocietario sono presenti le seguenti società:

- Versalis S.p.A.
- Basell Poliolefine Italia S.r.l.
- Syndial S.p.A.
- Chemgas S.r.l.
- Brindisi Servizi Generali S.c.a.r.l.
- Enipower S.p.A.

Gli accessi allo stabilimento petrolchimico multisocietario sono stradali, ferroviari e via mare.

Gli accessi stradali sono i seguenti:

- accesso principale ubicato a nord dell'area;
- accesso società Basell ubicato a nord-ovest dell'area;
- accesso secondario ubicato ad ovest dell'area.

Le strade all'interno del sito si sviluppano per 56 km circa.

L'accesso ferroviario è situato a nord-ovest dell'area, in prossimità del Bacino di riserva acqua di fiume. I binari ferroviari proseguono all'interno dello stabilimento secondo due assi principali; all'interno dello stabilimento, la strada ferrata si sviluppa per 28 km circa.

	PROGETTISTA  SAIPEM	COMMESSA 022847 02	UNITÀ 00
	CENTRALE DI COGENERAZIONE DI BRINDISI Upgrading tecnologico dei sistemi di combustione dei gruppi CC2 e CC3	Spc. 00-ZA-E-85520	
	Studio Preliminare Ambientale QUADRO PROGETTUALE	Pag.12 di 99	Rev. 1

I punti di accosto marittimi sono situati a nord dello stabilimento in corrispondenza del molo canale, all'interno del Porto Esterno. Tale molo si sviluppa per una lunghezza di circa 600 m ed è dedicato al traffico marittimo di prodotti e materie prime dello stabilimento.

Nella planimetria di stabilimento seguente sono evidenziate le aree di proprietà delle società coinsediate; le aree di pertinenza di Enipower sono in colore blu.

	PROGETTISTA 	COMMESSA 022847 02	UNITÀ 00
	CENTRALE DI COGENERAZIONE DI BRINDISI Upgrading tecnologico dei sistemi di combustione dei gruppi CC2 e CC3		Spc. 00-ZA-E-85520
	Studio Preliminare Ambientale QUADRO PROGETTUALE		Pag.13 di 99

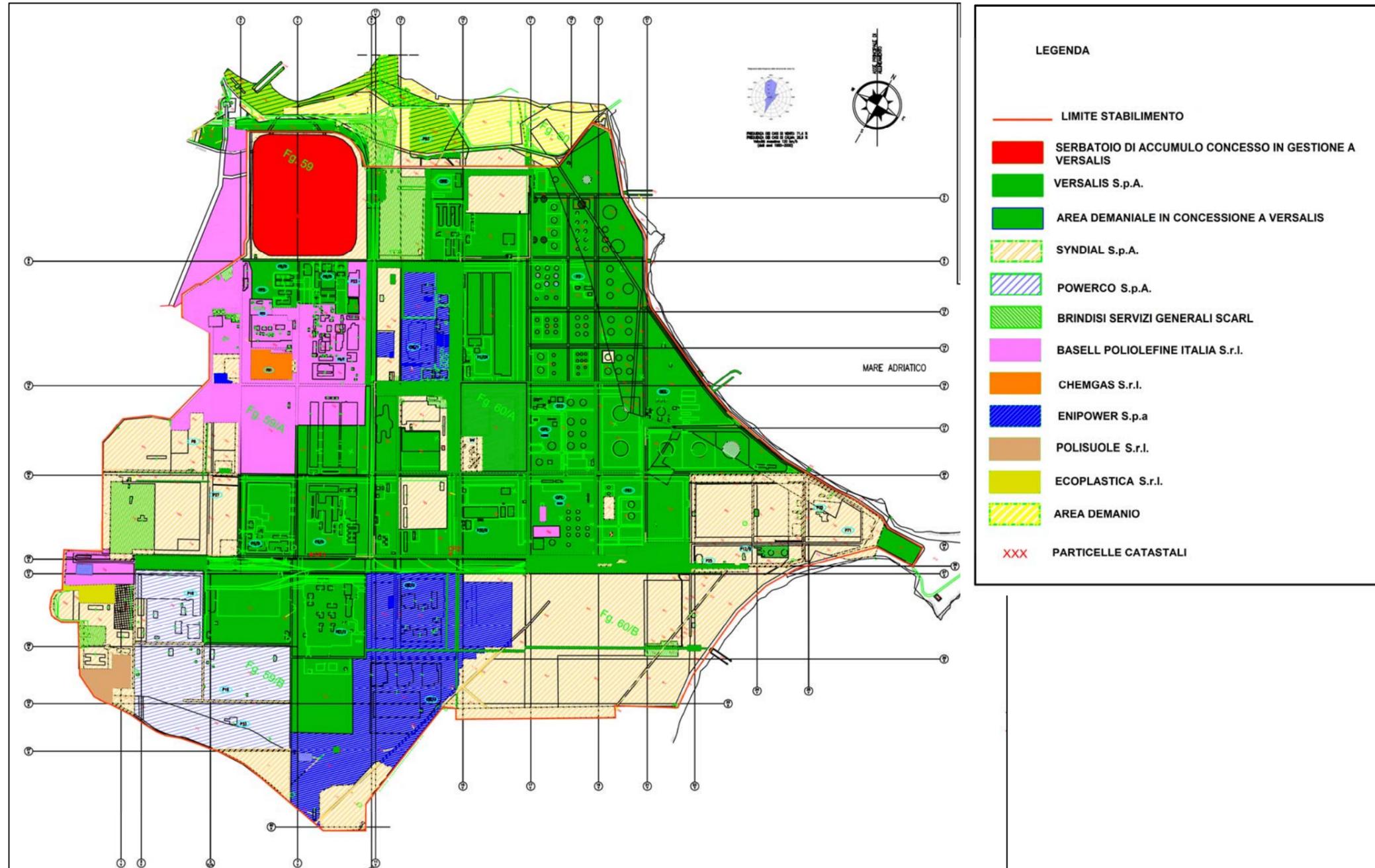


Figura 3.1-B – Planimetria di stabilimento e suddivisione delle aree di proprietà

Fonte: Definizione assetti gestionali di sito – Tavola BR-UTL-STAB-GB-01001bis-REV2 del 05/12/2011, aggiornamento ragioni sociali a cura Saipem 2015

 eni power	PROGETTISTA  SAIPEM	COMMESSA 022847 02	UNITÀ 00
	CENTRALE DI COGENERAZIONE DI BRINDISI Upgrading tecnologico dei sistemi di combustione dei gruppi CC2 e CC3		Spc. 00-ZA-E-85520
	Studio Preliminare Ambientale QUADRO PROGETTUALE		Pag.14 di 99

3.2 Assetto attuale di stabilimento

Numerose sono le interazioni tra i diversi insediamenti industriali presenti nello stabilimento petrolchimico; in particolare la società Versalis S.p.A. gestisce l'approvvigionamento idrico dell'intero petrolchimico di Brindisi, i servizi industriali quali le reti di distribuzione dei fluidi, il sistema torce e i servizi ambientali di trattamento acque.

L'energia elettrica, il vapore tecnologico e l'acqua demineralizzata sono forniti dalla società Enipower, che gestisce le centrali termoelettriche presenti in sito e gli impianti di demineralizzazione delle acque.

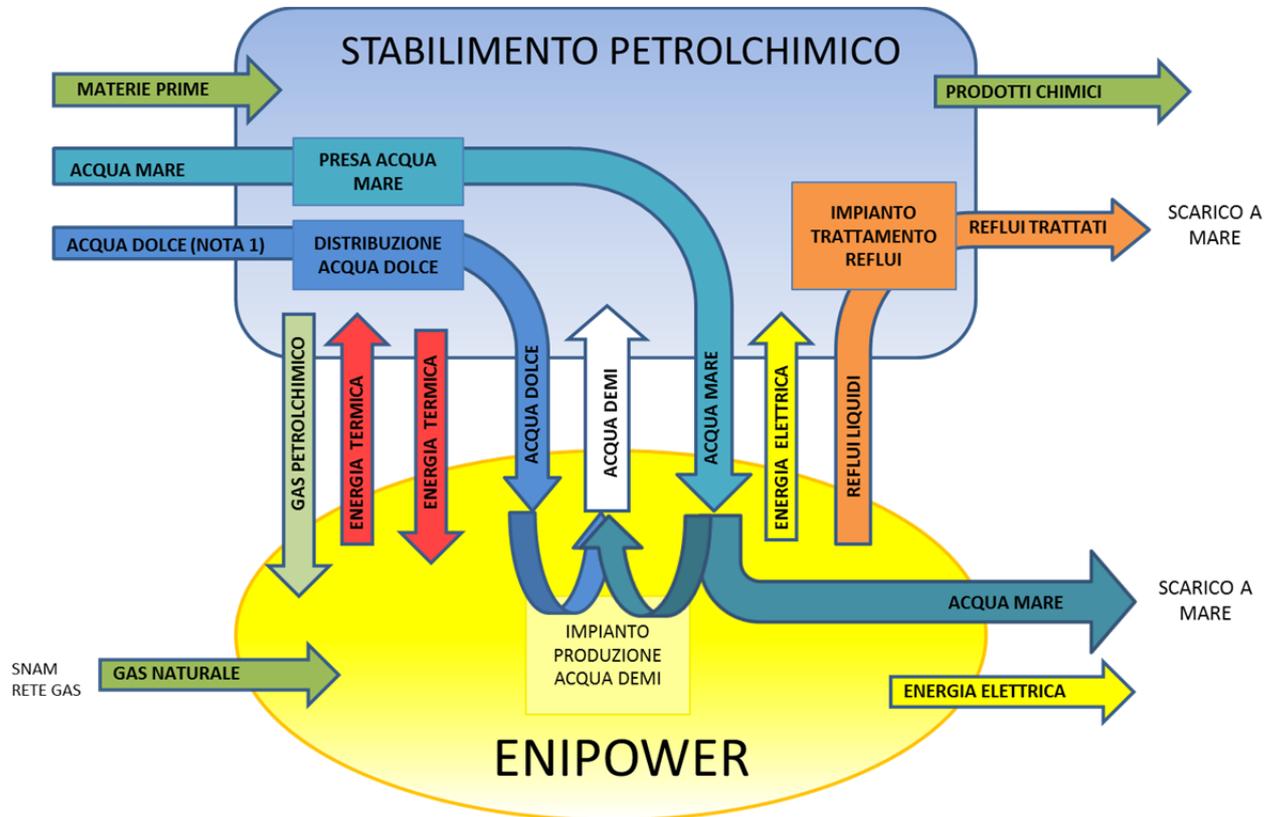
La società Chemgas fornisce i gas tecnici agli utenti di sito e, in particolare, aria compressa e azoto.

La società Syndial gestisce le attività di bonifica di suoli e falde.

Nello schema in Figura 3.2-A sono rappresentati qualitativamente, i flussi di materia ed energia in ingresso ed in uscita dallo stabilimento Enipower in relazione allo stabilimento petrolchimico multisocietario; in particolare:

- Enipower fornisce allo stabilimento multisocietario energia termica, elettrica e acqua demineralizzata e invia i reflui liquidi potenzialmente oleosi all'impianto di trattamento reflui gestito da Versalis.
- Versalis distribuisce a Enipower e alle altre coinsediate acqua dolce per uso industriale e acqua mare.
- La stazione di pompaggio acqua mare di Versalis fornisce a Enipower acqua al sistema di raffreddamento e all'impianto di produzione acqua demi.
- Versalis fornisce a Enipower anche il gas petrolchimico, che rappresenta un co-prodotto del processo di steam cracking, utilizzato come combustibile nei cicli combinati e vapore ad alta pressione, sempre proveniente dall'impianto steam-cracking, per la produzione di energia elettrica nella CTE/nord.

 eni power	PROGETTISTA  SAIPEM	COMMESSA 022847 02	UNITÀ 00
	CENTRALE DI COGENERAZIONE DI BRINDISI Upgrading tecnologico dei sistemi di combustione dei gruppi CC2 e CC3		Spc. 00-ZA-E-85520
	Studio Preliminare Ambientale QUADRO PROGETTUALE		Pag.15 di 99



NOTA 1:
 ACQUA DOLCE DA : BACINO DEL CILLARESE, BACINO FIUME GRANDE, POZZI AGRO DI MESAGNE, POZZI BARRIERA DELLO STABILIMENTO E ACQUEDOTTO AQP S.P.A.

Figura 3.2-A – Principali flussi in ingresso e uscita

 eni power	PROGETTISTA  SAIPEM	COMMESSA 022847 02	UNITÀ 00
	CENTRALE DI COGENERAZIONE DI BRINDISI Upgrading tecnologico dei sistemi di combustione dei gruppi CC2 e CC3		Spc. 00-ZA-E-85520
	Studio Preliminare Ambientale QUADRO PROGETTUALE		Pag.16 di 99

4 LO STABILIMENTO ENIPOWER

4.1 Introduzione

Lo stabilimento Enipower, che occupa un'area di circa 36,5 ha all'interno del sito petrolchimico multisocietario di Brindisi, comprende impianti per la produzione di energia elettrica, vapore e acqua demineralizzata.

L'assetto impiantistico attuale di stabilimento è costituito dalle seguenti principali apparecchiature:

- Centrale Termoelettrica CTE/Nord, costituita dai gruppi turbina a vapore – alternatore GT1, GT2 e GT3, per la produzione di energia elettrica e vapore tecnologico
- Centrale Termoelettrica CTE3, costituita da tre cicli combinati CC1, CC2 e CC3, per la produzione di energia elettrica e vapore tecnologico
- Una sezione impiantistica di produzione acqua demineralizzata, costituita da:
 - un impianto con resine a scambio ionico
 - un impianto con processo di osmosi inversa
 - un impianto di dissalazione dell'acqua di mare

oltre ad un impianto di trattamento condense.

Inoltre, con decreto di riesame dell'AIA (prot. DVA/0012631 del 29/05/2017), è stato autorizzato dal MATTM un nuovo Impianto di produzione acqua demineralizzata a membrane alimentato ad acqua di mare; il nuovo Impianto, della capacità produttiva di 250 m³/h di acqua demi, entrato in servizio nel terzo trimestre 2018.

Il vapore prodotto nei gruppi della CTE3 e della CTE/Nord alimenta le reti di stabilimento a bassa pressione (vapore BP, a 4.5 barg) e a media pressione (vapore MP, a 18 barg) che forniscono il vapore di processo necessario alle società coinsediate all'interno dello stabilimento petrolchimico multisocietario.

L'energia elettrica viene distribuita alle società coinsediate dello stabilimento multisocietario attraverso una rete di distribuzione a 23 kV, 13,2 kV, 6 kV e 0,4 kV; la parte eccedente della produzione di energia elettrica viene ceduta alla Rete Nazionale.

Inoltre, Enipower fornisce alle società coinsediate dello stabilimento petrolchimico anche l'acqua demineralizzata, prodotta dai suoi impianti di produzione.

	PROGETTISTA 	COMMESSA 022847 02	UNITÀ 00
	CENTRALE DI COGENERAZIONE DI BRINDISI Upgrading tecnologico dei sistemi di combustione dei gruppi CC2 e CC3	Spc. 00-ZA-E-85520	
	Studio Preliminare Ambientale QUADRO PROGETTUALE	Pag.17 di 99	Rev. 1

Da parte sua, Enipower riceve dall'Impianto P1CR *steam cracking* di Versalis, vapore a 123 barg (vapore di AP) che utilizza nelle turbine a vapore della CTE Nord e gas petrolchimico che utilizza, insieme al gas naturale, come combustibile per i cicli combinati CC2 e CC3 della CTE3.

In aggiunta, come già descritto al capitolo precedente, Enipower si avvale di strutture, quali l'impianto centralizzato di depurazione delle acque di scarico, la rete di distribuzione acqua mare, acque dolci e altri fluidi di servizio (aria, azoto, ecc.), di proprietà e/o gestione di Versalis, nonché di tutti i servizi generali (portineria, guardiana, mensa, ecc.) già disponibili all'interno del sito industriale.

Lo stabilimento Enipower è dotato di un gruppo elettrogeno di emergenza con motore *diesel*, di potenza pari a 2 MWe a supporto dell'alimentazione di emergenza.

Nei paragrafi successivi sono descritti gli impianti Enipower nell'attuale configurazione (paragrafo 4.2), gli scarichi idrici di stabilimento (paragrafo 4.3), mentre al paragrafo 4.4 viene riportato il bilancio ambientale dello stabilimento, in termini di prodotti, consumi e rilasci all'ambiente, all'assetto di massima capacità produttiva come autorizzato dall'AIA DM n.233 del 30/09/2014 o dal suo riesame (prot. DVA/0012631 del 29/05/2017), e quello derivante dai consuntivi dell'anno 2016, anno operativo considerato rappresentativo dell'esercizio dello Stabilimento Enipower.

La Figura 4.1-A mostra l'ubicazione degli impianti Enipower all'interno del sito petrolchimico multisocietario di Brindisi.

In Figura 4.1- è presentato uno schema funzionale riassuntivo delle centrali termoelettriche Enipower di Brindisi.

In Allegato 1 è riportata la planimetria dello stabilimento di Brindisi.

	PROGETTISTA  SAIPEM	COMMESSA 022847 02	UNITÀ 00
	CENTRALE DI COGENERAZIONE DI BRINDISI Upgrading tecnologico dei sistemi di combustione dei gruppi CC2 e CC3		Spc. 00-ZA-E-85520
	Studio Preliminare Ambientale QUADRO PROGETTUALE	Pag.18 di 99	Rev. 1

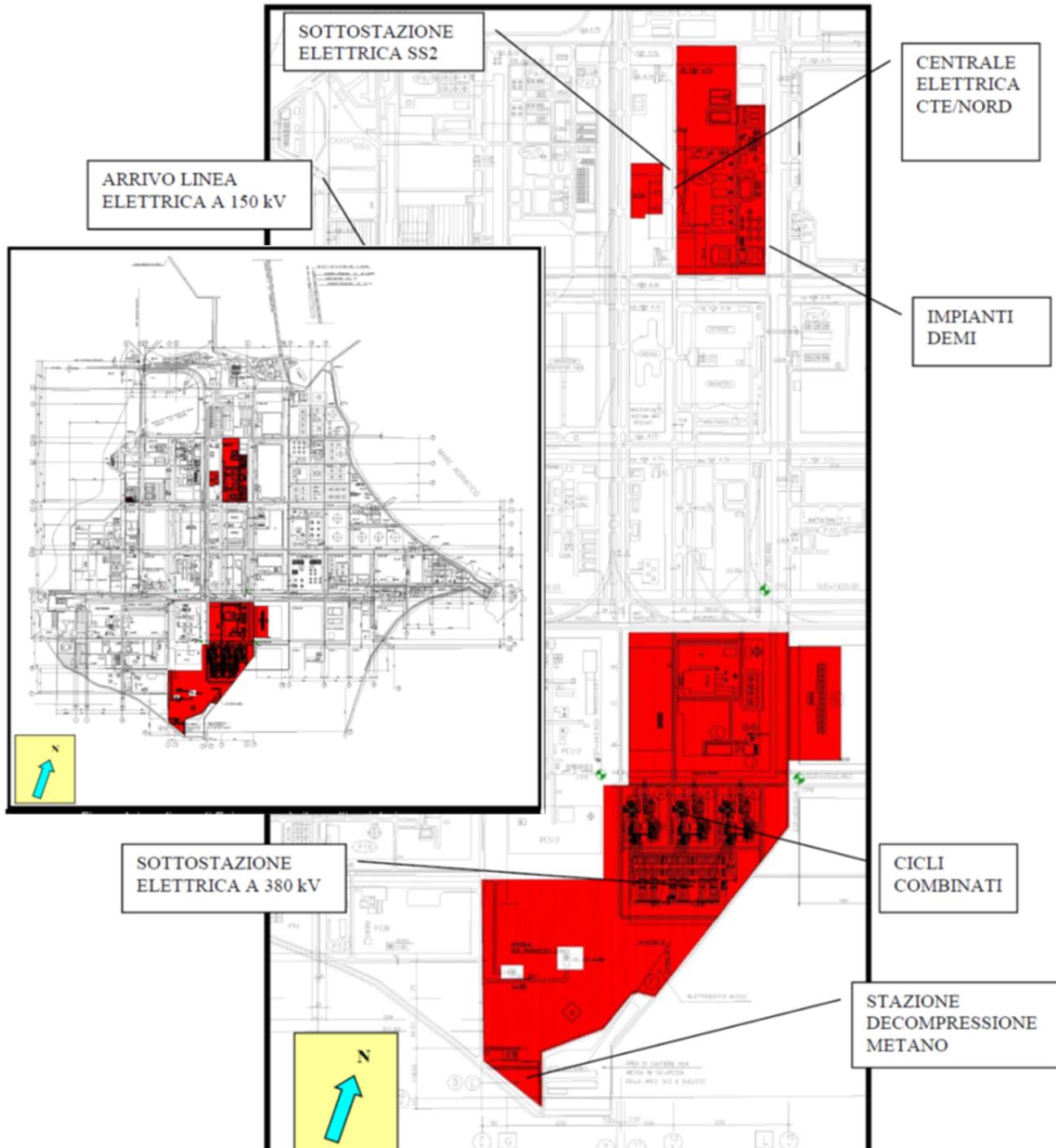


Figura 4.1-A – Identificazione aree impianti Enipower

	PROGETTISTA 	COMMESSA 022847 02	UNITÀ 00
	CENTRALE DI COGENERAZIONE DI BRINDISI Upgrading tecnologico dei sistemi di combustione dei gruppi CC2 e CC3		Spc. 00-ZA-E-85520
	Studio Preliminare Ambientale QUADRO PROGETTUALE		Pag.19 di 99

Stabilimento Enipower Brindisi

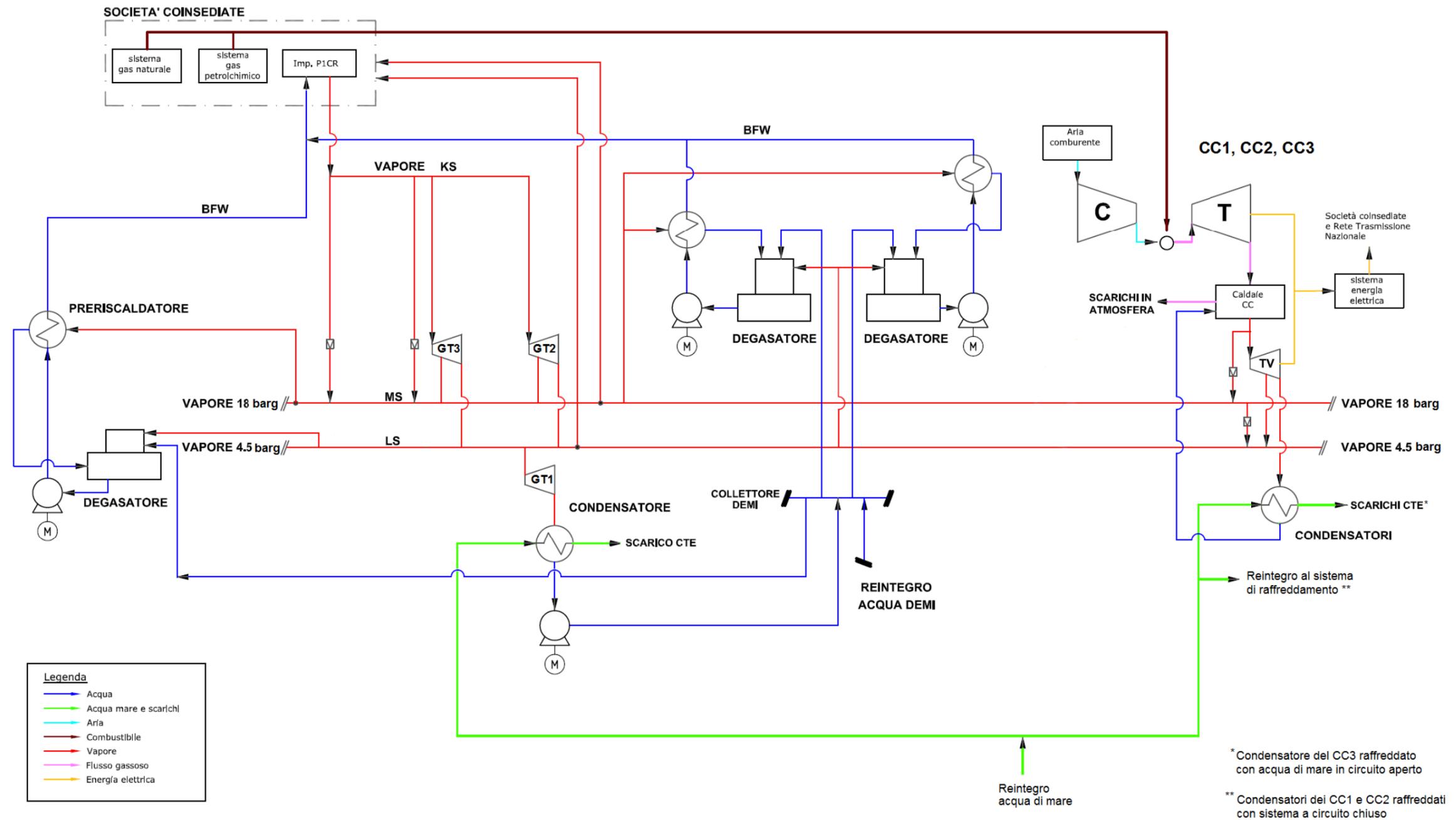


Figura 4.1-B – Schema funzionale riassuntivo delle centrali Enipower di Brindisi

 eni power	PROGETTISTA  SAIPEM	COMMESSA 022847 02	UNITÀ 00
	CENTRALE DI COGENERAZIONE DI BRINDISI Upgrading tecnologico dei sistemi di combustione dei gruppi CC2 e CC3	Spc. 00-ZA-E-85520	
	Studio Preliminare Ambientale QUADRO PROGETTUALE	Pag.20 di 99	Rev. 1

4.2 Descrizione dell'assetto impiantistico attuale

4.2.1 Descrizione della CTE/Nord

La centrale termoelettrica CTE/Nord è costituita dai seguenti gruppi:

- Turboalternatore a vapore GT1 (con turbina a condensazione)
- Turboalternatori a vapore GT2 e GT3 (con turbine a contropressione)

Gruppo GT1: costituito da una turbina a vapore Ansaldo, di potenzialità pari a 40 MWe, accoppiata ad un alternatore e dalle apparecchiature accessorie necessarie al loro funzionamento. La turbina, del tipo a condensazione, è alimentata da vapore a bassa pressione (4.5 barg); il vapore in uscita dalla turbina viene condensato in un condensatore ad acqua di mare ed inviato ai serbatoi di accumulo condensato. L'acqua stoccata nei serbatoi accumulo condensato viene successivamente inviata ai degasatori, quindi ai rispettivi preriscaldatori ed infine all'impianto *steam cracking* (P1CR) di Versalis.

Alla turbina è collegato un alternatore raffreddato ad aria, avente le seguenti caratteristiche:

- potenza nominale pari a 50 MVA;
- tensione pari a 13,2 kV;
- frequenza pari a 50 Hz.

Gruppi GT2 e GT3: costituiti ciascuno da un turbina a vapore Escher Wyss, di potenzialità pari a 20,5 MWe, da un alternatore e dalle apparecchiature accessorie necessarie al loro funzionamento.

Le turbine, alimentate da vapore ad alta pressione (123 barg e 530°C) proveniente dall'impianto di *steam-cracking* di Versalis, sono del tipo a contropressione; dal corpo di alta pressione si può estrarre vapore che, dopo desurriscaldamento, viene inviato alla rete di stabilimento di media pressione (18 barg), mentre dal corpo di bassa pressione delle turbine il vapore viene scaricato sulla rete di bassa pressione (4,5 barg) di stabilimento.

Alle turbine sono collegati gli alternatori aventi le seguenti caratteristiche:

- potenza nominale pari a 25,5 MVA;
- tensione pari a 13,2 kV;
- frequenza pari a 50 Hz.

	PROGETTISTA  SAIPEM	COMMESSA 022847 02	UNITÀ 00
	CENTRALE DI COGENERAZIONE DI BRINDISI Upgrading tecnologico dei sistemi di combustione dei gruppi CC2 e CC3		Spc. 00-ZA-E-85520
	Studio Preliminare Ambientale QUADRO PROGETTUALE		Pag.21 di 99

Gli alternatori sono raffreddati ad aria e sono dotati di un sistema di eccitazione statica e di un sistema di protezioni elettriche di tipo numerico.

Per l'alimentazione dei servizi ausiliari sono presenti trasformatori dedicati per ogni alternatore.

Nella seguente tabella sono riassunte le caratteristiche principali dei tre turboalternatori a vapore della CTE/Nord.

Sigla	potenzialità elettrica (MWe)	pressione vapore ammissione (bar g)	temperatura vapore ammissione (°C)	pressione vapore estrazione/scarico (bar g)	potenza nominale alternatore (MVA)
GT1	40	4,5	180	-	50
GT2	20,5	123	530	4,5	25,5
GT3	20,5	123	530	4,5	25,5

Tabella 4.2-A – Caratteristiche dei gruppi turboalternatori a vapore della CTE/nord

La rete di distribuzione dell'energia elettrica della CTE/Nord è composta dalle seguenti sottostazioni elettriche e cabine:

- Sottostazione SS1, che costituisce il punto di collegamento fra la rete elettrica di stabilimento e la rete esterna di trasmissione a 150 kV;
- Sottostazione SS2, collegata alla sottostazione SS1; a questa sottostazione sono collegate la CTE/Nord, per mezzo dei tre trasformatori TSA (da 60 MVA), TSB (da 100 MVA) e TSC (da 60 MVA), e la cabina S02 a mezzo di un trasformatore 13,2kV/23kV;
- Cabine S01 e S02, rispettivamente a 13,2 e 23 kV, cui sono collegati i trasformatori elevatori TSA, TSB e TSC ed i trasformatori dei servizi generali di centrale. Le due cabine sono collegate con una linea in cavo a 23 kV ed un trasformatore TS0 da 60 MVA; dalle due cabine partono le alimentazioni per le cabine primarie di tipo "S";
- Cabine di distribuzione primarie di tipo "S";
- Cabine di distribuzione secondaria di tipo "C".

4.2.2 Descrizione della CTE3

La centrale termoelettrica CTE3 è costituita da tre cicli combinati (denominati CC1, CC2 e CC3) per la produzione di energia elettrica e vapore. Ognuno dei cicli combinati è costituito

 eni power	PROGETTISTA  SAIPEM	COMMESSA 022847 02	UNITÀ 00
	CENTRALE DI COGENERAZIONE DI BRINDISI Upgrading tecnologico dei sistemi di combustione dei gruppi CC2 e CC3		Spc. 00-ZA-E-85520
	Studio Preliminare Ambientale QUADRO PROGETTUALE		Pag.22 di 99

da un turbolternatore a gas con caldaia a recupero e un turboalternatore a vapore ed ha una potenzialità totale pari a 393 MWe.

La CTE3, con una potenza complessiva di circa 1179 MWe, fornisce allo stabilimento petrolchimico multisocietario di Brindisi sia energia elettrica (la parte eccedente della produzione di energia elettrica viene ceduta alla Rete Nazionale) sia vapore tecnologico a MP e BP.

Con il già citato Decreto MAP 03/2005 RT del 9 febbraio 2005, il Ministero delle Attività Produttive ha autorizzato la centrale a ciclo combinato ad utilizzare, come combustibile ed in miscela con il gas naturale, il gas petrolchimico (contenente principalmente metano e idrogeno) prodotto in continuo dall'impianto *steam cracking* di Versalis. Il Decreto ha inoltre prescritto, per motivi tecnologici, che nella miscela gas naturale/gas petrolchimico la concentrazione di H₂ non può superare il limite del 15% e che l'avviamento di ciascuna turbina deve essere effettuato utilizzando solamente gas naturale fino a quando il gruppo non raggiunge il carico minimo del 60%.

La situazione attuale, rispetto all'alimentazione dei turbogas, è quindi la seguente:

- il gruppo CC1 utilizza come combustibile esclusivamente il gas naturale;
- i gruppi CC2 e CC3 possono utilizzare come combustibile il gas naturale oppure una miscela di gas petrolchimico e gas naturale.

Ciascun gruppo della centrale CTE3 risulta costituito dalle seguenti unità principali:

- una turbina a gas Ansaldo, modello V94.3A, della potenza di 258 MWe, accoppiata ad un alternatore;
- una caldaia a recupero a tre livelli di pressione (alta, media e bassa), di potenzialità pari a 685 MWt, dotata di surriscaldatore,
- una turbina a vapore a condensazione della potenza di 135 MWe, con estrazione di vapore a media e bassa pressione, accoppiata ad un alternatore;
- un condensatore raffreddato ad acqua mare (in ciclo chiuso proveniente da dodici torri di raffreddamento ibride per i gruppi CC1 e CC2 ed a ciclo aperto per il gruppo CC3);
- dodici torri di raffreddamento a tiraggio forzato del tipo umido/secco a controcorrente, comuni ai due gruppi CC1 e CC2;
- un trasformatore elevatore.

 eni power	PROGETTISTA  SAIPEM	COMMESSA 022847 02	UNITÀ 00
	CENTRALE DI COGENERAZIONE DI BRINDISI Upgrading tecnologico dei sistemi di combustione dei gruppi CC2 e CC3	Spc. 00-ZA-E-85520	
	Studio Preliminare Ambientale QUADRO PROGETTUALE	Pag.23 di 99	Rev. 1

Turbine a gas

In ciascuna turbina a gas, l'aria ambiente, dopo filtrazione in un filtro multistadio, viene convogliata nella sezione d'ingresso del compressore della turbina attraverso un condotto fornito di silenziatore. L'aria entrante viene quindi compressa nei successivi stadi del compressore assiale, ed immessa in camera di combustione, ove è iniettato il combustibile.

Le tre turbine a gas sono equipaggiate con bruciatori a bassa emissione di NO_x: la turbina del CC1, dal maggio 2011, è equipaggiata di bruciatore di tipo VeLoNO_x che assicura emissioni di NO_x con concentrazioni nei fumi non superiori a 30 mg/Nm³, mentre le turbine a gas del CC2 e del CC3 sono dotate di bruciatori di tipo DLN (Dry Low Nox) che, grazie alla combustione a fiamma premiscelata, permettono emissioni di NO_x a concentrazioni intrinsecamente basse, nel rispetto del limite prescritto dal DM n.000164 del 04/08/2015, pari a 40 mg/Nm³ medio giornaliero, senza necessità di iniezione di vapore. Il fatto che le turbine dei CC2 e CC3 possano essere alimentate con una miscela di gas naturale e gas petrolchimico non rende possibile l'installazione di bruciatori di tipo VeLoNO_x come sulla turbina del CC1 per ridurre ulteriormente le emissioni di NO_x.

I gas combusti ad alta temperatura (circa 1.300°C) escono dalla camera di combustione ed entrano nella turbina a gas multistadio ove, espandendosi, cedono energia meccanica all'albero; parte dell'energia sviluppata viene utilizzata per trascinare il compressore della turbina a gas stessa, mentre parte aziona il generatore per la produzione d'energia elettrica.

I gas combusti fuoriescono quindi dalla turbina a gas ad una temperatura di circa 580°C attraverso uno scarico silenziato e giungono nella sezione d'ingresso della caldaia a recupero dopo avere attraversato un condotto di collegamento termicamente isolato.

Caldaie a recupero

Il generatore di vapore (di ciascun CC) è una caldaia a recupero, a valle della turbina a gas, a circolazione naturale con tre livelli di pressione, con risurriscaldatore e preriscaldamento del condensato nella sezione finale della caldaia.

I fumi di scarico di ciascuna turbina a gas vengono alimentati al rispettivo generatore di vapore, composto da una serie di scambiatori di calore che producono vapore ad alta (AP), media (MP) e bassa pressione (BP).

	PROGETTISTA  SAIPEM	COMMESSA 022847 02	UNITÀ 00
	CENTRALE DI COGENERAZIONE DI BRINDISI Upgrading tecnologico dei sistemi di combustione dei gruppi CC2 e CC3	Spc. 00-ZA-E-85520	
	Studio Preliminare Ambientale QUADRO PROGETTUALE	Pag.24 di 99	Rev. 1

Il corpo di alta pressione, è alimentato da una pompa (più una in riserva) che preleva l'acqua dal corpo cilindrico di BP e la invia all'economizzatore e quindi al corpo cilindrico di AP; qui viene prodotto vapore saturo che viene inviato al surriscaldatore di AP, per raggiungere la temperatura di ingresso in turbina (538°C) alla pressione di circa 116 barg.

Il corpo di media pressione è alimentato da una pompa (più una in riserva) che preleva l'acqua dal corpo cilindrico di BP e la invia all'economizzatore di MP e quindi al relativo corpo cilindrico, dove avviene la produzione di vapore saturo. Il vapore ottenuto è inviato al surriscaldatore MP e, dopo che viene miscelato con il vapore scaricato dalla sezione di AP della turbina a vapore, entra nel risurriscaldatore per raggiungere la temperatura di ingresso in turbina (538°C).

Nei corpi di AP e di MP, la temperatura del vapore viene controllata mediante attemperatori che utilizzano acqua prelevata all'uscita delle pompe alimento di AP.

La sezione di BP è alimentata con una pompa (più una di riserva) di estrazione condensato, che preleva l'acqua dal pozzo caldo del condensatore e la invia al preriscaldatore posto nella zona fredda della caldaia. L'acqua entra quindi nel corpo cilindrico di BP che serve anche da degasatore. Il corpo cilindrico di BP, oltre a fornire l'acqua di alimento per i livelli di pressione superiori, produce vapore saturo, che in parte è utilizzato per il degasaggio e in parte, dopo essere stato surriscaldato, viene inviato alla sezione di BP della turbina a vapore.

L'acqua demi di reintegro delle caldaie a recupero è fornita dagli impianti di demineralizzazione Enipower e viene stoccata in due serbatoi di accumulo; dai serbatoi, l'acqua demi è inviata alle caldaie a recupero tramite le pompe di reintegro acqua demi.

I fumi, raffreddati nella caldaia a recupero alla temperatura di circa 100°C, sono inviati ai rispettivi camini identificati come punti di emissione CC1, CC2 e CC3.

Turbine a vapore

La turbina a vapore (di ciascun CC) è composta da una sezione di alta, una di media e una di bassa pressione (rispettivamente AP, MP e BP) con scarico radiale al condensatore.

Tutto il vapore di alta pressione prodotto dalla caldaia a recupero è convogliato nella sezione di alta pressione della turbina a vapore (pressione circa 115 barg e temperatura 538°C).

 eni power	PROGETTISTA  SAIPEM	COMMESSA 022847 02	UNITÀ 00
	CENTRALE DI COGENERAZIONE DI BRINDISI Upgrading tecnologico dei sistemi di combustione dei gruppi CC2 e CC3		Spc. 00-ZA-E-85520
	Studio Preliminare Ambientale QUADRO PROGETTUALE		Pag.25 di 99

La portata scaricata dalla sezione di AP si miscela con il vapore prodotto dal corpo di MP della caldaia a recupero e, dopo aver attraversato i banchi del risurriscaldatore della caldaia a recupero, entra nella sezione di MP della turbina a vapore.

Parte del vapore in uscita dal risurriscaldatore della caldaia a recupero, prima di essere inviato alla turbina a vapore, viene estratto mediante un gruppo di regolazione esterno alla turbina a vapore per fornire allo stabilimento il vapore tecnologico a MP alle condizioni di pressione e temperatura richieste. La regolazione avviene mediante un gruppo di riduzione e attemperamento con l'acqua prelevata dalle pompe alimento di MP.

La turbina a vapore è dotata di una estrazione libera di vapore a BP, regolata in base alla richiesta delle utenze dello stabilimento tramite un gruppo di regolazione analogo a quello sopra descritto per il vapore a MP (in questo caso l'acqua di attemperamento viene prelevata dalla mandata delle pompe estrazione condensato) per alimentare il collettore di BP della rete alle condizioni pressione e temperature richieste.

Un'ulteriore stazione di riduzione e attemperamento è inoltre installata tra i collettori di media e bassa pressione per l'eventuale necessità di derivare vapore dall'uno all'altro livello di pressione per le esigenze del sito.

Allo scopo di ottimizzare l'efficienza del sistema al variare del carico della turbina a gas, la turbina a vapore è inoltre dotata di una sezione di riammissione del vapore di BP prodotto dal corpo di BP della caldaia a recupero.

Condensatori

Il vapore scaricato dalla sezione di bassa pressione delle turbine, viene alimentato ai rispettivi condensatori ad acqua (uno per ciascun ciclo), dove viene condensato e leggermente sottoraffreddato alla pressione di esercizio di circa 0,06 bara. Il condensato finisce in un apposito pozzo caldo, da dove viene estratto mediante le pompe di estrazione condensato per essere reimpresso in ciclo nel corpo di BP della caldaia a recupero.

I condensatori dei tre gruppi utilizzano come fluido refrigerante acqua di mare. I condensatori dei gruppi CC1 e CC2 utilizzano acqua di mare raffreddata in ciclo chiuso mediante un sistema a torri ibride, comune ai due cicli combinati, costituito da due linee di torri da sei celle ciascuna del tipo umido/secco, mentre il condensatore del gruppo CC3 utilizza acqua di mare in ciclo aperto.

 eni power	PROGETTISTA  SAIPEM	COMMESSA 022847 02	UNITÀ 00
	CENTRALE DI COGENERAZIONE DI BRINDISI Upgrading tecnologico dei sistemi di combustione dei gruppi CC2 e CC3		Spc. 00-ZA-E-85520
	Studio Preliminare Ambientale QUADRO PROGETTUALE		Pag.26 di 99

L'acqua mare viene in parte utilizzata per raffreddare direttamente il condensatore del gruppo CC3 e in parte utilizzata come reintegro alle torri di raffreddamento dei gruppi CC1 e CC2.

Trasformatore elevatore e stazione elettrica

L'energia elettrica prodotta nella centrale a due diversi livelli di tensione dalle sezioni gas e vapore dei cicli combinati, viene elevata da trasformatori, uno per ogni ciclo combinato, al livello di rete (380 kV). Un apposito cavidotto collega i trasformatori alla sezione a 380 kV della sottostazione elettrica.

La sottostazione elettrica è costituita da un doppio sistema di sbarre con interruttore congiuntore con isolamento in aria ed alla tensione nominale di 380 kV. Inoltre, fanno parte della sottostazione un insieme di apparecchiature alta tensione (sezionatori, interruttori, TA, TV, ecc.) ed ausiliarie che consentono di connettere elettricamente la CTE3 con la rete elettrica nazionale tramite un elettrodotto a 380 kV. La stazione elettrica a 380 kV è connessa anche con la rete a 150 kV con un ATR, da cui normalmente si alimentano le utenze di stabilimento.

Tramite la sottostazione è possibile immettere sulla rete nazionale l'energia elettrica eccedente i consumi dello stabilimento petrolchimico multisocietario e, in casi eccezionali, prelevare dalla stessa rete energia da immettere nella rete del sito, attraverso l'ATR, consentendo anche il possibile passaggio di energia dalla sezione a 150 kV a quella a 380 kV.

Le seguenti tabelle riportano le caratteristiche principali delle apparecchiature che costituiscono ciascun ciclo combinato della centrale CTE3:

 eni power	PROGETTISTA  SAIPEM	COMMESSA 022847 02	UNITÀ 00
	CENTRALE DI COGENERAZIONE DI BRINDISI Upgrading tecnologico dei sistemi di combustione dei gruppi CC2 e CC3		Spc. 00-ZA-E-85520
	Studio Preliminare Ambientale QUADRO PROGETTUALE		Pag.27 di 99

TURBINA A GAS	11-TG-001 (CC1)	12-TG-001 (CC2)/ 13-TG-001 (CC3)
Costruttore	Ansaldo	Ansaldo
Modello	V94.3°2	V94.3°2
Potenza elettrica	258 MWe	258 MWe
Potenza termica	685 MWt	685 MWt
Alimentazione	gas naturale	gas naturale e gas petrolchimico
Consumo combustibile (*)	70.000 Sm ³ /h	70.000 Sm ³ /h
(*) Dato riferito al consumo di gas naturale (100%)		

Tabella 4.2-B – Caratteristiche principali delle turbine a gas

CALDAIA A RECUPERO	31-BA-001 (CC1) / 32-BA-001 (CC2) / 33-BA-001 (CC3)
Produzione vapore	360 t/h
Pressione vapore AP	116 barg
Temperatura vapore AP	540°C

Tabella 4.2-C – Caratteristiche principali delle caldaie a recupero

TURBINA A VAPORE	21-TD-001 (CC1) / 21-TD-002 (CC2) / 21-TD-003 (CC3)
Potenza elettrica	135 MWe
Pressione vapore in ammissione	115 barg
Temperatura vapore in ammissione	538°C
Pressione vapore allo scarico *	0,06 bara
(*) Le turbine a vapore sono dotate di estrazioni di vapore MP e vapore BP	

Tabella 4.2-D – Caratteristiche principali delle turbine a vapore

La figura seguente riporta lo schema semplificato di un ciclo combinato.

	PROGETTISTA 	COMMESSA 022847 02	UNITÀ 00
	CENTRALE DI COGENERAZIONE DI BRINDISI Upgrading tecnologico dei sistemi di combustione dei gruppi CC2 e CC3	Spc. 00-ZA-E-85520	
	Studio Preliminare Ambientale QUADRO PROGETTUALE	Pag.28 di 99	Rev. 1

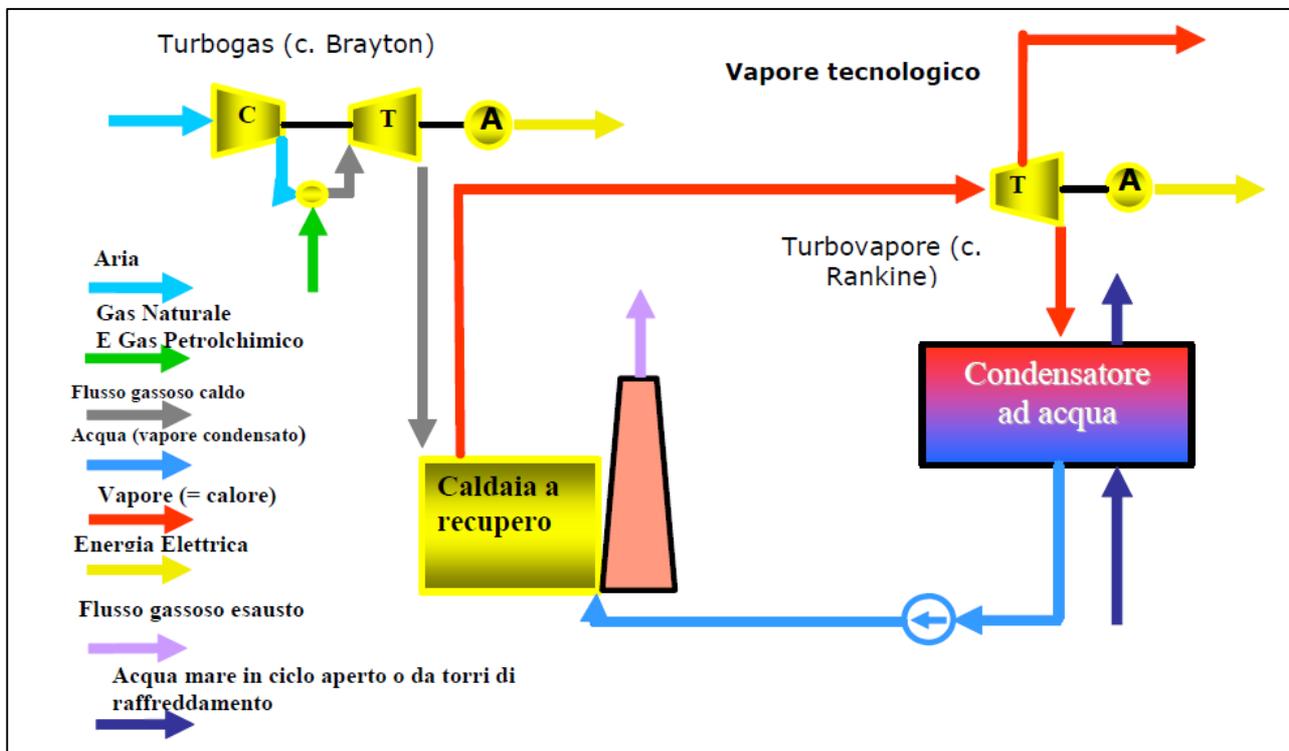


Figura 4.2-A – Schema semplificato di un ciclo combinato – CTE3 Enipower di Brindisi

4.2.3 Impianti ausiliari

Sistema Gas Naturale

Il gas naturale utilizzato come combustibile nei cicli combinati proviene dalla rete nazionale di Snam Rete Gas. Nei pressi del confine sud dello stabilimento multisocietario è presente una stazione di misura portata e riduzione della pressione.

Nella stazione di riduzione sono presenti quattro linee di preriscaldamento e riduzione (da 80.000 Sm³/h ciascuna) delle quali, tre normalmente in esercizio ed una in stand by. Dalla stazione parte una tubazione interrata che, tramite tre stacchi dedicati, fornisce il gas naturale ai vari gruppi (CC1, CC2 e CC3). Per la misura delle portate si utilizzano misuratori volumetrici a turbina (sistema ridondato), con compensazione in pressione e temperatura.

La seguente tabella riporta la composizione tipica del gas naturale.

	PROGETTISTA 	COMMESSA 022847 02	UNITÀ 00
	CENTRALE DI COGENERAZIONE DI BRINDISI Upgrading tecnologico dei sistemi di combustione dei gruppi CC2 e CC3	Spc. 00-ZA-E-85520	
	Studio Preliminare Ambientale QUADRO PROGETTUALE	Pag.29 di 99	Rev. 1

Elio	%vol	0,06
Ossigeno	%vol	0,01
Azoto	%vol	1,52
Metano	%vol	87,79
Anidride carbonica	%vol	1,39
Etano	%vol	7,02
Propano	%vol	1,66
Butani	%vol	0,44
Pentani	%vol	0,09
Esani e superiori	%vol	0,03
PCI	kJ/kg	46690
Massa molare	kg/kmol	18,35
Densità	kg/Sm ³	0,78

Tabella 4.2-E – Composizione tipica del gas naturale di Snam Rete Gas

Sistema gas petrolchimico

Il gas di petrolchimico, che alimenta in miscela con il gas naturale i turbogas del CC2 e CC3, è prodotto dall'impianto *steam cracking* (P1CR) di Versalis e proviene da un collettore dedicato.

La composizione media del gas petrolchimico relativamente all'anno 2017, monitorata con un gascromatografo in linea, è riportata nella seguente tabella:

 eni power	PROGETTISTA  SAIPEM	COMMESSA 022847 02	UNITÀ 00
	CENTRALE DI COGENERAZIONE DI BRINDISI Upgrading tecnologico dei sistemi di combustione dei gruppi CC2 e CC3		Spc. 00-ZA-E-85520
	Studio Preliminare Ambientale QUADRO PROGETTUALE		Pag.30 di 99

		Gas petrolchimico	
		Media	Massima (*)
CO	%vol	0,13	0,14
H ₂	%vol	57,1	60,9
C ₁	%vol	42,1	38,2
C ₂	%vol	0,6	0,7
C ₃	%vol	0,00	0,00
C ₄	%vol	0,03	0,03
C ₅ e superiori	%vol	0,00	0,00
N ₂	%vol	0,07	0,08
P.C.I.	kcal/Nm ³	5.155	4.836
P.M. medio	kg/kmole	8,09	7,53

* Al massimo contenuto di idrogeno registrato in media mensile nel 2017

Tabella 4.2-F – Composizione gas di petrolchimico

Aria strumenti dedicata ai cicli combinati

Il sistema di produzione e distribuzione/compressione dell'aria strumenti e servizi è dimensionato per alimentare la CTE3 ed è stato progettato in accordo ad un consumo massimo stimato di 1000 Nm³/h; il sistema comprende le seguenti apparecchiature:

- sistema di filtrazione aria;
- tre compressori rotativi a vite (2+1 riserva) con motore elettrico ed interrefrigerati;
- un serbatoio di accumulo per aria strumenti;
- tre essiccatori per aria strumenti (2 + 1 in riserva).

Allo scopo di consentire un'alimentazione di riserva, la rete aria compressa della CTE3 è collegata alla rete aria compressa dello stabilimento multisocietario.

4.2.4 Impianti acqua demineralizzata

Lo stabilimento Enipower è dotato di tre impianti di produzione di acqua demineralizzata (acqua demi):

	PROGETTISTA  SAIPEM	COMMESSA 022847 02	UNITÀ 00
	CENTRALE DI COGENERAZIONE DI BRINDISI Upgrading tecnologico dei sistemi di combustione dei gruppi CC2 e CC3	Spc. 00-ZA-E-85520	
	Studio Preliminare Ambientale QUADRO PROGETTUALE	Pag.31 di 99	Rev. 1

- impianto con resine a scambio ionico, al quale viene alimentata acqua grezza a bassa salinità da coinsediate;
- impianto con processo di osmosi inversa, al quale viene alimentata acqua grezza a bassa salinità da coinsediate;
- una sezione di dissalazione dell'acqua di mare.

Con decreto di riesame dell'AIA (prot. DVA/0012631 del 29/05/2017), il MATTM ha autorizzato Enipower ad installare un nuovo impianto di produzione acqua demi a membrane alimentato ad acqua mare, in sostituzione di un'obsoleto impianto con resine a scambio ionico alimentato con acqua chiarificata prelevata dall'invaso Cillarese, che è stato smantellato. Il nuovo impianto, della capacità produttiva di 250 m³/h di acqua demi, è entrato in esercizio nel corso del terzo trimestre del 2018.

L'acqua demi prodotta negli impianti Enipower viene anche distribuita alle utenze dello stabilimento petrolchimico multisocietario.

Impianto di acqua demineralizzata con processo a osmosi inversa

L'impianto di produzione acqua demi con processo di osmosi inversa è costituito da tre linee da 50 m³/h. L'acqua alimentata a questo impianto viene inizialmente additivata, a titolo cautelativo, con una soluzione di ipoclorito di sodio ed è inviata tramite pompe ad un sistema filtrante costituito da tre filtri contenenti pirolusite. L'acqua filtrata è successivamente inviata al trattamento di abbattimento del cloro libero residuo attivo, effettuato mediante dosaggio controllato, in linea, di una soluzione acquosa di metabisolfito di sodio. L'acqua così trattata, dopo ulteriore filtrazione attraverso filtri a cartucce (capacità di filtrazione fino a 5 µm), viene alimentata al gruppo di osmosi inversa. L'acqua è successivamente inviata ad una torre di degasazione per allontanare la CO₂ e quindi accumulata in un serbatoio polmone; da qui viene inviata tramite pompe ad un impianto a letti misti con resine a scambio ionico, per ottenere un'acqua caratterizzata da un valore di conducibilità inferiore ad 1 µS/cm.

Le resine cationiche ed anioniche di letti misti sono rigenerate rispettivamente con soluzioni di acido solforico e soda.

 eni power	PROGETTISTA  SAIPEM	COMMESSA 022847 02	UNITÀ 00
	CENTRALE DI COGENERAZIONE DI BRINDISI Upgrading tecnologico dei sistemi di combustione dei gruppi CC2 e CC3		Spc. 00-ZA-E-85520
	Studio Preliminare Ambientale QUADRO PROGETTUALE		Pag.32 di 99

Impianto di dissalazione dell'acqua di mare

L'impianto di dissalazione dell'acqua di mare è del tipo multistadio a 42 stadi sotto vuoto ed è in grado di produrre circa 400 m³/h di acqua dissalata.

L'acqua di mare fredda attraversa i tubi del condensatore degli stadi a dispersione di calore del dissalatore. La maggior parte ritorna in mare, mentre una parte viene acidificata, per prevenire la formazione di depositi, decarbonata, degasata e mandata nella camera di evaporazione rapida dell'ultimo stadio come reintegro.

La salamoia viene ricircolata in controcorrente dallo stadio a più bassa pressione attraverso i tubi degli stadi a recupero di calore. Questa salamoia si preriscalda in ciascuno stadio condensando il vapore che si raccoglie nella sezione a recupero di calore dell'evaporatore. Il resto del calore necessario è ottenuto utilizzando vapore nei riscaldatori della salamoia dove la temperatura viene elevata al livello massimo desiderabile.

La salamoia viene poi convogliata nel primo stadio a recupero di calore dove la pressione è mantenuta leggermente al di sotto della pressione di saturazione corrispondente alla temperatura della salamoia. Questo provoca l'evaporazione rapida di una porzione della salamoia ed il raggiungimento di un equilibrio termico. Il resto della salamoia passa negli stadi successivamente inferiori dove il processo è ripetuto in sequenza.

Il vapore generato in ciascuno degli stadi passa, attraverso adatti separatori di umidità, nella sezione di condensazione, dove cede calore alla salamoia ricircolante nei tubi. Il condensato (acqua prodotta) gocciola dai tubi dentro l'apposita vasca di raccolta, da cui passa in cascata attraverso gli stadi a pressione successivamente inferiore.

L'acqua proveniente dall'ultimo stadio dell'impianto è inviata ai filtri a resine a letto misto in cui è completamente demineralizzata.

 eni power	PROGETTISTA  SAIPEM	COMMESSA 022847 02	UNITÀ 00
	CENTRALE DI COGENERAZIONE DI BRINDISI Upgrading tecnologico dei sistemi di combustione dei gruppi CC2 e CC3	Spc. 00-ZA-E-85520	
	Studio Preliminare Ambientale QUADRO PROGETTUALE	Pag.33 di 99	Rev. 1

Impianto trattamento condense

Nello stabilimento Enipower è inoltre presente un impianto di trattamento delle condense, di potenzialità pari a 120 m³/h. Dopo una filtrazione attraverso un filtro a carbone, le condense sono inviate ai letti misti.

Nuovo impianto a membrane

Il nuovo impianto di produzione acqua demi a membrane, entrato in esercizio nel corso del terzo trimestre 2018, è alimentato con acqua di mare ed è dimensionato per produrre 250 m³/h di acqua demi. L'impianto è articolato su diversi treni, di cui alcuni mantenuti in stand-by; dal punto di vista del processo, ogni linea di trattamento è, essenzialmente, così costituita:

- ultrafiltrazione
- 1° Passo di dissalazione acqua (SWRO)
- 2° Passo di demineralizzazione acqua (BWRO)
- elettro-deionizzazione (EDI) e trasferimento all'utilizzo

ognuna dotata di relativi item di stoccaggio e rilancio alla sezione successiva.

4.3 Scarichi idrici di stabilimento

Nello stabilimento Enipower non è presente alcun impianto di trattamento dei reflui; le acque di scarico degli impianti Enipower sono inviate nel sistema fognario a servizio dello stabilimento petrolchimico multisocietario, gestito dalla società Versalis.

Le differenti tipologie di reflui scaricati dallo stabilimento Enipower sono:

- acque di raffreddamento provenienti dai circuiti di raffreddamento;
- acque oleose, provenienti dallo svuotamento di apparecchiature, acque da pulizie dei piazzali o acque meteoriche che dilavano aree impermeabilizzate potenzialmente interessate da rilasci di sostanze inquinanti;
- acque reflue civili provenienti dai servizi igienici e dalle utenze civili;
- acque meteoriche di dilavamento non inquinate provenienti da strade, piazzali ecc.

Le acque reflue dello stabilimento Enipower confluiscono ai seguenti punti di scarico:

 eni power	PROGETTISTA  SAIPEM	COMMESSA 022847 02	UNITÀ 00
	CENTRALE DI COGENERAZIONE DI BRINDISI Upgrading tecnologico dei sistemi di combustione dei gruppi CC2 e CC3		Spc. 00-ZA-E-85520
	Studio Preliminare Ambientale QUADRO PROGETTUALE		Pag.34 di 99

- *scarico finale (in mare) S2 – Policentrica EST*: acqua mare di raffreddamento e acque meteoriche di dilavamento non inquinate, raccolte alla rete di sito attraverso i pozzetti CTE1/1, CTE1/2 e CTE1/3; in questo scarico saranno convogliati anche gli scarichi provenienti dal nuovo pozzetto CTE1/4, installato per il nuovo impianto di produzione acqua demi a membrane in fase di realizzazione.
- *scarico finale (in mare) S3 – Policentrica SUD*: acqua mare di raffreddamento e acque meteoriche di dilavamento non inquinate¹, raccolte alla rete di sito attraverso i pozzetti fiscali DIFL/1, CTE3/1, CTE3/2, CTE3/3 e CTE3/4;
- *impianto di trattamento acque reflue della società Versalis*: acque meteoriche inquinate, acque oleose e acque reflui civili, raccolte alla rete di sito attraverso i pozzetti DIFL/FO/1, CTE/FO/NORD e CTE/FO/TG.

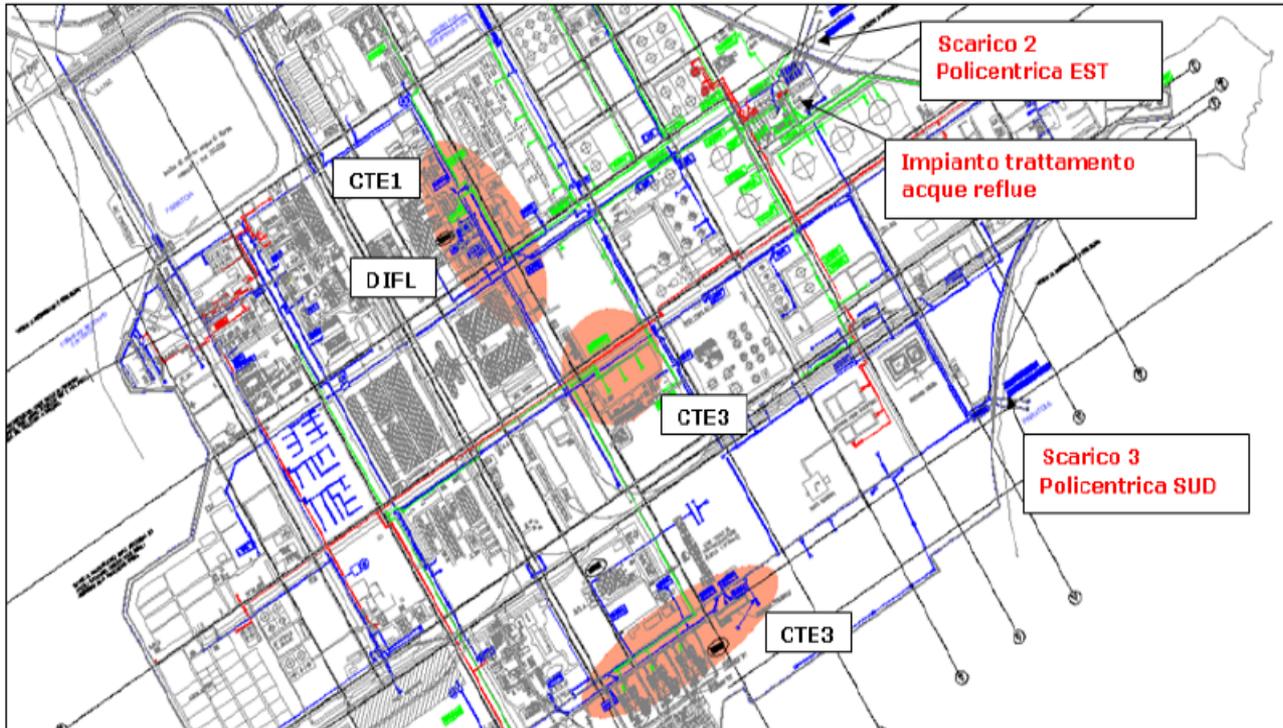
Ai quattro pozzetti recapitanti nello scarico finale S2 – Policentrica EST e ai cinque pozzetti recapitanti nello scarico finale S3 – Policentrica SUD devono essere rispettati i limiti di cui alla Tabella 3 dell'Allegato V alla Parte III del D.Lgs. 152/2006, tranne che per i parametri "cloruri" e "solfati" poiché il corpo recettore finale è il mare; si segnala anche che il parametro "boro" è contenuto *naturalmente* nell'acqua di mare ad una concentrazione superiore al limite (4,5 mg/l contro un limite di 2,0 mg/l).

Ai tre pozzetti recapitanti all'impianto di trattamento acque reflue della Società Versalis devono essere rispettati i limiti imposti dal Regolamento fognario ed.2 "*Gestione della rete fognaria dell'insediamento petrolchimico multisocietario di Brindisi – Regolamento*", emesso il 03/09/2013 da Versalis ed autorizzato dalle società coinsediate.

La Figura 4.3-A mostra uno stralcio della rete fognaria di stabilimento con ubicazione dei pozzetti e degli scarichi.

¹ In ottemperanza alle prescrizioni del Decreto AIA, nel corso del 2016 Enipower ha realizzato un progetto finalizzato al recupero ad uso industriale delle acque meteoriche di dilavamento dei piazzali della CTE3 mediante l'installazione una vasca di accumulo; tali acque sono riutilizzate ad integrazione dei circuiti di raffreddamento che attualmente sono alimentati esclusivamente dalle prese acqua mare.

	PROGETTISTA  SAIPEM	COMMESSA 022847 02	UNITÀ 00
	CENTRALE DI COGENERAZIONE DI BRINDISI Upgrading tecnologico dei sistemi di combustione dei gruppi CC2 e CC3		Spc. 00-ZA-E-85520
	Studio Preliminare Ambientale QUADRO PROGETTUALE		Pag.35 di 99



FOGNA ACQUE OLEOSE

POZZETTO FOGNA ACQUE OLEOSE

FOGNA ACQUE BIANCHE DI RAFFREDDAMENTO

POZZETTO FOGNA ACQUE BIANCHE DI RAFFREDDAMENTO

FOGNA ACQUE REFLUE DI PROCESSO

POZZETTO FOGNA ACQUE REFLUE DI PROCESSO



□ I POZZETTI SONO PROVISTI DI CHIUSINO



□ I POZZETTI SONO GRIGLIATI O CORDOLATI



□ I POZZETTI SONO PROVISTI DI CHIUSINO

CTE1
 Produz. energia elettrica

DIFL
 Produz. H2O demineralizzata

CTE3
 Produz. energia elettrica

Figura 4.3-A: Stralcio rete fognaria di stabilimento con indicazione impianti e scarichi

 eni power	PROGETTISTA  SAIPEM	COMMESSA 022847 02	UNITÀ 00
	CENTRALE DI COGENERAZIONE DI BRINDISI Upgrading tecnologico dei sistemi di combustione dei gruppi CC2 e CC3	Spc. 00-ZA-E-85520	
	Studio Preliminare Ambientale QUADRO PROGETTUALE	Pag.36 di 99	Rev. 1

4.4 Sintesi dei prodotti, consumi e rilasci dello stabilimento Enipower nello stato attuale

Nel bilancio ambientale che segue sono presentati i prodotti, i consumi e i rilasci dello Stabilimento Enipower di Brindisi, relativamente all'anno 2017; tali voci di bilancio rappresentano le interazioni con l'ambiente naturale e antropico in termini di consumo di acqua, di energia e di materia e di emissioni in atmosfera, scarichi idrici e rifiuti.

I dati di consuntivo riportati di seguito sono derivati dai seguenti documenti Enipower:

- *Comunicazione annuale relativa all'AIA di cui al DEC-MIN-0000233 del 30/09/2014 – Attività anno 2017"*
- *Dichiarazione ambientale (EMAS) 2018-2020*

Nella valutazione del bilancio di consuntivo, si consideri che le apparecchiature principali, cioè i tre cicli combinati, nel 2017 hanno funzionato per i seguenti periodi:

- CC1 6456 ore
- CC2 7833 ore
- CC3 8424 ore

Lo schema riassuntivo del bilancio di stabilimento relativo ai consuntivi dell'anno 2017 sono riportati nella Figura 4.4-M.

4.4.1 Prodotti

Di seguito viene presentato il bilancio annuale dei prodotti dello stabilimento Enipower, distinti tra energia elettrica, vapore tecnologico (energia termica) ed acqua demineralizzata.

Energia elettrica

L'energia elettrica necessaria al funzionamento degli impianti Enipower e dello stabilimento petrolchimico di Brindisi viene prodotta dai turboalternatori, a gas e a vapore, delle centrali CTE/nord e CTE3 di Enipower.

L'energia elettrica eccedente i fabbisogni dello stabilimento viene esportata verso la Rete di Trasmissione Nazionale.

	PROGETTISTA 	COMMESSA 022847 02	UNITÀ 00
	CENTRALE DI COGENERAZIONE DI BRINDISI Upgrading tecnologico dei sistemi di combustione dei gruppi CC2 e CC3	Spc. 00-ZA-E-85520	
	Studio Preliminare Ambientale QUADRO PROGETTUALE	Pag.37 di 99	Rev. 1

Nella seguente tabella è riportata la produzione di energia elettrica della Centrale Enipower relativamente all'anno 2017. Nel dettaglio, la tabella riporta l'energia elettrica prodotta e l'energia elettrica ceduta a terzi suddivise per gruppo, intesa come somma dell'energia distribuita alla rete interna di stabilimento e ceduta alla Rete di Trasmissione Nazionale (RTN).

Apparecchiatura ⁽¹⁾	Produzione energia elettrica anno 2017	
	Energia prodotta (MWh)	Quota ceduta a terzi (MWh)
CC1	1.745.875	1.713.160
CC2	2.219.980	2.178.418
CC3	2.323.782	2.280.560
GT1	0	0
GT2	44.879	18.435
GT3	56.106	27.787
TOTALE	6.390.622	6.218.360
Note : (1) Il turbogeneratore a vapore GT6 è stato fermato definitivamente nel 2017		

Tabella 4.4-A – Produzione di energia elettrica (consuntivi 2017)

Energia termica (vapore tecnologico)

La produzione di energia termica nello stabilimento Enipower è affidata alle caldaie a recupero dei cicli combinati della CTE3, che producono vapore ad AP (116 barg circa) allo scopo di alimentare le turbine a vapore per la produzione di energia elettrica. Dal sistema (caldaia a recupero/turbina a vapore) viene estratto vapore a MP (18 barg) e a BP (4,5 barg) allo scopo di alimentare le reti di distribuzione di vapore dello stabilimento petrolchimico.

La seguente tabella riporta la produzione di energia termica della Centrale Enipower, relativamente all'anno 2017. Quella prodotta dai CC è intesa come exergia da vapore di MP (media pressione) ed BP (bassa pressione), in parte esportato verso la rete di distribuzione da ciascun ciclo combinato; a questa si aggiunge l'energia termica prodotta dal vapore MS ed LS derivante dalla CTE/NORD, alimentata dall'impianto di Versalis.

Nei dati di consuntivo, la differenza tra l'energia termica prodotta e la somma dell'energia termica ceduta a terzi e quella autoconsumata (vedi Tabella 4.4-F) rappresenta le perdite.

 eni power	PROGETTISTA  SAIPEM	COMMESSA 022847 02	UNITÀ 00
	CENTRALE DI COGENERAZIONE DI BRINDISI Upgrading tecnologico dei sistemi di combustione dei gruppi CC2 e CC3		Spc. 00-ZA-E-85520
	Studio Preliminare Ambientale QUADRO PROGETTUALE		Pag.38 di 99

Apparecchiatura	Produzione energia termica: anno 2017	
	Energia prodotta (MWh)	Quota ceduta a terzi (MWh) ⁽¹⁾
CC1	15.391	13.258
CC2	41.819	36.033
CC3	116.356	88.451
GT1 / GT2 / GT3	223.146	176.964
TOTALE	396.712	314.706
Note: (1) Energia ceduta alla rete distribuzione vapore		

Tabella 4.4-B - Produzione di energia termica (consuntivi 2017)

Acqua demineralizzata e condense

La successiva tabella riporta la produzione di acqua demi unitamente alle condense recuperate negli impianti Enipower, relativamente all'anno 2017.

La maggior parte dell'acqua demi prodotta e delle condense recuperate è destinata alla produzione di vapore negli impianti Enipower, mentre la parte restante è fornita alle società coinsediate nello Stabilimento Petrolchimico.

Produzione acqua demi	Consuntivi anno 2017 (m ³)
Utilizzata da Enipower	2.386.109
Fornita alle coinsediate	308.152
PRODUZIONE TOTALE	2.694.261

Tabella 4.4-C - Produzione di acqua demi (consuntivi 2017)

4.4.2 Consumi

I consumi della centrale Enipower sono relativi a:

- consumo di combustibili;
- consumo di energia, elettrica e termica;
- consumi idrici;
- consumi sostanze chimiche;

 eni power	PROGETTISTA  SAIPEM	COMMESSA 022847 02	UNITÀ 00
	CENTRALE DI COGENERAZIONE DI BRINDISI Upgrading tecnologico dei sistemi di combustione dei gruppi CC2 e CC3		Spc. 00-ZA-E-85520
	Studio Preliminare Ambientale QUADRO PROGETTUALE		Pag.39 di 99

Consumo di combustibili

I combustibili utilizzati nella centrale sono:

- gas naturale, proveniente dalla rete nazionale Snam Rete Gas e utilizzato nei gruppi CC1, CC2 e CC3 della CTE3;
- gas petrolchimico (*fuel gas*), fornito da Versalis e utilizzato, in miscela con il gas naturale, nei gruppi CC2 e CC3 della CTE3;
- gasolio, usato per il gruppo elettrogeno di emergenza da 2 MWe.

Nella seguente tabella sono riportati i quantitativi di combustibile, gas naturale e gas petrolchimico, consumati nel corso del 2016 per il funzionamento delle turbine a gas dei cicli combinati della CTE3.

Combustibili	Consumi anno 2017
Gas naturale	1.118.019 kSm ³
Gas petrolchimico	127.724 kSm ³
Gasolio	0,2 t

Tabella 4.4-D - Consumo di combustibili (consuntivi 2017)

Energia elettrica

La successiva tabella riporta i consumi di energia elettrica dello stabilimento Enipower nell'anno 2017. Parte dell'energia elettrica prodotta nello stabilimento Enipower, infatti, viene consumata dai diversi impianti Enipower (CTE/Nord, CTE3, impianti di produzione acqua demi). L'energia elettrica consumata indicata in Tabella 4.4-A è la differenza tra l'energia prodotta e la quota ceduta a terzi (distribuita alla rete interna del petrolchimico e/o ceduta alla RTN).

	PROGETTISTA 	COMMESSA 022847 02	UNITÀ 00
	CENTRALE DI COGENERAZIONE DI BRINDISI Upgrading tecnologico dei sistemi di combustione dei gruppi CC2 e CC3	Spc. 00-ZA-E-85520	
	Studio Preliminare Ambientale QUADRO PROGETTUALE	Pag.40 di 99	Rev. 1

Sistemi/item principali	Consumi anno 2017 (MWh)
Cicli combinati, GT e sistemi di raffreddamento	157.804
Produzione acqua demi	2.522
TOTALE	160.326

Tabella 4.4-E – Consumo di energia elettrica (consuntivi 2017)

Energia termica

Parte dell'energia termica (in termini di vapore tecnologico) prodotta nelle caldaie dei cicli combinati viene autoconsumata nel ciclo produttivo di Enipower, in particolare negli impianti di produzione di energia elettrica e acqua demineralizzata.

Nella Tabella 4.4-F sono riportati i consumi di energia termica dello stabilimento Enipower nell'anno 2017; come per i dati di produzione, anche i dati di autoconsumo di energia termica sono intesi come exergia da vapore di MS (media pressione) ed LS (bassa pressione).

Sistemi/item principali	Consumi anno 2017 (MWh)
Cicli combinati, GT	7.130
Produzione acqua demi	40.142
TOTALE	47.272

Tabella 4.4-F – Consumo di energia termica (consuntivi 2017)

Oltre agli autoconsumi sopra riportati, la Centrale Enipower consuma energia termica in forma di vapore AP importato dall'impianto *steam cracking* di Versalis. Il vapore di AP viene utilizzato nelle turbine a vapore a contropressione della CTE/nord (GT2 e GT3) per la produzione di energia elettrica; il vapore di MP e BP in uscita dalle turbine viene immesso nelle rispettive reti di Stabilimento.

Nel corso del 2017, Enipower ha importato 1.420.025 t di vapore di AP da Versalis.

 eni power	PROGETTISTA  SAIPEM	COMMESSA 022847 02	UNITÀ 00
	CENTRALE DI COGENERAZIONE DI BRINDISI Upgrading tecnologico dei sistemi di combustione dei gruppi CC2 e CC3	Spc. 00-ZA-E-85520	
	Studio Preliminare Ambientale QUADRO PROGETTUALE	Pag.41 di 99	Rev. 1

Consumi idrici

Lo stabilimento Enipower di Brindisi utilizza le seguenti tipologie di acqua:

- *acqua di mare* per usi industriali: per il raffreddamento dei condensatori delle turbine a vapore, sia in circuito chiuso che in circuito aperto, per la produzione di acqua demi e per il sistema antiincendio;
- *acqua dolce* ad uso industriale per la produzione di acqua demi;
- *acqua potabile* per uso igienico-sanitario.

Le fonti di approvvigionamento idrico dello stabilimento Enipower sono costituite da:

- acqua mare, le cui opere di presa sono di proprietà e/o gestione della società Versalis
- acqua dolce (ovvero a bassa salinità) prelevata:
 - dal Bacino Cillarese, fornita dal Consorzio S.I.S.R.I. di Brindisi
 - dai pozzi ubicati in agro di Mesagne – località Gonella e Torricella
 - dal “Bacino Fiume Grande”, che raccoglie le acque di piena del limitrofo Canale Fiume Grande trasferite, quale risorsa idrica di riserva, in un bacino interno allo stabilimento
 - dai pozzi di emungimento acqua di falda, ubicati all’interno del sito previo trattamento nell’impianto trattamento acqua di falda (TAF), gestito da Syndial
- acqua potabile da acquedotto, fornita dalla società AQP S.p.A.;

Nella tabella seguente sono riportati i consumi di acqua, relativamente all’anno 2017, suddivisi per le diverse tipologie e con l’indicazione del loro utilizzo:

	PROGETTISTA 	COMMESSA 022847 02	UNITÀ 00
	CENTRALE DI COGENERAZIONE DI BRINDISI Upgrading tecnologico dei sistemi di combustione dei gruppi CC2 e CC3	Spc. 00-ZA-E-85520	
	Studio Preliminare Ambientale QUADRO PROGETTUALE	Pag.42 di 99	Rev. 1

Risorsa idrica	Utilizzo	Consumi anno 2017 (m ³)
Acqua potabile da acquedotto	Igienico sanitario	7.275
Acqua dal Bacino Cillarese	Industriale-produzione acqua demi	1.181.098
Acqua da pozzi contrade La Gonnella e Torricella	Industriale-produzione acqua demi	
Acqua da TAF	Industriale-produzione acqua demi	
Acqua dal Bacino Fiume Grande	Industriale- raffreddamento	0
Acqua di mare usi di processo	Industriale- produzione acqua demi	13.593.741
Acqua di mare per raffreddamento	Industriale- raffreddamento	313.350.904

Tabella 4.4-G - Consumo di risorse idriche

Consumo chemicals e lubrificanti

Le materie prime ausiliarie consumate comprendono deossigenanti, inibitori di corrosione, antivegetativi, antiaggreganti, antischiuma e lubrificanti. La tabella seguente riporta il consumo di chemicals e lubrificanti consuntivati nell'anno 2017 con indicazione del reparto in cui vengono utilizzate.

 eni power	PROGETTISTA  SAIPEM	COMMESSA 022847 02	UNITÀ 00
	CENTRALE DI COGENERAZIONE DI BRINDISI Upgrading tecnologico dei sistemi di combustione dei gruppi CC2 e CC3		Spc. 00-ZA-E-85520
	Studio Preliminare Ambientale QUADRO PROGETTUALE		Pag.43 di 99

Sostanza	Reparto di utilizzo	Consumi anno 2017 (kg)
Deossigenante e passivante (Nalco Eliminox o similare)	CTE	2.816
CLEANBLADE GTC1000	CTE	0
Alcalinizzante inibitore di corrosione (Nalco EC1413A/72310 o similare)	CTE/ Prod. acqua demi	4.688
Fosfati (Nalco 72215 o similare)	CTE	3.172
Ipcolorito di sodio	Raffreddamento / Prod. acqua demi	244.470
Antiaggregante (Nalco 1393T o similare)	Raffreddamento acqua mare	11.065
Bisolfito desossigenante (Nalco 780/7408 o similare)	Prod. acqua demi	22.870
Antischiuma (Nalco 131S o similare)	Prod. acqua demi	495
Antiincrostante (Nalco 77420 o similare)	Prod. acqua demi	7.998
Acido solforico 94-98%	Prod. acqua demi	377.743
Soda caustica 48-52%	Prod. acqua demi	458.509
Antiincrostante per osmosi inversa (Nalco PC 191T o similare)	Prod. acqua demi	6.957
Inibitore di corrosione (N Trac107PLUS o similare)	Raffreddamento acqua mare	2.020
Detergenti per osmosi inversa (Nalco PC77 o similare)	Prod. acqua demi	910
Detergenti per osmosi inversa (Nalco PC67 o similare)	Prod. acqua demi	545
Biocida (Nalco PC 11 o similare)	Prod. acqua demi	-
Biocida (Nalco PC 55 o similare)	Prod. acqua demi	50
Totale chemicals		1.144.308
Olii lubrificanti		9.910

Tabella 4.4-H - Consumi di chemicals e lubrificanti

4.4.3 Rilasci all'ambiente

I rilasci all'ambiente di seguito descritti sono distinti fra emissioni in atmosfera, reflui liquidi, rifiuti.

	PROGETTISTA  SAIPEM	COMMESSA 022847 02	UNITÀ 00
	CENTRALE DI COGENERAZIONE DI BRINDISI Upgrading tecnologico dei sistemi di combustione dei gruppi CC2 e CC3	Spc. 00-ZA-E-85520	
	Studio Preliminare Ambientale QUADRO PROGETTUALE	Pag.44 di 99	Rev. 1

Emissioni in atmosfera convogliate

Le sorgenti di emissioni convogliate dello stabilimento Enipower di Brindisi sono costituite dai seguenti tre camini della CTE3:

- camino CC1, attraverso il quale vengono immessi in atmosfera i fumi di scarico del gruppo turbogas + caldaia a recupero senza postcombustore CC1, alimentato con gas naturale;
- camino CC2, attraverso il quale vengono immessi in atmosfera i fumi di scarico del gruppo turbogas + caldaia a recupero senza postcombustore CC2, alimentato con una miscela di gas naturale e gas petrolchimico;
- camino CC3, attraverso il quale vengono immessi in atmosfera i fumi di scarico del gruppo turbogas + caldaia a recupero senza postcombustore CC3, alimentato con una miscela di gas naturale e gas petrolchimico;

Nella seguente tabella sono indicate le caratteristiche emissive delle sorgenti autorizzate dal DM n.233/2014 di rinnovo dell'Autorizzazione Integrata Ambientale (AIA), come modificato dal decreto di riesame della AIA DM 04/08/2015 n.164, limitatamente alla prescrizione inerente i limiti di emissione per i gruppi CC1, CC2 e CC3.

	PROGETTISTA  SAIPEM	COMMESSA 022847 02	UNITÀ 00
	CENTRALE DI COGENERAZIONE DI BRINDISI Upgrading tecnologico dei sistemi di combustione dei gruppi CC2 e CC3		Spc. 00-ZA-E-85520
	Studio Preliminare Ambientale QUADRO PROGETTUALE		Pag.45 di 99

camino	descrizione	funzionamento (h/anno)	H (m)	area stack (m ²)	portata secca (Nm ³ /h)	inquinante	concentrazione (nota 1) (mg/Nm ³)	% O ₂	flusso annuo MCP (t/anno)
CC1	Turbogas 683 MWt	8760	80	31,7	2.051.695	NOx (come NO ₂)	30 media giornaliera	15	(nota 2)
						CO	30 media oraria		539
						SO ₂	(nota 3)		
						Polveri			
CC2	Turbogas 683 MWt	8760	80	31,7	2.040.163	NOx (come NO ₂)	50 media oraria 40 media giornaliera	15	(nota 2)
						CO	30 media oraria		536
						SO ₂	(nota 4)		
						Polveri	5 media giornaliera (nota 5)		89
CC3	Turbogas 683 MWt	8760	80	31,7	2.040.163	NOx (come NO ₂)	50 media oraria 40 media giornaliera	15	(nota 2)
						CO	30 media oraria		536
						SO ₂	(nota 4)		
						Polveri	5 media giornaliera (nota 5)		89

Note:

1. I limiti di emissione vanno rispettati per le condizioni di esercizio a regime (condizioni di carico superiore al minimo tecnico), escluse quindi le fasi di avviamento ed arresto, o i periodi di guasto. L'attuale soglia di minimo tecnico, dichiarata dal Gestore, per il gruppo CC1, è di 105 MWe, per CC2 e CC3 è di 135 MWe
2. Il DM 233/2014 prescrive che in relazione all'insieme dei tre gruppi CC1, CC2 e CC3 a ciclo combinato, un limite massico annuale per l'inquinante NOx pari a **1600 t/anno** comprensivo delle fasi di avviamento e spegnimento, valutato sulla base di concentrazioni emissive medie annue pari a 30 mg/Nm³.
3. L'utilizzo nella combustione di solo gas naturale, è ritenuta condizione sufficiente per ottenere il rispetto dei limiti per le polveri ed SO₂
4. L'utilizzo nella combustione di miscele di gas naturale e gas petrolchimico con contenuto di H₂S inferiore a 20 mg/Nm³, è ritenuta condizione sufficiente per ottenere il rispetto della minima prestazione MTD per la SO₂ (pari a 5 mg/Nm³ §7.5.3 LCP Bref).
5. L'utilizzo di gas naturale e gas petrolchimico secondo quanto previsto dalla BAT 4 per gli impianti di combustione (Decisione UE 2017/1442 del 31/07/2017 pubblicata in GU UE il 17/08/2017) non determina la produzione di polveri.

Tabella 4.4-I - Emissioni convogliate in atmosfera

	PROGETTISTA  SAIPEM	COMMESSA 022847 02	UNITÀ 00
	CENTRALE DI COGENERAZIONE DI BRINDISI Upgrading tecnologico dei sistemi di combustione dei gruppi CC2 e CC3	Spc. 00-ZA-E-85520	
	Studio Preliminare Ambientale QUADRO PROGETTUALE	Pag.46 di 99	Rev. 1

Per quanto riguarda le emissioni di NO_x, oltre ai limiti di concentrazione sopra riportati, il decreto AIA prescrive un limite massico complessivo per i tre cicli combinati pari a 1.600 t/anno, comprensivo delle fasi di avviamento e spegnimento (cfr. prescrizione 8) del par. 8.3.1 del decreto AIA).

La Tabella 4.4-J riporta una sintesi dei dati emissivi di consuntivo relativi all'anno 2017, intesi come medie dei dati di portata e concentrazione dei camini dei turbogas dei cicli combinati di Enipower, misurati con il sistema di monitoraggio in continuo installati sui camini (SME). In particolare, gli SME misurano in continuo i parametri temperatura, portata, ossigeno, NO_x e CO. Il flusso di inquinanti emessi in atmosfera dai camini è comprensivo delle emissioni riscontrate nei periodi di transitorio dei cicli combinati.

I dati riportati nella Tabella 4.4-J evidenziano che le emissioni totali di NO_x per l'anno 2017 risultano essere pari a ca. 856 t.

Per quanto riguarda le polveri, vengono condotte campagne semestrali di analisi tramite laboratorio accreditato – la concentrazione riportata in tabella 4.4-J si riferisce alla media di due misure puntuali effettuate nell'anno 2017. In particolare, si evidenzia che i valori riscontrati risultano essere prossimi allo zero e dell'ordine di grandezza dell'incertezza analitica del metodo adottato.

	PROGETTISTA  SAIPEM	COMMESSA 022847 02	UNITÀ 00
	CENTRALE DI COGENERAZIONE DI BRINDISI Upgrading tecnologico dei sistemi di combustione dei gruppi CC2 e CC3		Spc. 00-ZA-E-85520
	Studio Preliminare Ambientale QUADRO PROGETTUALE		Pag.47 di 99

Camino	Centrale	Descrizione	Funzionamento (h)	Portata media annuale (dry) (Nm ³ /h)	Inquinante	Concentrazione media anno (mg/Nm ³)	O ₂ (%)	Flusso (t)
CC1	CTE3	Turbogas 683 MWt	6.456	1.749.205	NOx (come NO ₂)	24,97	15,0	274
					CO	0,52		114
CC2	CTE3	Turbogas 683 MWt	7.833	1.718.320	NOx (come NO ₂)	19,52	15,0	264
					CO	0,42		55
					Polveri	0,3 (nota 1)		3,8
CC3	CTE3	Turbogas 683 MWt	8.424	1.658.919	NOx (come NO ₂)	23,04	15,0	318
					CO	0,96		102
					Polveri	0,15 (nota 1)		1,8

Note:

1. L'utilizzo di gas naturale e gas petrolchimico secondo quanto previsto dalla BAT 4 per gli impianti di combustione (Decisione UE 2017/1442 del 31/07/2017 pubblicata in GU UE il 17/08/2017) non determina la produzione di polveri. Le concentrazioni riscontrate risultano essere dello stesso ordine di grandezza dell'incertezza analitica del metodo adottato.

Tabella 4.4-J - Emissioni convogliate in atmosfera - Consuntivi 2017

 eni power	PROGETTISTA  SAIPEM	COMMESSA 022847 02	UNITÀ 00
	CENTRALE DI COGENERAZIONE DI BRINDISI Upgrading tecnologico dei sistemi di combustione dei gruppi CC2 e CC3	Spc. 00-ZA-E-85520	
	Studio Preliminare Ambientale QUADRO PROGETTUALE	Pag.48 di 99	Rev. 1

Emissioni in atmosfera non convogliate (fuggitive)

I punti di emissione fuggitive di VOC dall'impianto possono essere costituiti dalle flange e dalle valvole presenti sulle linee del gas naturale.

In coerenza con quanto previsto dal Piano di Monitoraggio e Controllo, nel 2017 lo Stabilimento Enipower di Brindisi ha eseguito una campagna di monitoraggio delle emissioni fuggitive dell'impianto, denominata LDAR – Leak Detection And Repair. La finalità del programma LDAR è quella di rintracciare le sorgenti in divergenza emissiva rispetto alla soglia emissiva limite Leak Definition (10.000 ppmv) al fine di ridurre le emissioni con i successivi interventi di riparazione. Per la stima dei flussi emissivi si è fatto riferimento al protocollo EPA 453/R-95 017.

L'emissione calcolata, nell'anno 2017, si attesta a 3,17 ton, con una netta diminuzione rispetto al dato calcolato nel 2016 (7,864 ton), ottenuta grazie agli interventi di manutenzione effettuati sui punti che presentavano maggiori perdite di VOC.

Si segnala che nello stabilimento Enipower di Brindisi non sono presenti altre fonti di emissione non convogliate (quali ad esempio emissioni diffuse da stoccaggi o vasche).

Effluenti liquidi

Sulla base di quanto già illustrato al paragrafo 4.3 si riportano nel seguito i quantitativi di reflui autorizzati per ogni scarico e i reflui misurati nel corso del 2017 dallo stabilimento Enipower, suddivisi per tipologia e per pozzetto fiscale.

La determinazione della portata in ingresso delle acque bianche e potenzialmente oleose è avvenuta attraverso calcoli e stime delle quantità, sulla base delle specifiche delle apparecchiature che scaricano in ogni pozzetto, dell'ampiezza delle aree pavimentate e della piovosità registrata nel corso dell'anno.

I misuratori di portata sono stati utilizzati per verificare l'attendibilità dei calcoli e per distribuire correttamente le portate fra i vari scarichi

	PROGETTISTA 	COMMESSA 022847 02	UNITÀ 00
	CENTRALE DI COGENERAZIONE DI BRINDISI Upgrading tecnologico dei sistemi di combustione dei gruppi CC2 e CC3		Spc. 00-ZA-E-85520
	Studio Preliminare Ambientale QUADRO PROGETTUALE		Pag.49 di 99

Tipologia acqua	Scarico	Pozzetto fiscale	Area impianti	TIPOLOGIA SCARICHI	Quantità annua			
					Stima alla MCP (%)	ANNO 2017 (m ³)	(%)	
Acqua mare di raffreddamento e acque meteoriche non inquinate	Scarico n.2 Policentrica EST	CTE1/1	CTE/Nord – raffreddamento GT2/GT3	CONTINUO	52,84%	9.665.583	23,4%	
		CTE1/2	CTE/Nord – dilavamento piazzali GT2/GT3 troppo pieno serbatoi	DISCONTINUO	0,45%	5.780.244	14,0%	
		CTE1/3	CTE/Nord - raffreddamento GT1	CONTINUO	44,40%	25.930.866	62,6%	
		CTE1/4	Impianto acqua demi a membrane – scarico salino	CONTINUO	2,31%	-	-	
	TOTALE Scarico N. 2 – Policentrica EST					197.283.860 m³	41.376.693	100%
	Scarico n.3 Policentrica SUD	DIFL/1	Impianto dissalazione salamoia dissalatore termico	CONTINUO	0,43%	10.589.996	3,8%	
		CTE3/1	CTE3 - raffreddamento CC3 dilavamento piazzali	CONTINUO	25,56%	78.309.453	27,8%	
		CTE3/2	CTE3 - gruppo CC3 dilavamento piazzali	CONTINUO	68,16%	183.588.335	65,3%	
		CTE3/3	CTE3 – blow-down caldaie spurgo torri di raffreddamento	CONTINUO	5,68%	8.762.048	3,1%	
		CTE3/4	CTE3 - torri di raffreddamento	DISCONTINUO	0,17%	97.974	0,03%	
	TOTALE Scarico N. 3 – Policentrica SUD					308.439.600 m³	281.347.806	100%

	PROGETTISTA  SAIPEM	COMMESSA 022847 02	UNITÀ 00
	CENTRALE DI COGENERAZIONE DI BRINDISI Upgrading tecnologico dei sistemi di combustione dei gruppi CC2 e CC3		Spc. 00-ZA-E-85520
	Studio Preliminare Ambientale QUADRO PROGETTUALE		Pag.50 di 99

Tipologia acqua	Scarico	Pozzetto fiscale	Area impianti	TIPOLOGIA SCARICHI	Quantità annua		
					Stima alla MCP (%)	ANNO 2017 (m ³)	(%)
Acque meteoriche inquinate, acque oleose e reflui civili	Impianto di trattamento Versalis confluyente in Policentrica EST	CTE/FO/NORD	Produzione acqua demi - dilavamento aree Salamoie impianto osmosi inversa	DISCONTINUO	63,5%	458.809	78,2%
		CTE/FO/TG	CTE3 – pompe, trasformatori, pompe torri di raffreddamento	DISCONTINUO	36,5%	128.191	21,8%
		DIFL/FO/1	Produzione acqua demi – salamoie, controlavaggi, acqua neutralizzata	DISCONTINUO	(*)	-	-
		TOTALE All'impianto di trattamento acque reflue				1.200.120 m³	587.000

Note:

(*) Il pozzetto DIFL/FO/1 afferisce nel pozzetto di scarico CTE/FO/Nord

Tabella 4.4-K –Effluenti liquidi

	PROGETTISTA  SAIPEM	COMMESSA 022847 02	UNITÀ 00
	CENTRALE DI COGENERAZIONE DI BRINDISI Upgrading tecnologico dei sistemi di combustione dei gruppi CC2 e CC3	Spc. 00-ZA-E-85520	
	Studio Preliminare Ambientale QUADRO PROGETTUALE	Pag.51 di 99	Rev. 1

Rifiuti

La gestione dei rifiuti viene effettuata secondo il Sistema di Gestione Ambientale di stabilimento che prevede che i rifiuti vengano depositati, separatamente per ogni categoria, in un'area avente caratteristiche idonee (pavimentazione impermeabile, dimensioni adeguate alla quantità di rifiuto da depositare, tettoia, cordolatura di contenimento dell'area sotto la tettoia).

Lo smaltimento rifiuti viene eseguito, a norma di legge, da ditte specializzate e autorizzate che dimostrano adeguate competenze in questo campo.

La seguente tabella riporta il quantitativo totale di rifiuti, pericolosi e non pericolosi, prodotti dallo stabilimento Enipower di Brindisi nel corso del 2017.

Totale rifiuti	9.311.740 kg
Di cui pericolosi	1.641.020 kg
Di cui non pericolosi	7.670.720 kg

Tabella 4.4-L – Produzione rifiuti anno 2017

Si sottolinea, comunque, che la tipologia e la quantità sono variabili di anno in anno, poiché alcune tipologie di rifiuti sono prodotti solo per alcune attività o operazioni di manutenzione che possono non essere svolte con cadenza annuale.

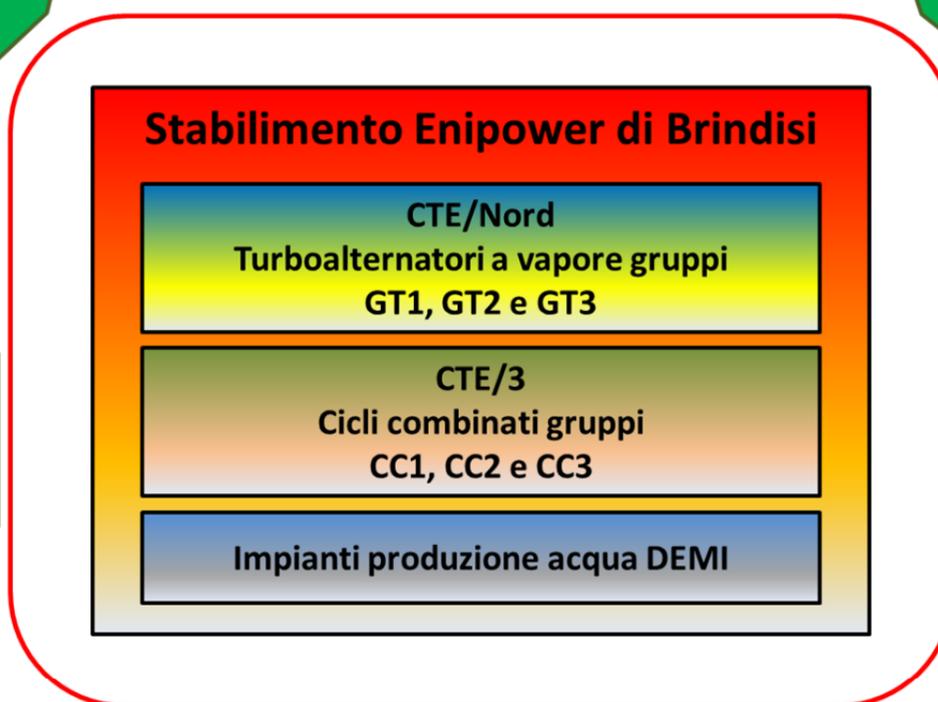
In particolare, si segnala che nel corso del 2017 si sono realizzate quota parte delle demolizioni delle vecchie caldaie e della linea olio combustibile.

	PROGETTISTA  SAIPEM	COMMESSA 022847 02	UNITÀ 00
	CENTRALE DI COGENERAZIONE DI BRINDISI Upgrading tecnologico dei sistemi di combustione dei gruppi CC2 e CC3		Spc. 00-ZA-E-85520
	Studio Preliminare Ambientale QUADRO PROGETTUALE		Pag.52 di 99

Consumi chemicals/lubrificanti		
Acido solforico	kg	377.743
Soda caustica	kg	458.509
Ipoclorito di sodio	kg	244.470
Alcalinizzante	kg	4.688
Fosfati	kg	3.172
Antiaggregante	kg	11.065
Bisolfito desossigenante	kg	22.870
Antiincrostante	kg	6.957
Inibitore di corrosione	kg	2.020
Altri chemicals	kg	12.814
Oli lubrificanti	kg	9.910

Scarico reflui		
a S2 – policentrica EST	m ³	41.375.827
a S3 – policentrica SUD	m ³	281.347.806
a trattamento Versalis	m ³	587.000

Bilancio ambientale Consuntivi anno 2017



Consumi utilities/combustibili		
Energia elettrica	MWh	160.326
Energia termica	MWh	47.272
Vapore importato	t	1.420.025
Gas naturale	kSm ³	1.118.019
Gas petrolchimico	t	114.772
Gasolio	t	0,2

Consumi acqua		
Acqua dolce ⁽¹⁾	m ³	1.181.098
Acqua dolce ⁽²⁾		0
Acqua potabile	m ³	7.275
Acqua mare ⁽³⁾	m ³	13.593.741
Acqua mare ⁽⁴⁾	m ³	313.350.904

Produzioni		
Energia elettrica	MWh	6.390.622
<i>di cui ceduta a terzi</i>	MWh	6.218.360
Energia termica	MWh	396.712
<i>di cui ceduta a terzi</i>	MWh	314.706
Acqua demi e condense	m ³	2.694.261
<i>di cui ceduta a terzi</i>	m ³	308.152

Emissioni in atmosfera		
NO _x	ton	856
CO	ton	271
Polveri	ton	5,6
Fuggitive (VOC)	ton	3,17

Rifiuti		
Rifiuti pericolosi	ton	1.641,02
Rifiuti non pericolosi	ton	7.670,72

- (1) Acqua prelevata dal Bacino Cillarese, da pozzi e da TAF per produzione acqua DEMI
 (2) Acqua prelevata dal Bacino Fiume Grande per uso raffreddamento
 (3) Acqua mare per usi di processo
 (4) Acqua mare per uso raffreddamento

Tabella 4.4-M – Bilancio consuntivi anno 2017 Stabilimento Enipower Brindisi

 eni power	PROGETTISTA  SAIPEM	COMMESSA 022847 02	UNITÀ 00
	CENTRALE DI COGENERAZIONE DI BRINDISI Upgrading tecnologico dei sistemi di combustione dei gruppi CC2 CC3		Spc. 00-ZA-E-85520
	Studio Preliminare Ambientale QUADRO PROGETTUALE		Pag.53 di 99

5 PROGETTO DI UPGRADING TECNOLOGICO DEI SISTEMI DI COMBUSTIONE DEI GRUPPI CC2 E CC3

5.1 Premessa

Come riportato al paragrafo 4.3.2, la CTE3 dello Stabilimento Enipower di Brindisi è costituita da tre cicli combinati (denominati CC1, CC2 e CC3), ognuno formato da un turboalternatore a gas con caldaia a recupero e un turboalternatore a vapore. I tre cicli combinati producono energia elettrica e vapore tecnologico per il Sito Petrolchimico Multisocietario.

In relazione al sistema di combustione:

- la turbina a gas del CC1, dotata di bruciatore VeLoNOx, è alimentata esclusivamente a gas naturale;
- le turbine a gas di CC2 e CC3, essendo alimentate da una miscela di gas naturale e gas petrolchimico, sono equipaggiate con bruciatori convenzionali di tipo DLN (Dry Low NOx).

A causa di vincoli tecnici intrinseci dei bruciatori DLN che costituivano, prima dell'evoluzione tecnologica "Dual-Pilot" citata di seguito, la migliore tecnologia disponibile con miscele gas naturale e gas petrolchimico, i limiti di emissione di NO_x autorizzati dall'AIA vigente (DM n.233 del 30/09/2014) per i gruppi CC2 e CC3 sono pari a 50 mg/Nm³ @15%O₂ (come media oraria).

A questo riguardo, il decreto AIA DM n.233/2014 alla sezione 8.3.1 "Emissioni convogliate", prescrive quanto segue:

- *In relazione ai sistemi di combustione installati sui gruppi CC2 e CC3, il Gestore dovrà garantire l'adeguamento dell'esercizio dell'impianto all'evoluzione del progresso tecnologico, utilizzando tempestivamente le migliori tecnologie che si renderanno via via disponibili, specificatamente per l'alimentazione con gas petrolchimico. A tale scopo il Gestore, con cadenza biennale, dalla vigenza della presente AIA, dovrà presentare ai Ministeri delle Attività Produttive, dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e della Salute nonché alla Regione Puglia una proposta tecnico-economica di possibile adeguamento dell'impianto alle migliori tecnologie che si siano rese disponibili, al fine di ridurre ulteriormente le emissioni di NOx e CO.*

 eni power	PROGETTISTA  SAIPEM	COMMESSA 022847 02	UNITÀ 00
	CENTRALE DI COGENERAZIONE DI BRINDISI Upgrading tecnologico dei sistemi di combustione dei gruppi CC2 CC3	Spc. 00-ZA-E-85520	
	Studio Preliminare Ambientale QUADRO PROGETTUALE	Pag.54 di 99	Rev. 1

Lo stesso DM n.233/2014, inoltre, alla sezione 8.3 “Approvvigionamento e gestione dei combustibili e di altre materie prime”, riporta alcune prescrizioni in merito all'utilizzo del gas petrolchimico nei cicli combinati CC2 e CC3.

Il DM n.233/2014 riprende, infatti, quanto prescritto dal Decreto MAP 03/2005 RT, con il quale il Ministero delle Attività Produttive (ora MSE) aveva autorizzato Enipower ad utilizzare la miscela di gas naturale e gas petrolchimico nella Centrale con le seguenti limitazioni:

- *Il controllo e la registrazione in continuo della composizione della miscela di gas utilizzato in ogni singolo impianto sia assicurato da un sistema automatico che non consenta l'invio in camera di combustione di miscele con contenuto di H₂ superiore al 15% [...]*
- *L'avviamento di ciascuna turbina a gas dei tre gruppi CC1, CC 2 e CC3 sia realizzato solamente con gas naturale fino a quando il gruppo non raggiunge il carico minimo del 60%*
- *L'eventuale impiego di miscele di gas metano e gas petrolchimico aventi contenuto di idrogeno superiore al 15%, deve essere sottoposto a nuova verifica ai sensi della normativa sulla Valutazione di Impatto Ambientale.*

Al fine di ottemperare la prescrizione di cui alla sezione 8.3.1 dell'AIA, nel corso di questi anni Enipower, in collaborazione con Ansaldo Energia, costruttore delle turbine a gas, ha sviluppato un progetto di modifica del sistema di combustione che permette di migliorare le performance emissive delle turbine dei cicli combinati CC2 e CC3.

Con lettera Prot. n.153/2016 del 3 novembre 2016, Enipower ha quindi comunicato agli Enti (Ministero dell'Ambiente, Ministero dello Sviluppo Economico, Ministero della salute e Regione Puglia) l'intenzione di installare i nuovi bruciatori e di effettuare prove di funzionamento nel pieno rispetto dei limiti di emissione di NO_x e CO e delle prescrizioni relative al massimo contenuto di H₂ nella miscela di alimentazione (15% vol.) e al minimo carico di inserimento del gas petrolchimico (60%).

Inoltre, con lettera Prot. n.184/2016 del 19 dicembre 2016, Enipower ha richiesto agli stessi Enti l'autorizzazione ad eseguire test sperimentali sul nuovo sistema di combustione della turbina a gas del gruppo CC2, in deroga alle prescrizioni sul massimo contenuto di H₂ nella miscela e del minimo carico con gas petrolchimico, sempre nel pieno rispetto dei limiti di emissione di NO_x e CO.

 eni power	PROGETTISTA  SAIPEM	COMMESSA 022847 02	UNITÀ 00
	CENTRALE DI COGENERAZIONE DI BRINDISI Upgrading tecnologico dei sistemi di combustione dei gruppi CC2 CC3		Spc. 00-ZA-E-85520
	Studio Preliminare Ambientale QUADRO PROGETTUALE		Pag.55 di 99

Con lettera prot. DVA.Registro Ufficiale.U.0000417 del 10 gennaio 2017, il MATTM ha autorizzato Enipower ad eseguire le prove sperimentali sul sistema di combustione della turbina a gas del gruppo CC2.

Le prove sul gruppo CC2, nel corso del 2017, si sono svolte in tre fasi:

- da inizio aprile a fine giugno il nuovo sistema di combustione ha funzionato entro le prescrizioni relative al massimo contenuto di H₂ nella miscela di alimentazione e al minimo carico di inserimento del gas petrolchimico;
- dal 4 al 7 luglio e dall'11 al 13 settembre, sono stati condotti test sperimentali utilizzando la miscela gas naturale/gas petrolchimico per alimentare il CC2 con carichi macchina inferiori al 60% e con contenuto di H₂ superiore al 15%.

Al fine di verificare il comportamento della turbina a gas al variare dei parametri, in particolare in termini di emissioni in atmosfera e di stabilità di combustione, i test di luglio e settembre sono stati condotti con le seguenti modalità:

- carichi macchina costanti e gas petrolchimico in alimentazione variabile;
- alimentazione di gas petrolchimico costante e carico macchina variabile.

I risultati delle prove sono stati trasmessi al MATTM con lettera Prot. 411/2017/REST/DD dell'11 dicembre 2017 nella quale, contestualmente, Enipower chiedeva al MATTM l'autorizzazione ad installare il nuovo sistema di combustione anche sul gruppo CC3 e a prolungare, anche su richiesta del costruttore delle turbine Ansaldo Energia, le prove di alimentazione dei Gruppi CC per dodici mesi a partire da marzo 2018.

Con comunicazione m_ante.DVA.REGISTRO UFFICIALE.U.0029385 del 19 dicembre 2017, ha preso atto della richiesta di Enipower.

Durante la fermata manutentiva di febbraio-marzo 2018, Ansaldo Energia ha quindi provveduto all'installazione del nuovo tipo di bruciatore "Dual Pilot" anche sulla turbina a gas (TG3) del Gruppo CC3.

Dopo l'installazione del nuovo bruciatore sul TG3, entrambi i Cicli Combinati CC2 e CC3 sono stati esercitati sull'intero *range* di funzionamento, sia in termini di carico (anche inferiori al 60%), sia di contenuto di H₂ nella miscela combustibile (anche a percentuali superiori al 15%).

 eni power	PROGETTISTA  SAIPEM	COMMESSA 022847 02	UNITÀ 00
	CENTRALE DI COGENERAZIONE DI BRINDISI Upgrading tecnologico dei sistemi di combustione dei gruppi CC2 CC3	Spc. 00-ZA-E-85520	
	Studio Preliminare Ambientale QUADRO PROGETTUALE	Pag.56 di 99	Rev. 1

Come avvenuto per il Gruppo CC2 nel 2017, anche sul Gruppo CC3 sono state eseguiti test sperimentali, al fine di verificare il comportamento della turbina a gas al variare dei parametri, in particolare in termini di emissioni in atmosfera e di stabilità di combustione; i test sono stati condotti nel mese di settembre 2018 con le seguenti modalità:

- una giornata di prove con carichi macchina costanti e gas petrolchimico in alimentazione variabile
- una giornata di prove con alimentazione di gas petrolchimico costante e carico macchina variabile.

Con lettera Prot. 189/2018/HSEQ/DC del 31 ottobre 2018, Enipower ha comunicato al MATTM che i test condotti sulle turbine a gas dei gruppi CC2 e CC3 hanno dato risultati positivi, sia in termini di emissioni in atmosfera che di stabilità della combustione, confermando i risultati della sperimentazione svolta nel corso dell'anno 2017. Inoltre, con la stessa lettera Enipower ha richiesto al MATTM l'autorizzazione a proseguire le prove con i nuovi bruciatori fino a marzo 2020, nelle more di concludere i procedimenti autorizzativi ambientali (Verifica di Assoggettabilità a VIA e Riesame dell'AIA) che è in procinto di avviare.

Con comunicazione m_ante.DVA.REGISTRO UFFICIALE.U.0025155 dell'8 novembre 2018, prendendo atto della richiesta, ha autorizzato Enipower a proseguire le prove fino a marzo 2020.

Enipower, a seguito delle verifiche sulla nuova tecnologia applicata e delle evidenze emerse nel corso delle prove condotte, oltre ad aver ottemperato la prescrizione di cui alla sezione 8.3.1 del DM n.233/2014, ritiene superabili le limitazioni indicate nelle prescrizioni del Decreto MAP 03/2005 RT e del DM n.233/2014 e, come richiesto dalla prescrizione di cui alla sezione 8.3 dell'AIA, intende sottoporre a Verifica di assoggettabilità alla VIA (ai sensi dell'art.19 del D.Lgs. 152/2006 e s.m.i.) la richiesta di:

- **alimentare le turbine a gas dei CC2 e CC3 con una miscela di gas naturale e gas petrolchimico con un contenuto di idrogeno superiore 15%;**
- **alimentare le turbine a gas dei CC2 e CC3 con miscele di gas naturale/gas petrolchimico anche a carichi inferiori al 60%.**

Infatti, come sarà dimostrato nei paragrafi 5.3.1 e 5.3.2, grazie all'applicazione della nuova tecnologia dei bruciatori (installati nel mese di marzo 2017 sulla turbina a gas del CC2 e a febbraio 2018 sulla turbina a gas del CC3), al fine di garantire l'adeguamento dell'esercizio

	PROGETTISTA  SAIPEM	COMMESSA 022847 02	UNITÀ 00
	CENTRALE DI COGENERAZIONE DI BRINDISI Upgrading tecnologico dei sistemi di combustione dei gruppi CC2 CC3	Spc. 00-ZA-E-85520	
	Studio Preliminare Ambientale QUADRO PROGETTUALE	Pag.57 di 99	Rev. 1

dell'impianto all'evoluzione del progresso tecnologico, Enipower è nella possibilità di esercire l'impianto con minori emissioni in tutto il range di carico della macchina anche con concentrazioni di H₂ nella miscela combustibile superiori al 15%, ovvero garantendo:

- **40 mg/Nm³ di NOx invece di 50 mg/Nm³ (come media oraria)**
- **35 mg/Nm³ di NOx invece di 40 mg/Nm³ (come media giornaliera)**

Il nuovo limite proposto di emissioni medie giornaliere di NO_x, pari a 35 mg/Nm³, è previsto possa essere tragguardato nei 18 mesi successivi all'autorizzazione a seguito della necessità di eseguire le adeguate ottimizzazioni dei parametri di combustione nella varie condizioni ambientali.

Per quanto riguarda le emissioni di CO, queste non subiranno variazioni significative mantenendo un andamento analogo ai precedenti bruciatori, ovvero con emissioni inferiori al limite autorizzato di 30 mg/Nm³ @ 15% O₂.

Inoltre, la possibilità di utilizzare il gas petrolchimico al di sotto del 60% di carico (che spazzerebbe analoghi quantitativi di gas naturale), determina una riduzione delle emissioni in atmosfera di "gas serra"; si ricorda, infatti, che con la combustione dell'H₂ si produce vapore d'acqua invece che CO₂.

5.2 Vincoli e condizionamenti

L'analisi degli strumenti di programmazione e di pianificazione vigenti descritta nel Quadro Programmatico, non ha evidenziato, anche in virtù della tipologia e la natura del progetto, che consiste nella modifica gestionale delle modalità di alimentazione dei cicli combinati CC2 e CC3 e che non prevede, ad eccezione dell'installazione della nuova tecnologia di bruciatori sulla turbina del CC3, installazioni aggiuntive di impianti e/o edifici, la presenza di condizionamenti e di vincoli alla sua realizzazione.

Nel complesso, comunque, il progetto è coerente con gli strumenti di programmazione e pianificazione finalizzati al contenimento delle emissioni in atmosfera, inclusi i "gas serra".

Rispetto alla vincolistica, si segnala la presenza, ad una distanza di circa 200 m dal sito di progetto, del Parco Naturale Regionale Salina di Punta Contessa, mentre ad una distanza compresa tra 1,2 e 12 km si trovano le seguenti aree Natura 2000 (SIC e/o ZPS):

	PROGETTISTA 	COMMESSA 022847 02	UNITÀ 00
	CENTRALE DI COGENERAZIONE DI BRINDISI Upgrading tecnologico dei sistemi di combustione dei gruppi CC2 CC3	Spc. 00-ZA-E-85520	
	Studio Preliminare Ambientale QUADRO PROGETTUALE	Pag.58 di 99	Rev. 1

- SIC/ZPS Stagni e Saline di Punta della Contessa (IT9140003)
- SIC Bosco Tramazzone (IT9140001)
- SIC Torre Guaceto e Macchia S. Giovanni (IT9140005)
- SIC Bosco di Santa Teresa (IT9140006)
- SIC Bosco I Lucci (IT9140004)
- SIC Foce Canale Giancola (IT9140009).

Sempre in ragione della tipologia e della natura del progetto, tali zone non costituiscono un vincolo alla realizzazione del progetto; tuttavia, al fine di valutare eventuali impatti, è stata comunque predisposta una Valutazione di Incidenza (Allegato 6.1 al Quadro di Riferimento Ambientale).

5.3 Proposta di modifica delle prescrizioni: motivazioni tecniche

5.3.1 Aumento della percentuale di H₂ nella miscela combustibile

Premesso che, come già esposto attraverso la comunicazione Prot. n.145/2012 del 11 ottobre 2012 e la comunicazione Prot. n.148/2013 del 30 settembre 2013, le regolazioni implementate nel sistema di controllo delle turbine a gas, aventi lo scopo di limitare al 15% il contenuto di H₂ nella miscela, non sono determinate da limitazioni funzionali del sistema di combustione stesso o per assicurare protezione all'integrità dei bruciatori dell'unità ma sono state realizzate al fine di ottemperare alle garanzie richieste dal contratto di manutenzione delle macchine in termini di prestazioni, affidabilità e disponibilità, la richiesta di modificare la prescrizione relativa al limite di concentrazione di H₂ nella miscela combustibile si basa sui risultati ottenuti durante le prove sperimentali condotte su entrambi i cicli combinati, CC2 e CC3.

Di seguito si riportano i risultati dei test dei bruciatori e delle prove sperimentali a supporto della richiesta di modifica della prescrizione riguardante il contenuto massimo di H₂ nella miscela combustibile.

Gruppo CC2: prove Aprile-Giugno 2017

Il grafico di Figura 5.3-A₁ riporta i risultati dell'analisi condotta sui dati emissivi monitorati nel corso delle prove del nuovo bruciatore del CC2 nel periodo aprile-giugno 2017. Durante questo periodo, il nuovo bruciatore è stato alimentato entro i limiti prescritti dall'AIA:

 eni power	PROGETTISTA  SAIPEM	COMMESSA 022847 02	UNITÀ 00
	CENTRALE DI COGENERAZIONE DI BRINDISI Upgrading tecnologico dei sistemi di combustione dei gruppi CC2 CC3	Spc. 00-ZA-E-85520	
	Studio Preliminare Ambientale QUADRO PROGETTUALE	Pag.59 di 99	Rev. 1

contenuto di H₂ nella miscela combustibile non superiore al 15% e introduzione dell'off-gas nella miscela con carico turbina almeno del 60%.

Analizzando il grafico, che mette in correlazione le medie orarie di emissioni di NO_x monitorate e la potenza elettrica della turbina, si può osservare che:

- la concentrazione di NO_x nei fumi rimane al di sotto del limite orario autorizzato dall'AIA DM n.233/2014 (50 mg/Nm³ @ 15%O₂)
- all'aumentare del carico aumenta anche la concentrazioni di NO_x nei fumi; alla massima potenza elettrica testata (247 MW), la concentrazione di NO_x nei fumi ha raggiunto i 31,5 mg/Nm³.

Il grafico riporta anche la linea di tendenza, elaborata statisticamente; grazie a questa si può estrapolare, con buon grado di approssimazione, l'andamento della concentrazione di NO_x anche con carichi massimi di macchina che non si è potuto testare, per effetto delle condizioni ambientali, durante il periodo di prova. Le prove sono infatti state eseguite in un periodo primavera-estate, ovvero in un periodo caratterizzato da temperature per le quali le performance di potenza massima della turbina a gas è limitata. E' infatti noto che le potenze massime delle turbine a gas sono traguardabili alle minime temperature ovvero durante il periodo invernale.

A 260 MWe, si può stimare di avere un valore di concentrazione oraria di NO_x pari a 32,1 mg/Nm³. Considerando come incertezza 3,9 mg/Nm³, che corrispondono alla differenza tra il valore di NO_x (31,5 mg/Nm³) misurato in corrispondenza alla massima potenza monitorata (247 MWe) e il valore predetto sulla linea di tendenza per lo stesso valore di potenza (27,6 mg/Nm³), si ottiene un limite superiore per la concentrazione di NO_x a 260 MWe pari a 36,0 mg/Nm³.

Estendendo la stima fino alla potenza di 270 MWe, si ottiene un valore di concentrazione sulla linea di tendenza pari a 35,9 mg/Nm³, con un limite superiore di 39,8 mg/Nm³ considerando l'incertezza definita in precedenza.

	PROGETTISTA  SAIPEM	COMMESSA 022847 02	UNITÀ 00
	CENTRALE DI COGENERAZIONE DI BRINDISI Upgrading tecnologico dei sistemi di combustione dei gruppi CC2 CC3	Spc. 00-ZA-E-85520	
	Studio Preliminare Ambientale QUADRO PROGETTUALE	Pag.60 di 99	Rev. 1

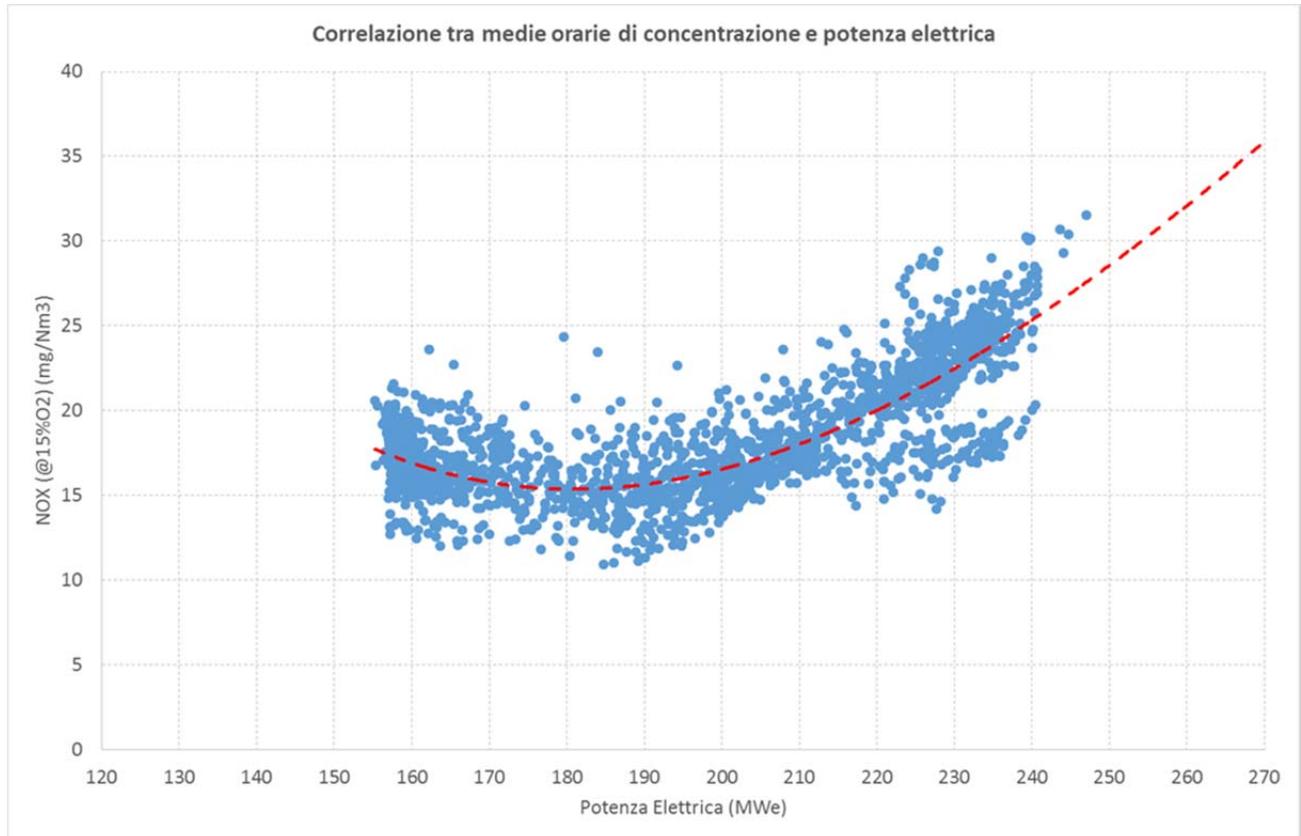


Figura 5.3-A1 – Prove bruciatore CC2 aprile-giugno 2017: emissioni di NO_x rispetto alla potenza della turbina

Da tali prove deriva la possibilità di poter trarre, attraverso i bruciatori di nuova tecnologia “Dual-Pilot” una riduzione dei limiti emissivi di NO_x da 50 a circa 40 mg/Nm³ (come media oraria) per permettere l’esercizio della macchina su tutto il range operativo (ovvero tra il minimo tecnico ambientale e il massimo carico della turbina a gas) e in tutte le condizioni ambientali, come confermato dal costruttore AEN nella propria nota n.00043613 (riportata in Allegato 2).

Gruppo CC2: prove Settembre 2017-Agosto 2018

Tra l’inizio del mese di settembre 2017 e la fine del mese di agosto 2018, la turbina a gas del CC2 è stata esercitata, con il nuovo tipo di bruciatore “Dual Pilot” e, a partire da marzo 2018, sull’intero *range* di funzionamento sia in termini di carico (ovvero anche a carichi inferiori al 60%), sia di contenuto di H₂ nella miscela combustibile (ovvero anche con percentuali di H₂

	PROGETTISTA  SAIPEM	COMMESSA 022847 02	UNITÀ 00
	CENTRALE DI COGENERAZIONE DI BRINDISI Upgrading tecnologico dei sistemi di combustione dei gruppi CC2 CC3	Spc. 00-ZA-E-85520	
	Studio Preliminare Ambientale QUADRO PROGETTUALE	Pag.61 di 99	Rev. 1

superiori al 15%), come autorizzato dal MATTM con comunicazione m.amte.DVA.REGISTRO UFFICIALE.U.0029385 del 19 dicembre 2017.

Il grafico di Figura 5.3-A2 riporta i risultati dell'analisi condotta sui dati emissivi monitorati nel periodo settembre 2017 – agosto 2018.

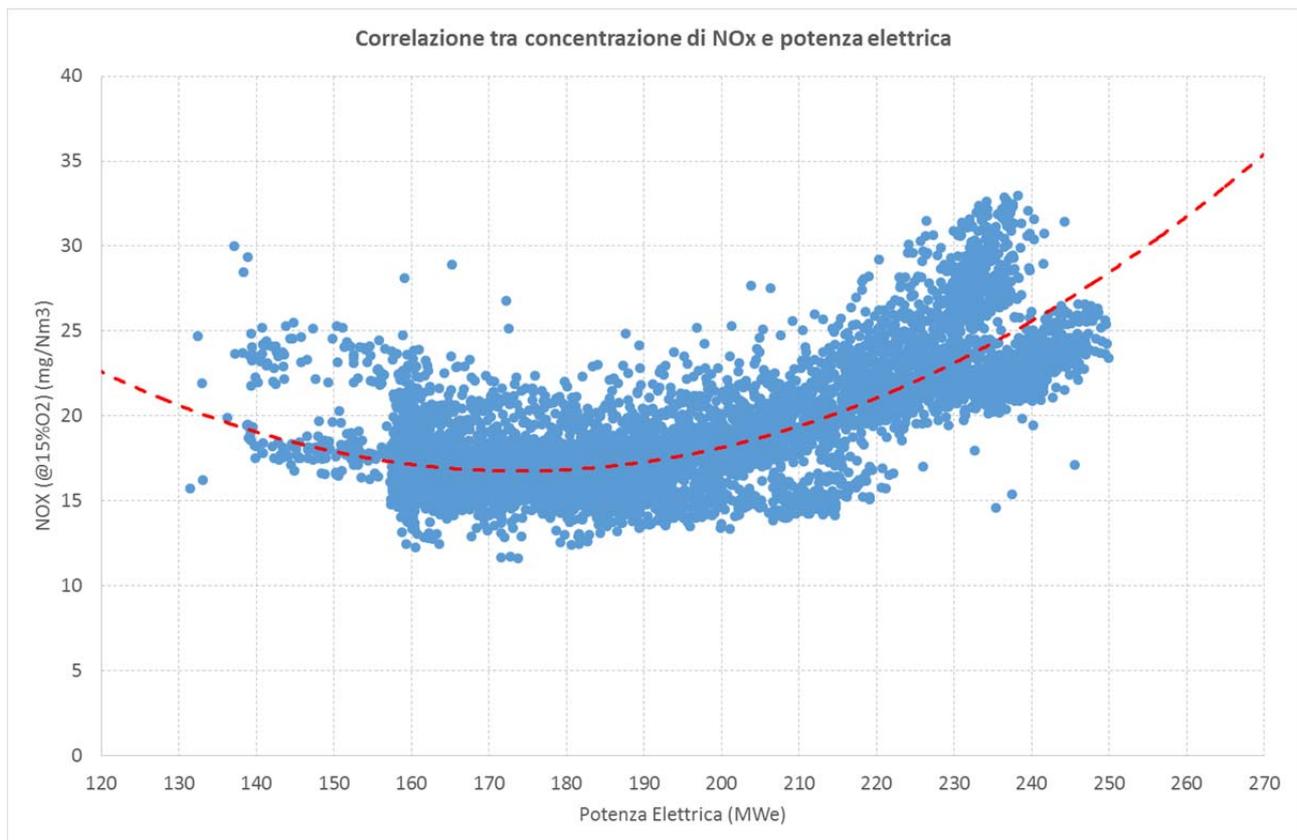


Figura 5.3-A2 – Prove bruciatore CC2 settembre 2017 – agosto 2018: emissioni di NO_x rispetto alla potenza della turbina

Analizzando il grafico, che mette in correlazione le medie orarie di emissioni di NO_x monitorate e la potenza elettrica della turbina, si può osservare che:

- all'aumentare del carico aumenta anche la concentrazione di NO_x nei fumi, che si mantiene comunque al di sotto dei 40 mg/Nmc @ 15% O₂;
- anche a carichi inferiori al 60% del carico, i valori emissivi si mantengono inferiori ai limiti autorizzati.

In generale, confrontando i grafici di Figura 5.3-A1 e di Figura 5.3-A2, si osserva che i dati monitorati durante le prove effettuate in aprile/giugno 2017 (con bruciatore alimentato entro i

	PROGETTISTA  SAIPEM	COMMESSA 022847 02	UNITÀ 00
	CENTRALE DI COGENERAZIONE DI BRINDISI Upgrading tecnologico dei sistemi di combustione dei gruppi CC2 CC3	Spc. 00-ZA-E-85520	
	Studio Preliminare Ambientale QUADRO PROGETTUALE	Pag.62 di 99	Rev. 1

limiti prescritti dall'AIA: contenuto di H₂ nella miscela combustibile non superiore al 15% e introduzione dell'off-gas nella miscela con carico turbina almeno del 60%) sono simili a quelli monitorati durante il periodo di prova settembre 2017/agosto 2018 (con il bruciatore alimentato sull'intero *range* di funzionamento, sia in termini di carico, sia di contenuto di H₂ nella miscela combustibile).

Gruppo CC2: test di Luglio 2017 a carico costante

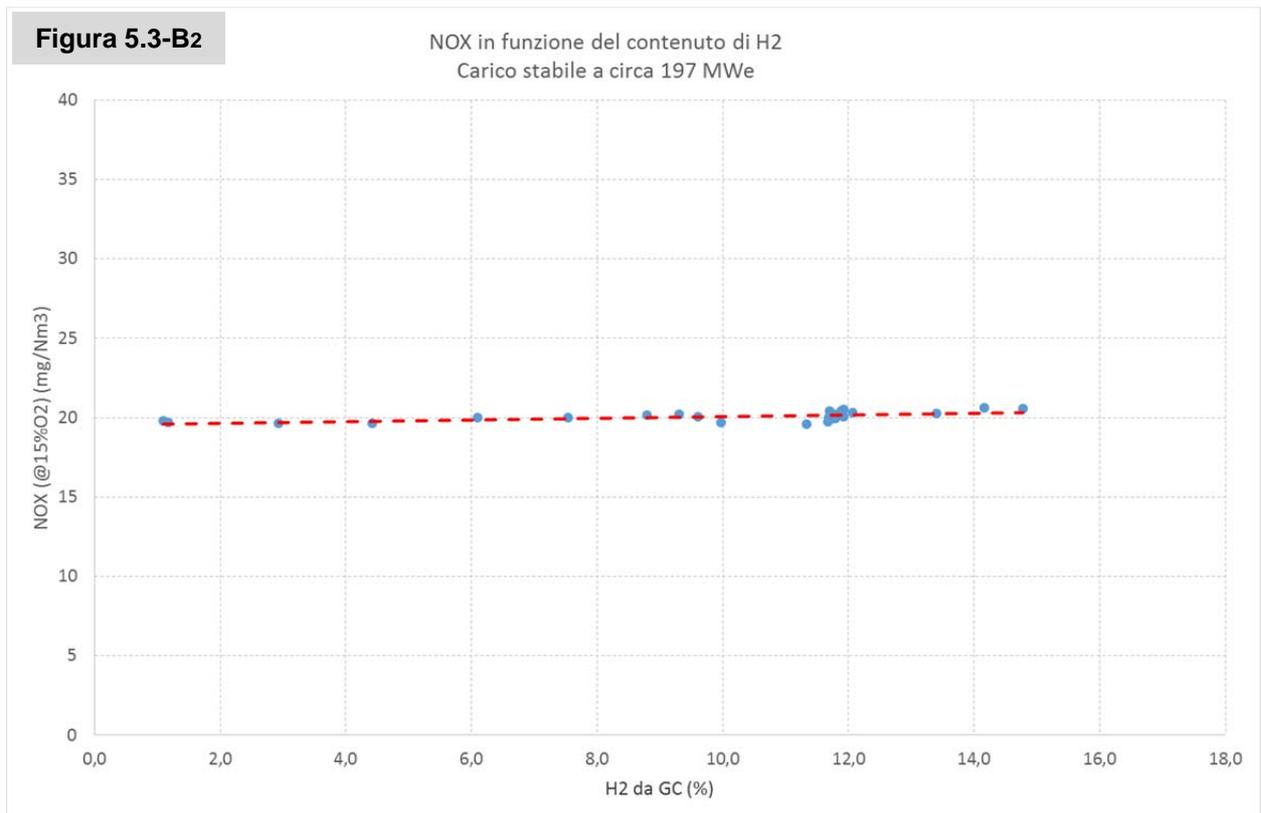
I grafici riportati nelle seguenti figure (da Figura 5.3-B a Figura 5.3-G) mostrano i risultati dei test condotti sul CC2 dal 4 al 7 luglio 2017, mantenendo in ognuno dei test una potenza costante e variando il quantitativo di off-gas in alimentazione. In questo modo la percentuale di H₂ nella miscela di alimentazione è variabile, raggiungendo valori superiori al 15% attualmente autorizzato.

Ogni figura è composta da due grafici, relativi entrambi alla stessa prova: nel primo è mostrato l'andamento temporale dei diversi parametri monitorati (potenza turbina a gas, portata gas petrolchimico in alimentazione, percentuale di H₂ nella miscela di alimentazione, concentrazione di NO_x e concentrazione di CO nei fumi); nel secondo è mostrato l'andamento delle emissioni di NO_x in funzione della percentuale di H₂ nella miscela di alimentazione.

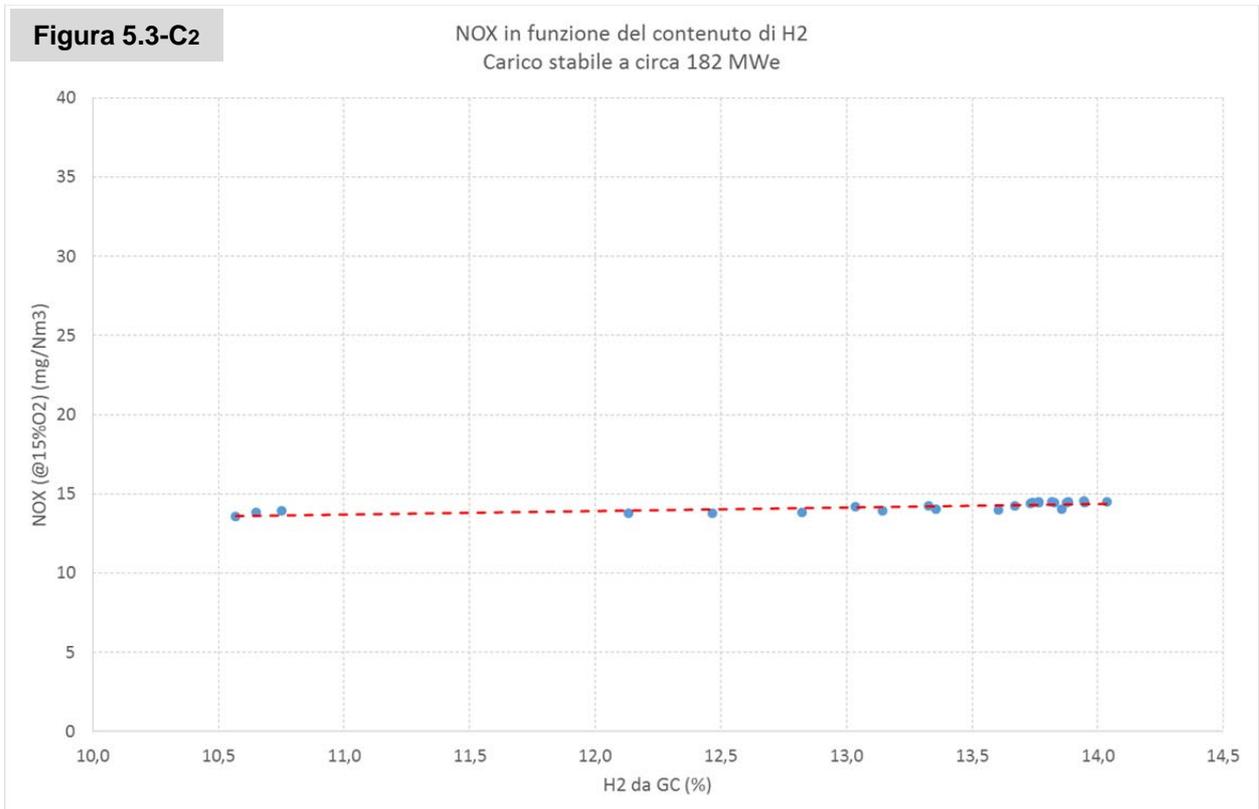
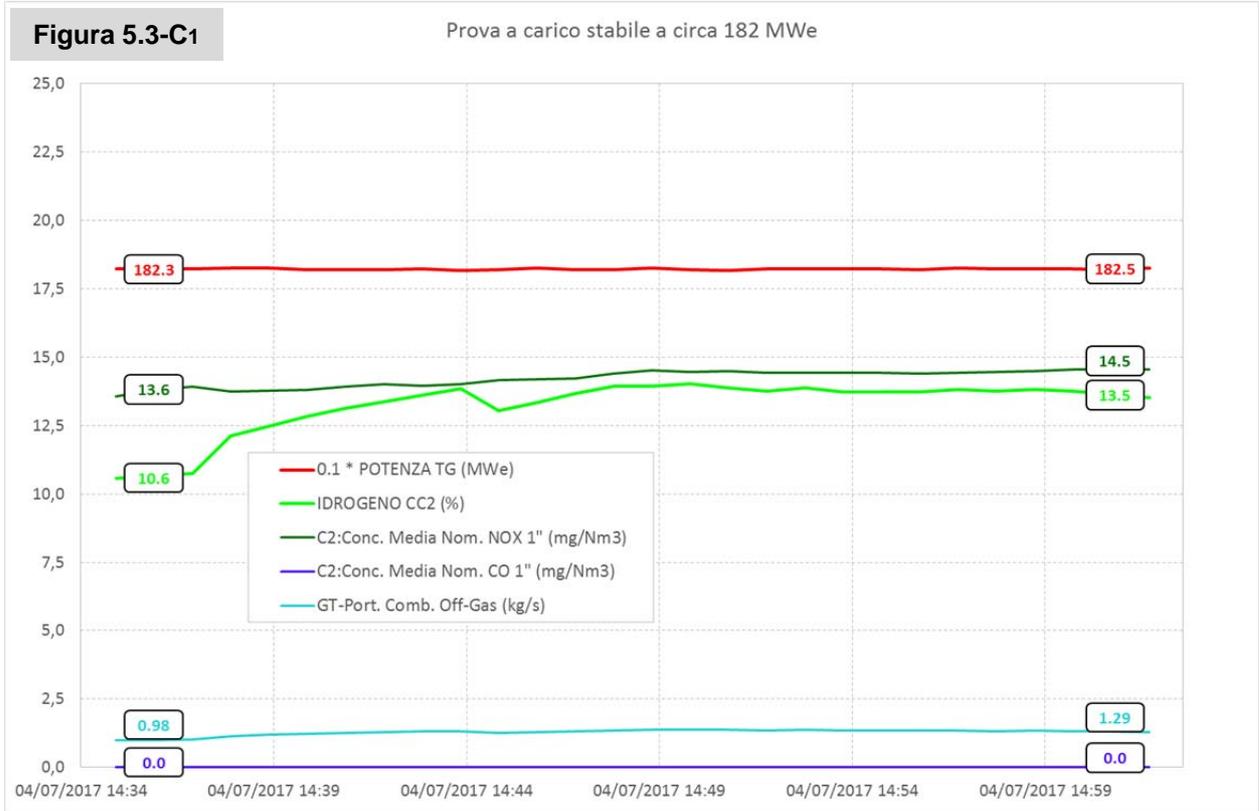
Come si può osservare le emissioni di NO_x si mantengono pressoché costanti al variare della %H₂ su tutto il range di carico della turbina a gas.

I risultati dei test confermano pertanto che le emissioni di NO_x e la stabilità della turbina a gas (come dimostrato dal report Ansaldo Energia riportato in Allegato 2) non dipendono dalla percentuale di H₂ contenuta nella miscela.

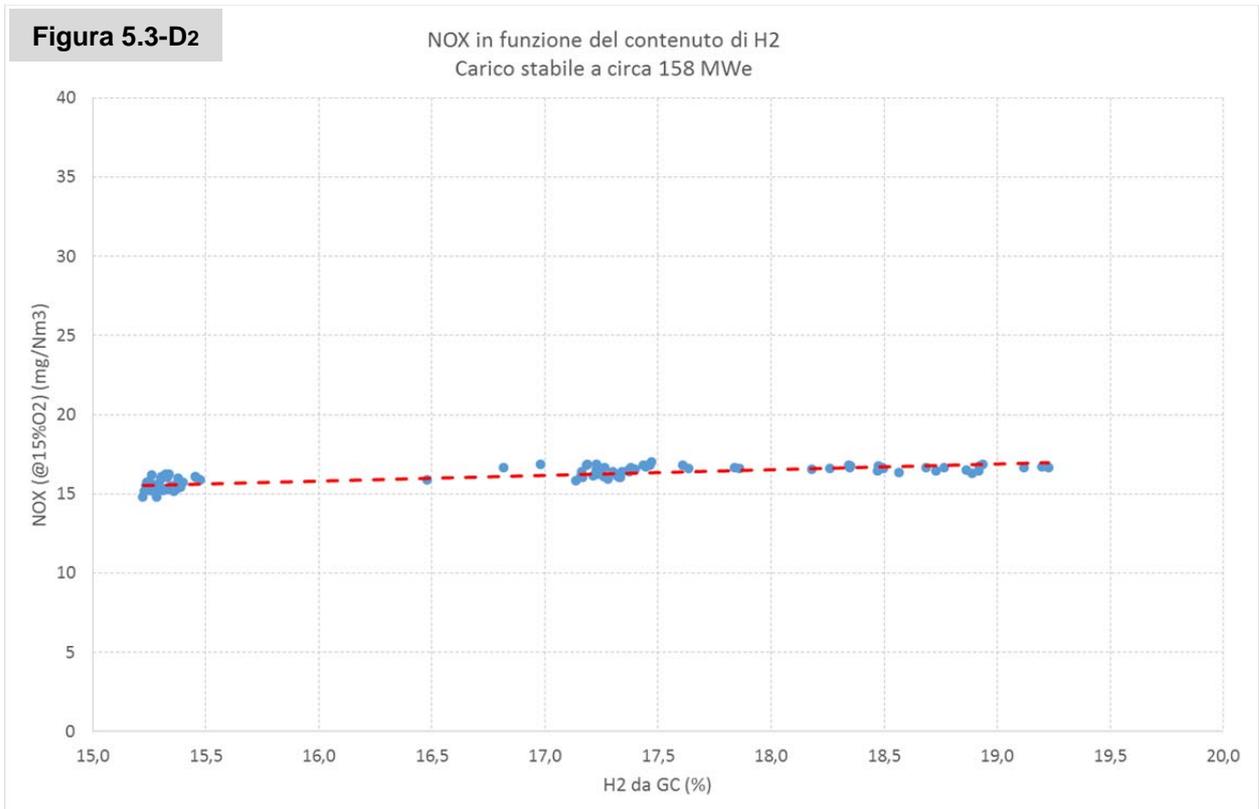
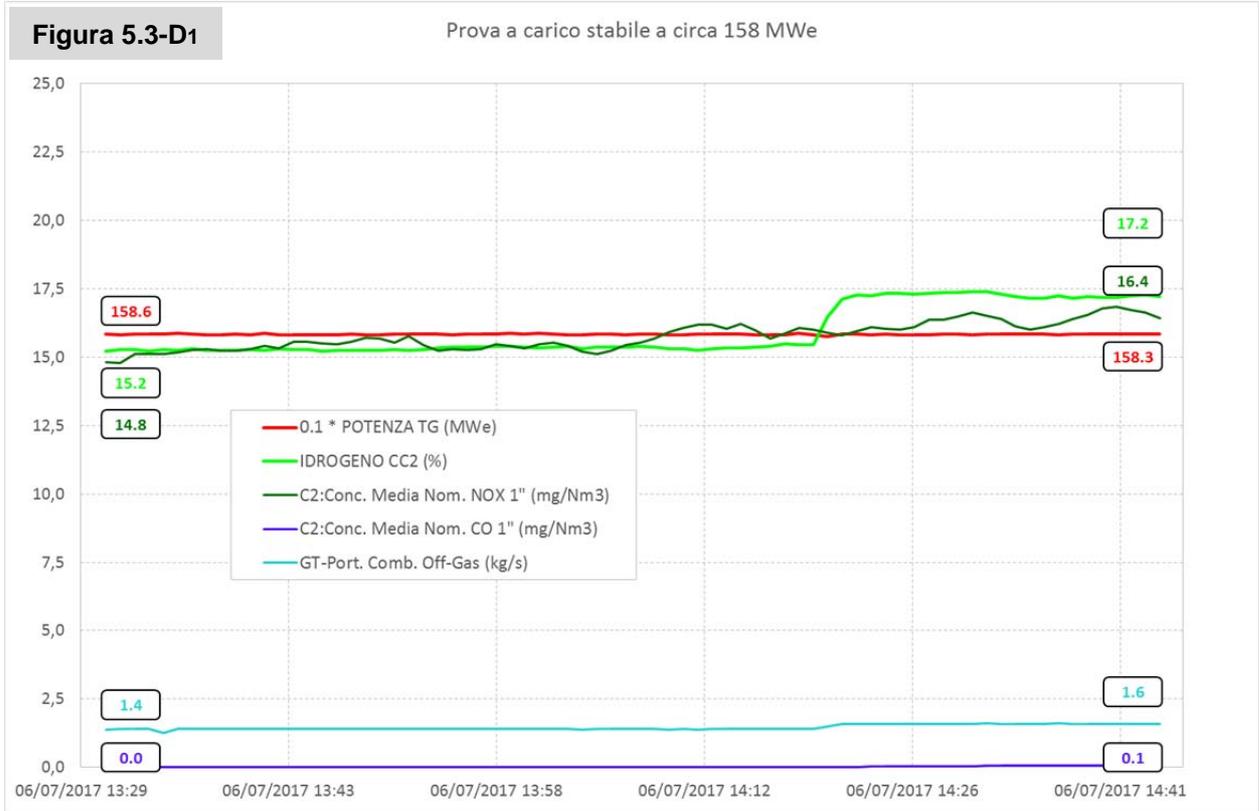
	PROGETTISTA 	COMMESSA 022847 02	UNITÀ 00
	CENTRALE DI COGENERAZIONE DI BRINDISI Upgrading tecnologico dei sistemi di combustione dei gruppi CC2 CC3		Spc. 00-ZA-E-85520
	Studio Preliminare Ambientale QUADRO PROGETTUALE		Pag.63 di 99



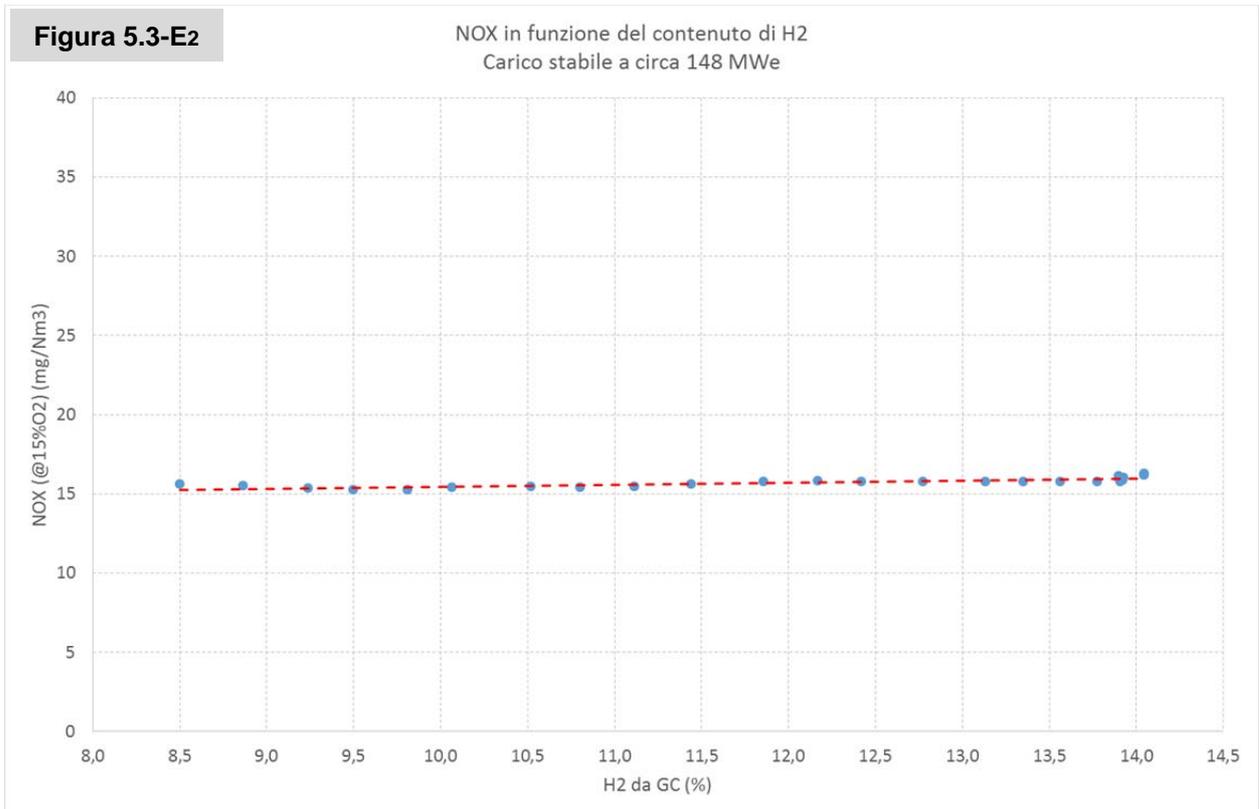
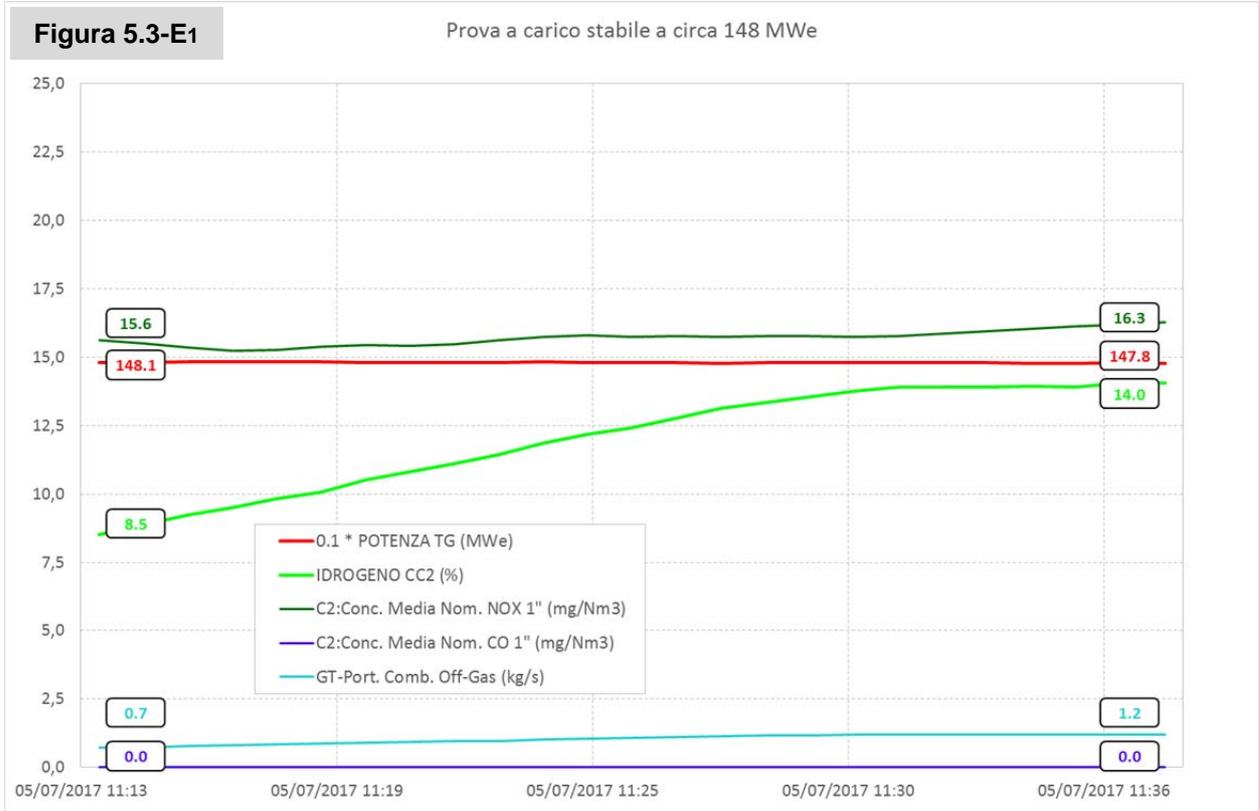
	PROGETTISTA 	COMMESSA 022847 02	UNITÀ 00
	CENTRALE DI COGENERAZIONE DI BRINDISI Upgrading tecnologico dei sistemi di combustione dei gruppi CC2 CC3	Spc. 00-ZA-E-85520	
	Studio Preliminare Ambientale QUADRO PROGETTUALE	Pag.64 di 99	Rev. 1



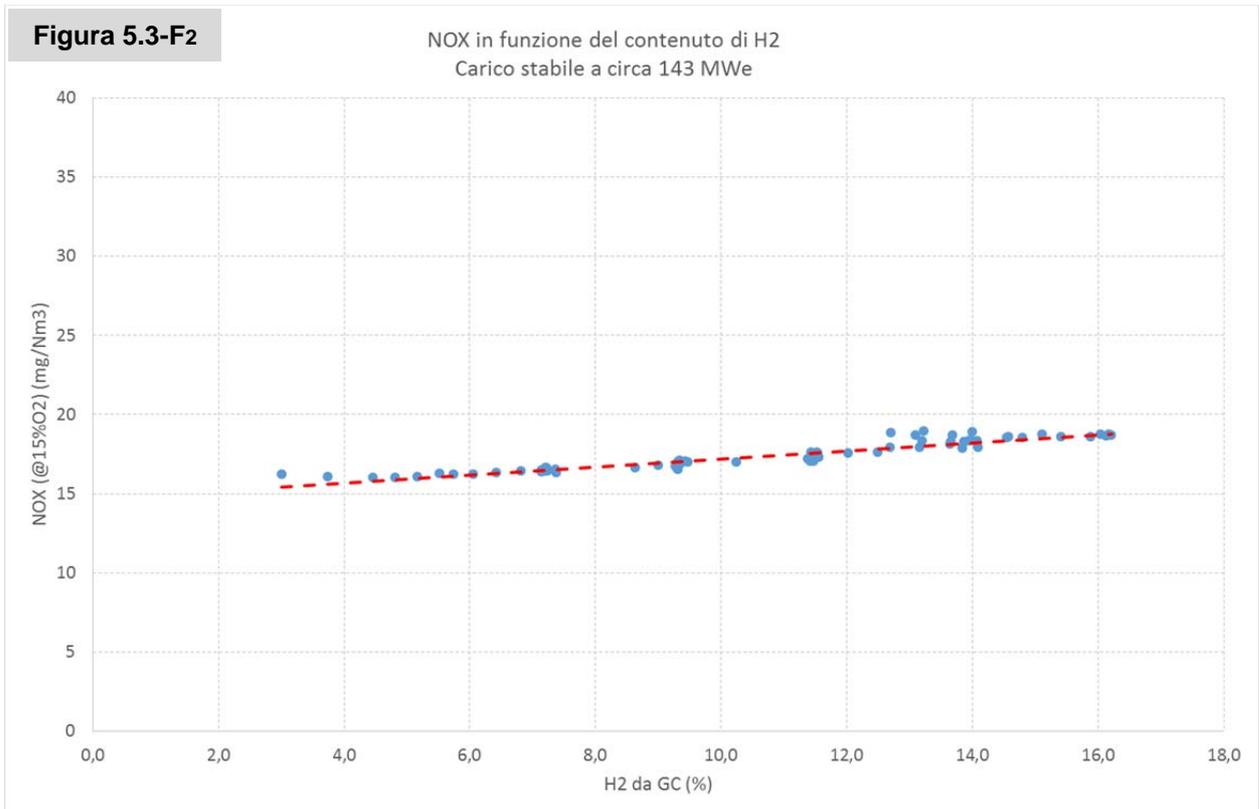
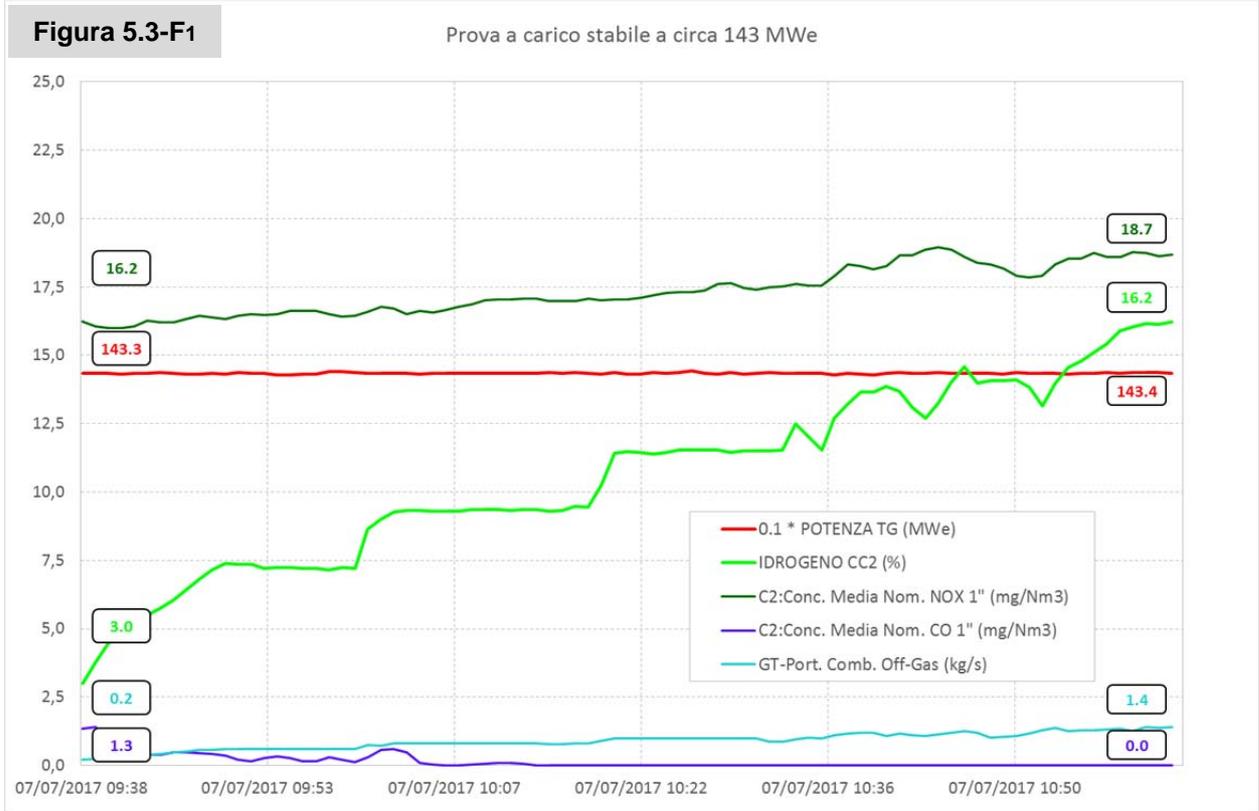
	PROGETTISTA 	COMMESSA 022847 02	UNITÀ 00
	CENTRALE DI COGENERAZIONE DI BRINDISI Upgrading tecnologico dei sistemi di combustione dei gruppi CC2 CC3	Spc. 00-ZA-E-85520	
	Studio Preliminare Ambientale QUADRO PROGETTUALE	Pag.65 di 99	Rev. 1



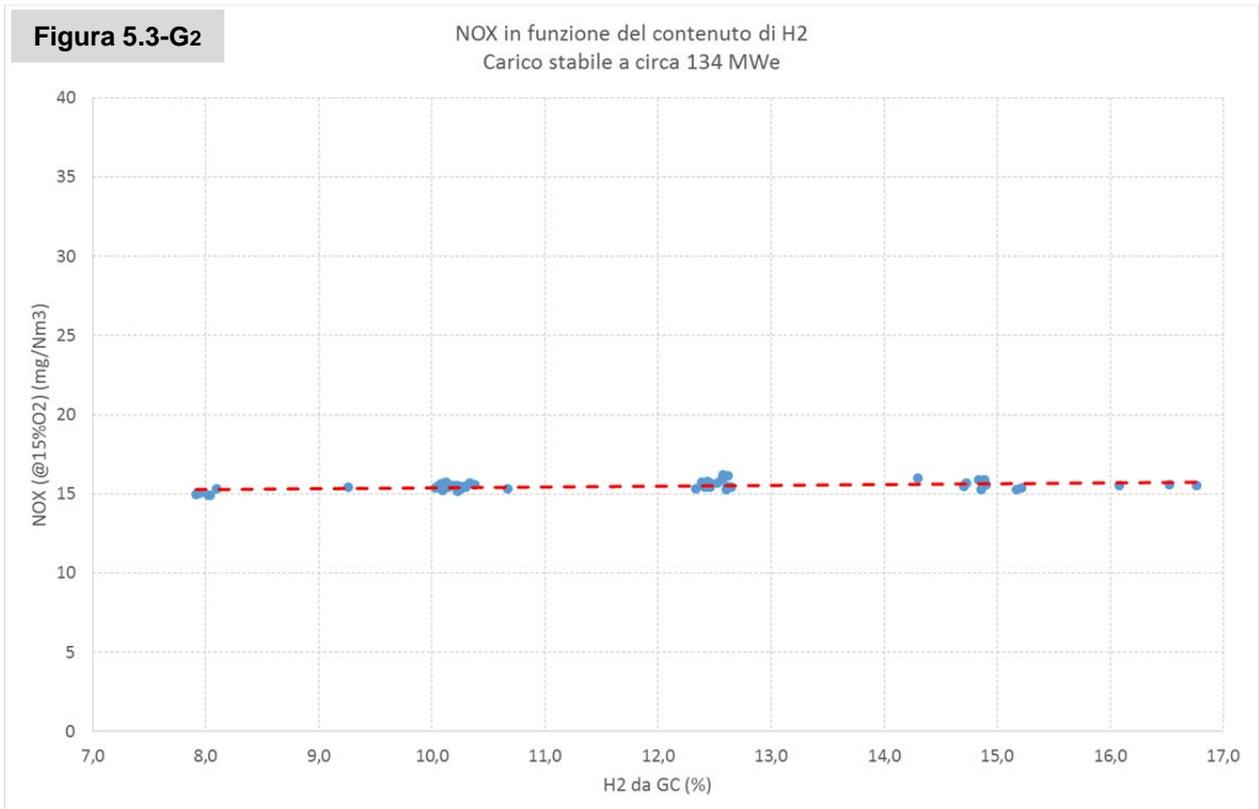
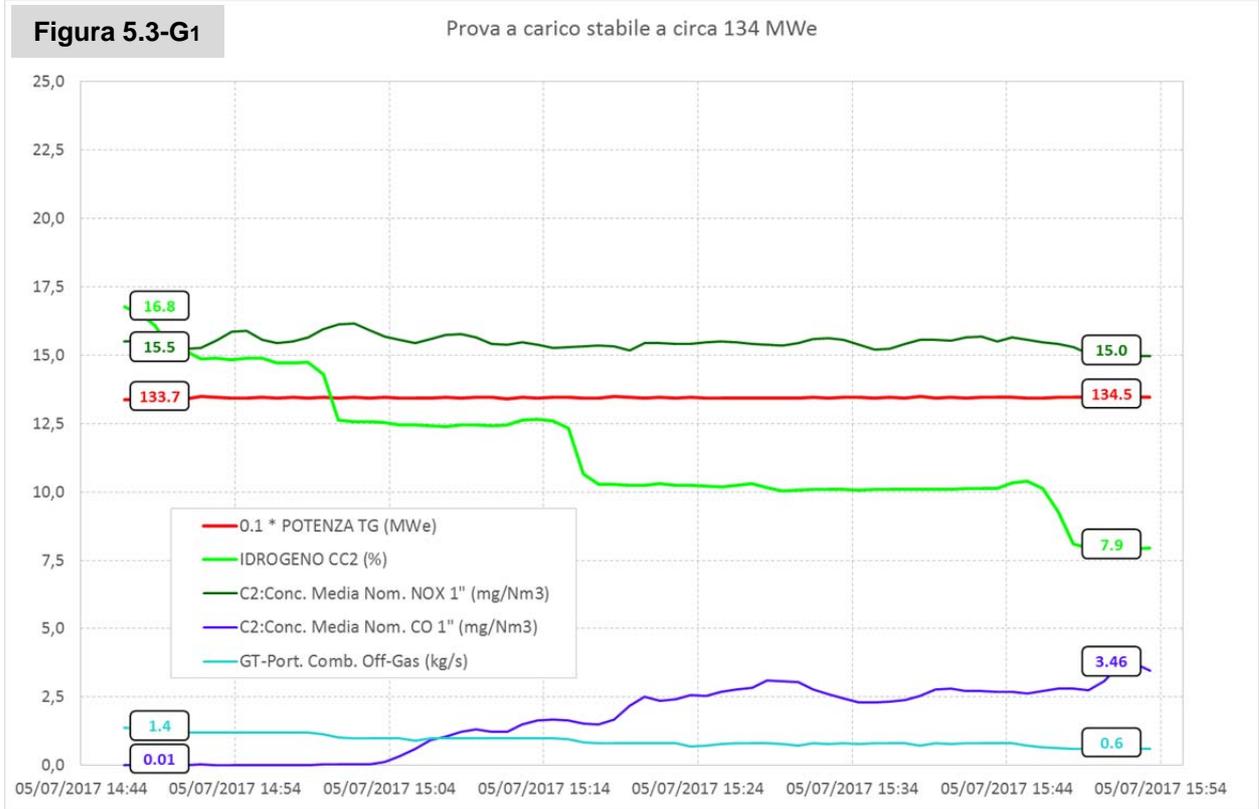
	PROGETTISTA 	COMMESSA 022847 02	UNITÀ 00
	CENTRALE DI COGENERAZIONE DI BRINDISI Upgrading tecnologico dei sistemi di combustione dei gruppi CC2 CC3		Spc. 00-ZA-E-85520
	Studio Preliminare Ambientale QUADRO PROGETTUALE		Pag.66 di 99



	PROGETTISTA 	COMMESSA 022847 02	UNITÀ 00
	CENTRALE DI COGENERAZIONE DI BRINDISI Upgrading tecnologico dei sistemi di combustione dei gruppi CC2 CC3		Spc. 00-ZA-E-85520
	Studio Preliminare Ambientale QUADRO PROGETTUALE		Pag.67 di 99



	PROGETTISTA  SAIPEM	COMMESSA 022847 02	UNITÀ 00
	CENTRALE DI COGENERAZIONE DI BRINDISI Upgrading tecnologico dei sistemi di combustione dei gruppi CC2 CC3		Spc. 00-ZA-E-85520
	Studio Preliminare Ambientale QUADRO PROGETTUALE		Pag.68 di 99



 eni power	PROGETTISTA  SAIPEM	COMMESSA 022847 02	UNITÀ 00
	CENTRALE DI COGENERAZIONE DI BRINDISI Upgrading tecnologico dei sistemi di combustione dei gruppi CC2 CC3	Spc. 00-ZA-E-85520	
	Studio Preliminare Ambientale QUADRO PROGETTUALE	Pag.69 di 99	Rev. 1

Gruppo CC3. test del 6 settembre 2018 a carico costante

Durante la fermata manutentiva di febbraio-marzo 2018, Ansaldo Energia ha provveduto all'installazione del nuovo tipo di bruciatore "Dual Pilot" anche sulla turbina a gas (TG3) del Gruppo CC3.

Da quando è stato installato sulla TG3, il Gruppo CC3 ha funzionato con le medesime modalità del CC2, ovvero sull'intero *range* di funzionamento sia in termini di carico (anche inferiore al 60%), sia di contenuto di H₂ nella miscela combustibile (anche a percentuali superiori al 15%) e, come avvenuto per il Gruppo CC2 nel 2017, anche sul Gruppo CC3 sono stati eseguiti test sperimentali, nel mese di settembre 2018.

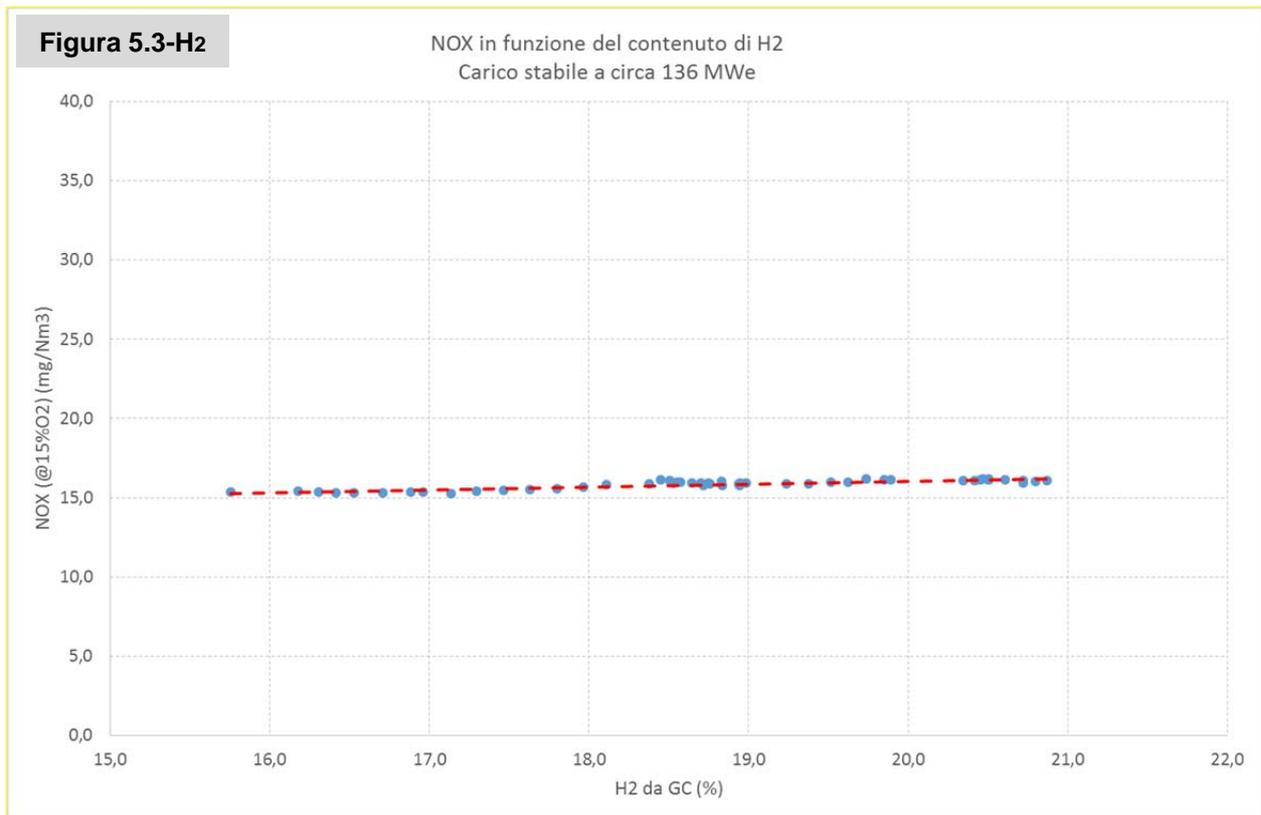
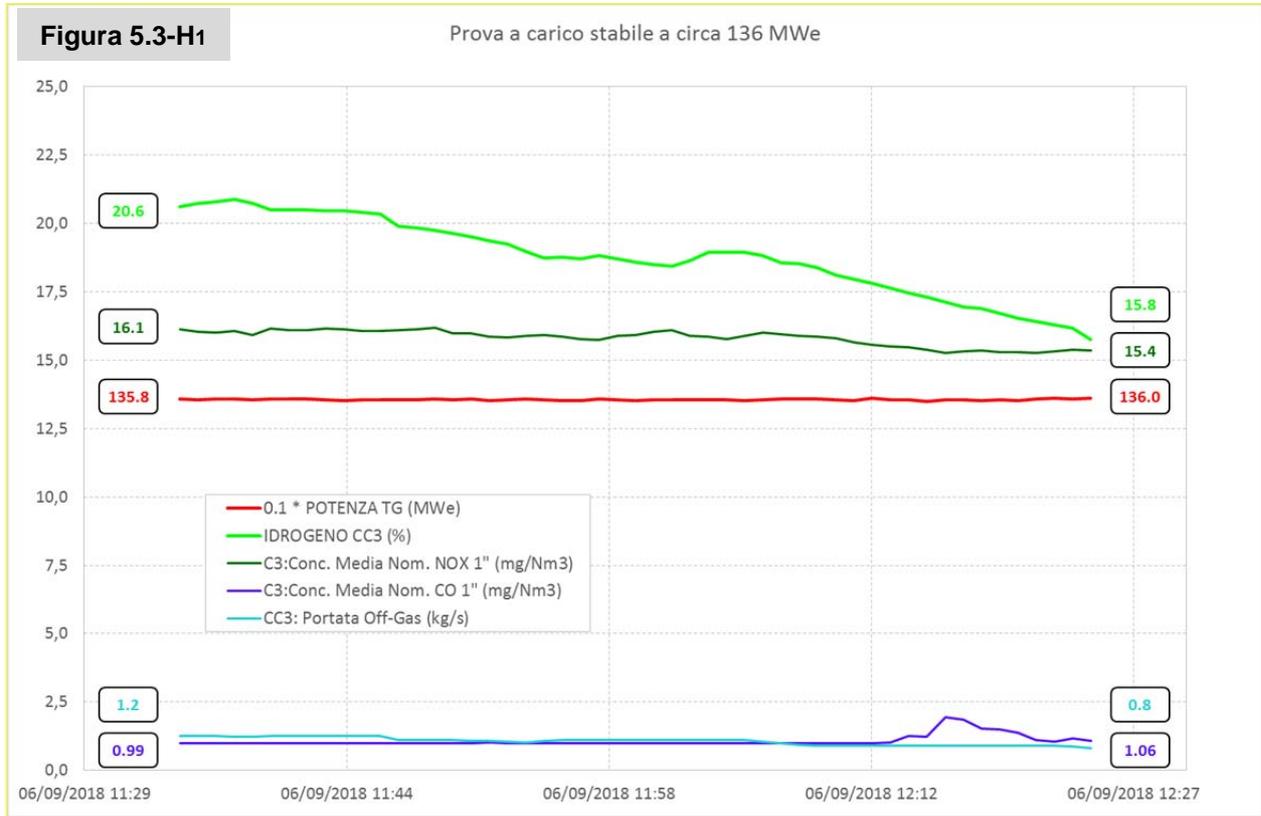
A tal riguardo, i grafici riportati nelle seguenti figure (da Figura 5.3-H a Figura 5.3-L) mostrano i risultati dei test condotti sul nuovo bruciatore "Dual Pilot" del CC3 il 6 settembre 2018, mantenendo in ognuno dei test una potenza costante e variando il quantitativo di off-gas in alimentazione. In questo modo la percentuale di H₂ nella miscela di alimentazione è variabile, raggiungendo anche valori superiori al 15%.

Ogni figura è composta da due grafici, relativi entrambi alla stessa prova: nel primo è mostrato l'andamento temporale dei diversi parametri monitorati (potenza turbina a gas, portata gas petrolchimico in alimentazione, percentuale di H₂ nella miscela di alimentazione, concentrazione di NO_x e concentrazione di CO nei fumi); nel secondo è mostrato l'andamento delle emissioni di NO_x in funzione della percentuale di H₂ nella miscela di alimentazione.

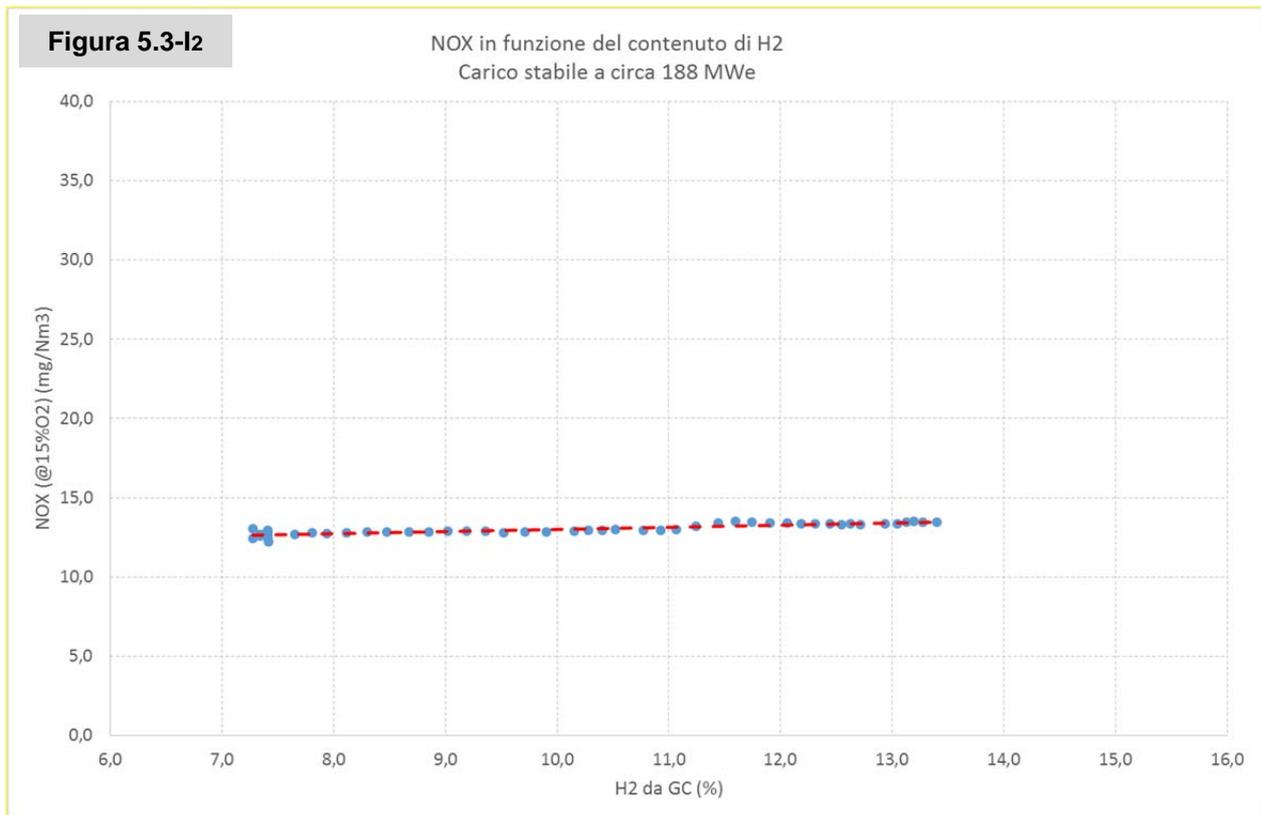
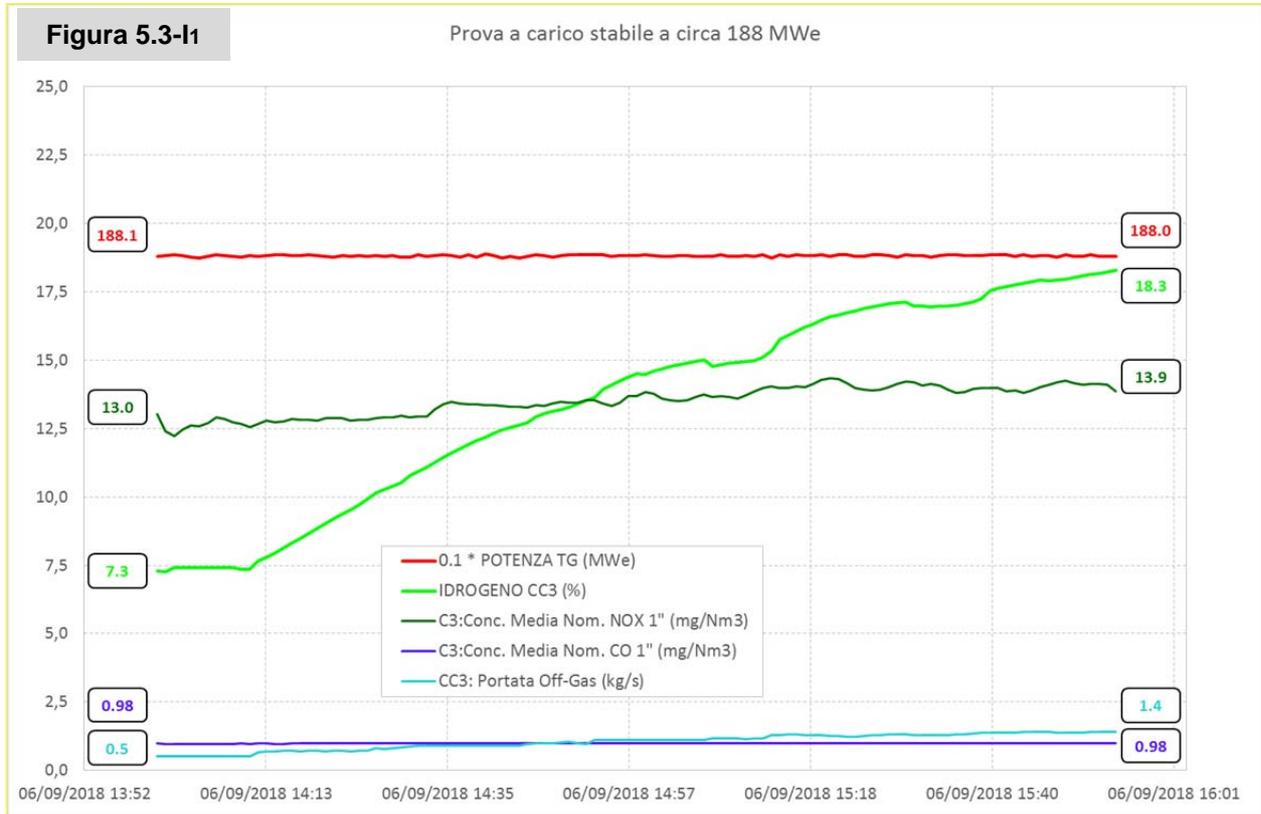
Come si può osservare, le emissioni di NO_x si mantengono pressoché costanti al variare della %H₂ su tutto il *range* di carico della turbina a gas, anche quando la concentrazione di H₂ contenuta nella miscela supera il 15%

I risultati dei test condotti sulla turbina a gas del CC3 confermano i risultati osservati con i test eseguiti sulla turbina del CC2, ovvero che le emissioni di NO_x non dipendono dalla percentuale di H₂ contenuta nella miscela ed anche a bassi carichi macchina (< 60%), una percentuale di H₂ nella miscela combustibile superiore al 15% non influisce sulle emissioni di NO_x.

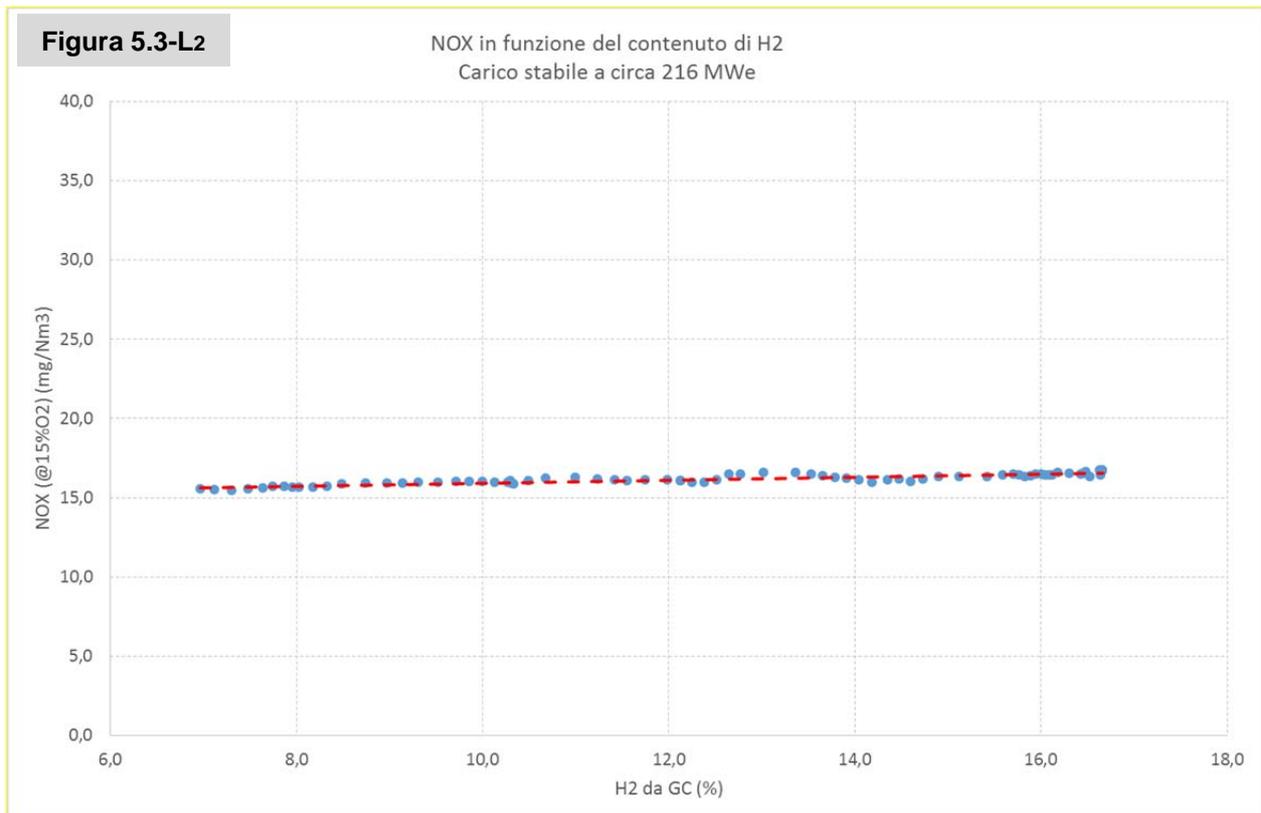
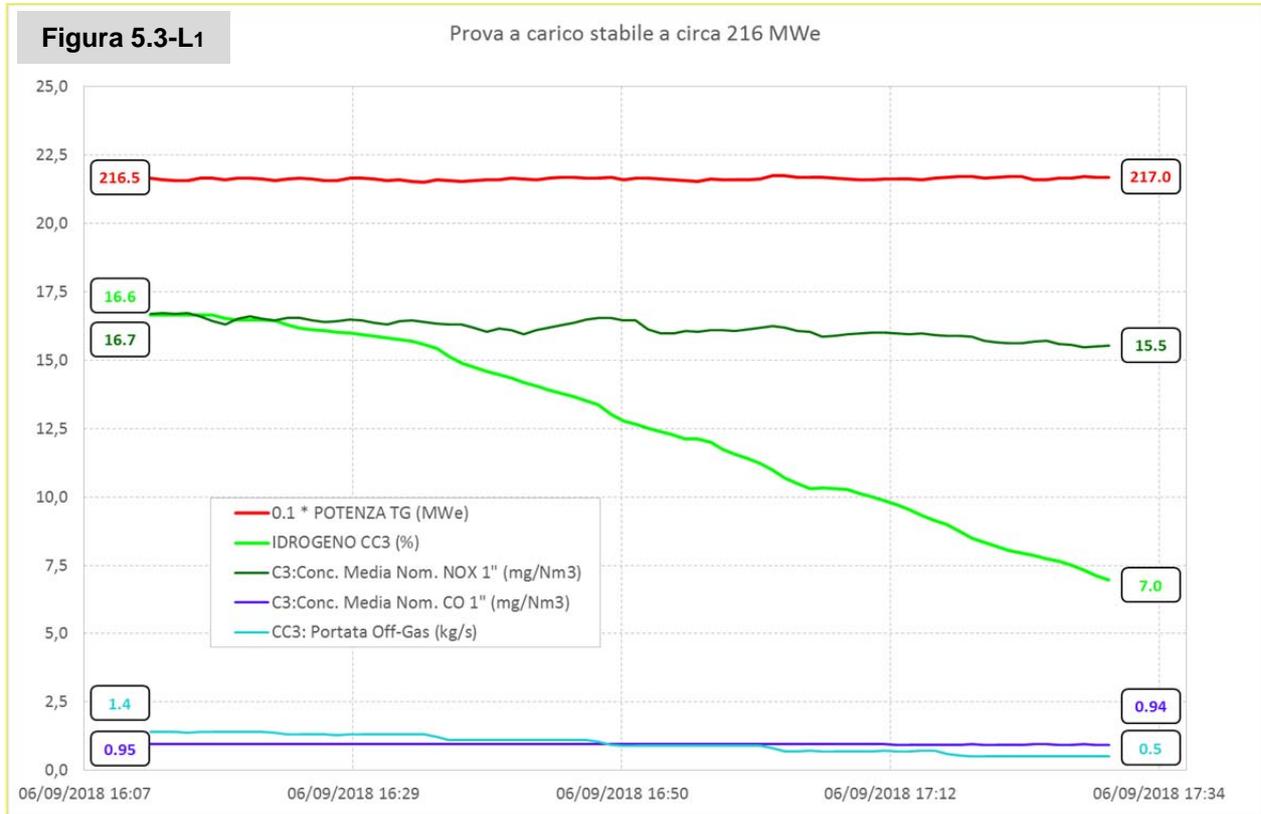
	PROGETTISTA  SAIPEM	COMMESSA 022847 02	UNITÀ 00
	CENTRALE DI COGENERAZIONE DI BRINDISI Upgrading tecnologico dei sistemi di combustione dei gruppi CC2 CC3		Spc. 00-ZA-E-85520
	Studio Preliminare Ambientale QUADRO PROGETTUALE		Pag.70 di 99



	PROGETTISTA 	COMMESSA 022847 02	UNITÀ 00
	CENTRALE DI COGENERAZIONE DI BRINDISI Upgrading tecnologico dei sistemi di combustione dei gruppi CC2 CC3		Spc. 00-ZA-E-85520
	Studio Preliminare Ambientale QUADRO PROGETTUALE		Pag.71 di 99



	PROGETTISTA 	COMMESSA 022847 02	UNITÀ 00
	CENTRALE DI COGENERAZIONE DI BRINDISI Upgrading tecnologico dei sistemi di combustione dei gruppi CC2 CC3	Spc. 00-ZA-E-85520	
	Studio Preliminare Ambientale QUADRO PROGETTUALE	Pag.72 di 99	Rev. 1



 eni power	PROGETTISTA  SAIPEM	COMMESSA 022847 02	UNITÀ 00
	CENTRALE DI COGENERAZIONE DI BRINDISI Upgrading tecnologico dei sistemi di combustione dei gruppi CC2 CC3		Spc. 00-ZA-E-85520
	Studio Preliminare Ambientale QUADRO PROGETTUALE		Pag.73 di 99

5.3.2 Alimentazione delle turbine a gas con gas petrolchimico sotto il 60% di carico

Il forte sviluppo della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili non programmabili (eolico e fotovoltaico) ha cambiato le condizioni operativo-gestionali della Rete di Trasmissione Nazionale, determinando una profonda modifica del profilo operativo dei cicli combinati in Italia.

In tale scenario elettrico sempre più competitivo, caratterizzato, soprattutto nei periodi di off-peak quali le ore notturne e week end, da prezzi di vendita dell'energia elettrica talvolta inferiori ai costi produttivi, la ricerca di un minimo tecnico più basso possibile, compatibile con le emissioni, e la massima flessibilità di esercizio, sono diventati fattori imprescindibili per fornire il necessario supporto alla rete in termini di riserva rotante e servizi ancillari (regolazione primaria, secondaria e terziaria e bilanciamento in tempo reale).

Risulta pertanto di fondamentale importanza operare i Cicli Combinati CC2 e CC3 a carichi inferiori al 60%, entro i limiti emissivi autorizzati, anche con una miscela di gas naturale e gas petrolchimico.

A tal riguardo si è già evidenziato, al paragrafo 5.3.1, che l'H₂ contenuto nella miscela di alimentazione non influenza il quadro emissivo delle turbine a gas in termini di concentrazione di NO_x e CO nei fumi, anche con carichi macchina inferiori a 155 MWe (vedi in particolare la Figura 5.3-G e la Figura 5.3-H).

Di seguito si riportano i risultati delle prove sperimentali a supporto della richiesta di modifica della prescrizione riguardante il carico macchina minimo al quale può essere alimentata la miscela combustibile gas naturale/gas petrolchimico.

Gruppo CC2: test Luglio 2017 a portata di off-gas costante

I grafici riportati nelle figure successive (da Figura 5.3-M a Figura 5.3-O) mostrano i risultati dei test eseguiti sul CC2 nelle giornate del 5 e 6 luglio 2017, con potenze inferiori al carico minimo (60%) attualmente autorizzato per l'alimentazione con off-gas.

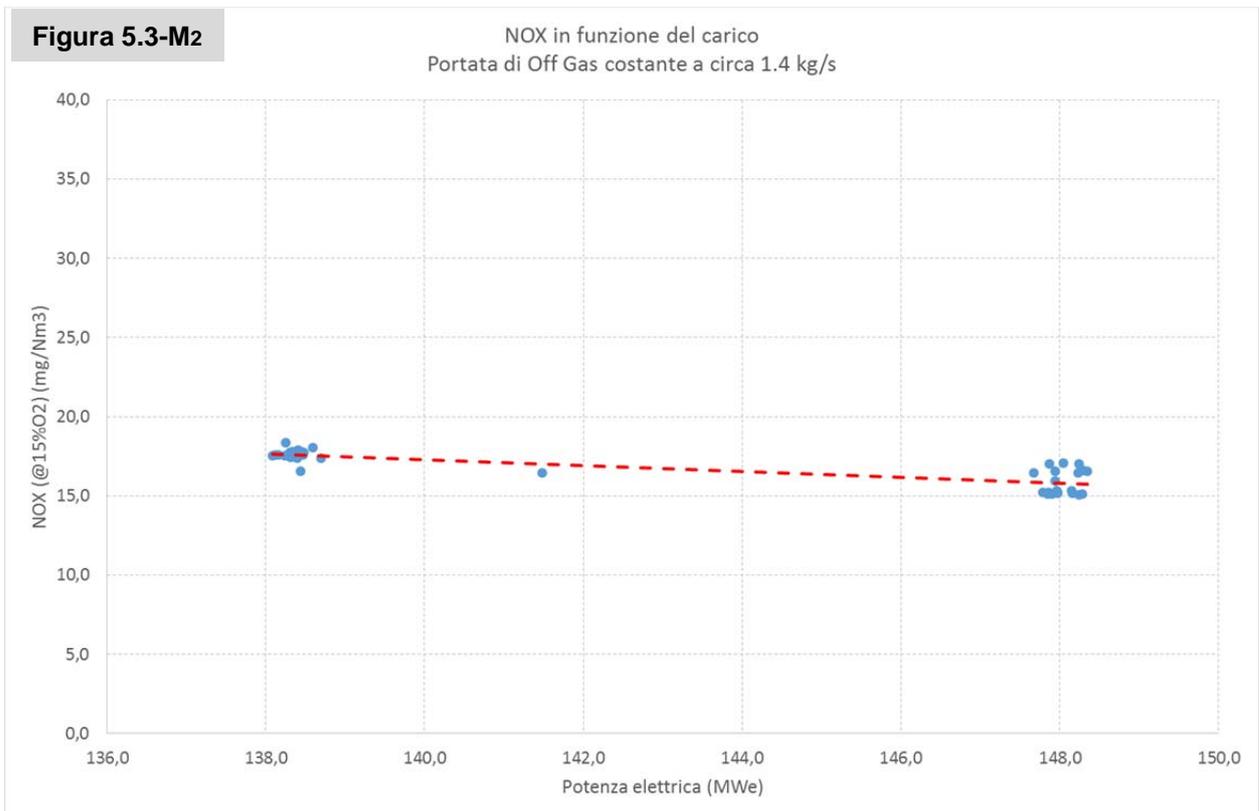
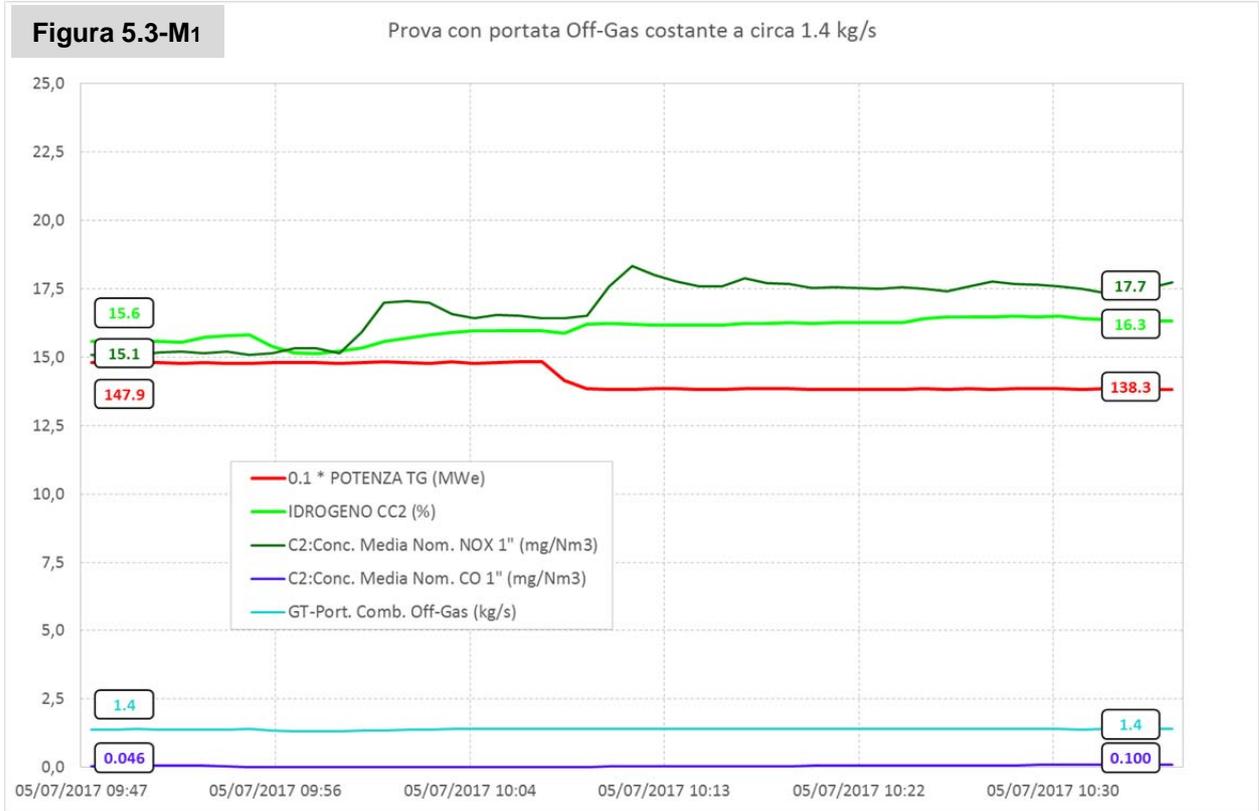
Nel corso di ognuno di questi test, il quantitativo di gas petrolchimico alimentato alla turbina a gas è stato mantenuto fisso (rispettivamente a 1,4 kg/s, 1,6 kg/s e 1,8 kg/s), mentre veniva variata la potenza della macchina.

	PROGETTISTA  SAIPEM	COMMESSA 022847 02	UNITÀ 00
	CENTRALE DI COGENERAZIONE DI BRINDISI Upgrading tecnologico dei sistemi di combustione dei gruppi CC2 CC3	Spc. 00-ZA-E-85520	
	Studio Preliminare Ambientale QUADRO PROGETTUALE	Pag.74 di 99	Rev. 1

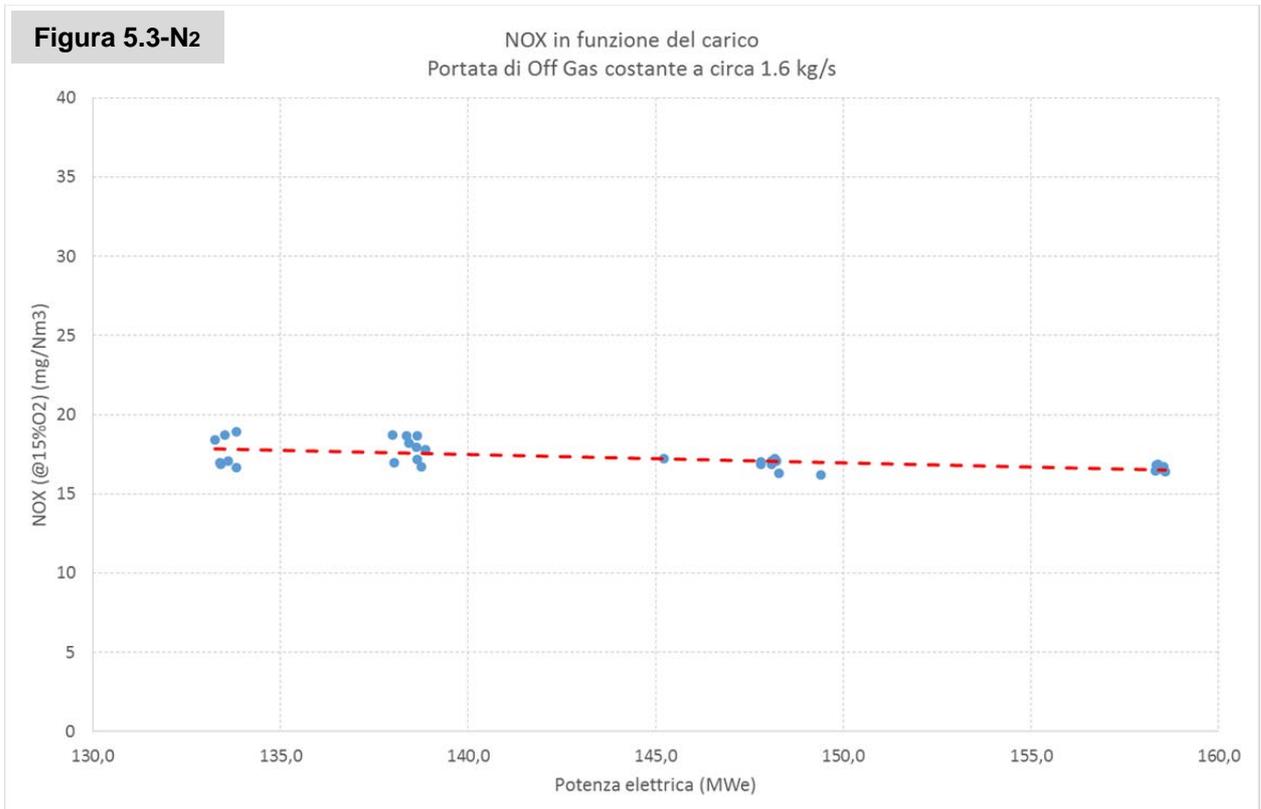
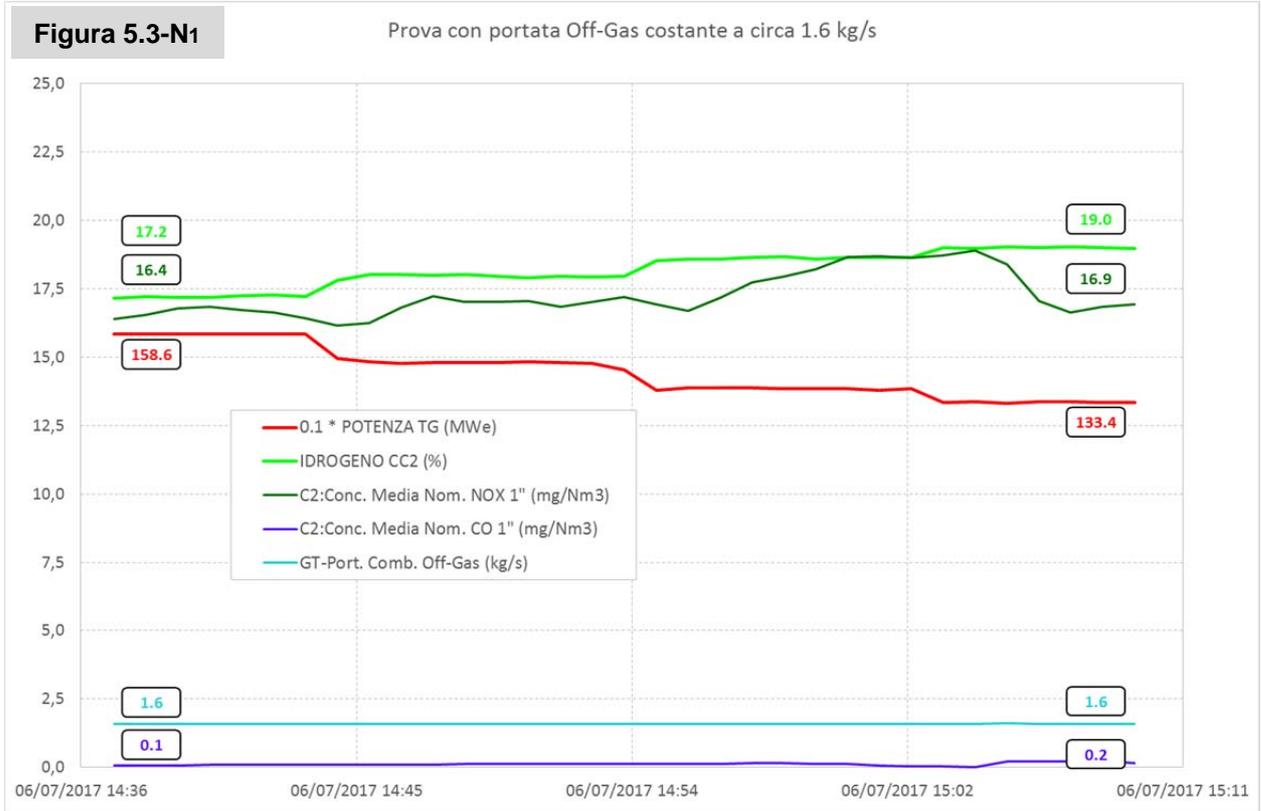
Anche in questo caso (e come nella successiva Figura 5.3-P a pag. 83), ogni figura è composta da due grafici, relativi entrambi alla stessa prova: nel primo è mostrato l'andamento temporale dei diversi parametri monitorati (potenza turbina a gas, portata gas petrolchimico in alimentazione, percentuale di H₂ nella miscela di alimentazione, concentrazione di NO_x e concentrazione di CO nei fumi); nel secondo è mostrato l'andamento delle emissioni di NO_x in funzione del carico della turbina a gas.

Come si può osservare nei grafici, anche a potenze inferiori al 60% del carico, la concentrazione di NO_x nei fumi emessi si mantiene al di sotto dei limiti autorizzati, dimostrando in questo modo che, anche a carichi inferiori al 60%, le turbine a gas del CC2 e CC3, pur alimentate con gas petrolchimico, non solo rispettano i limiti emissivi attualmente autorizzati dall'AIA ma consentono di proporre una diminuzione di tali limiti.

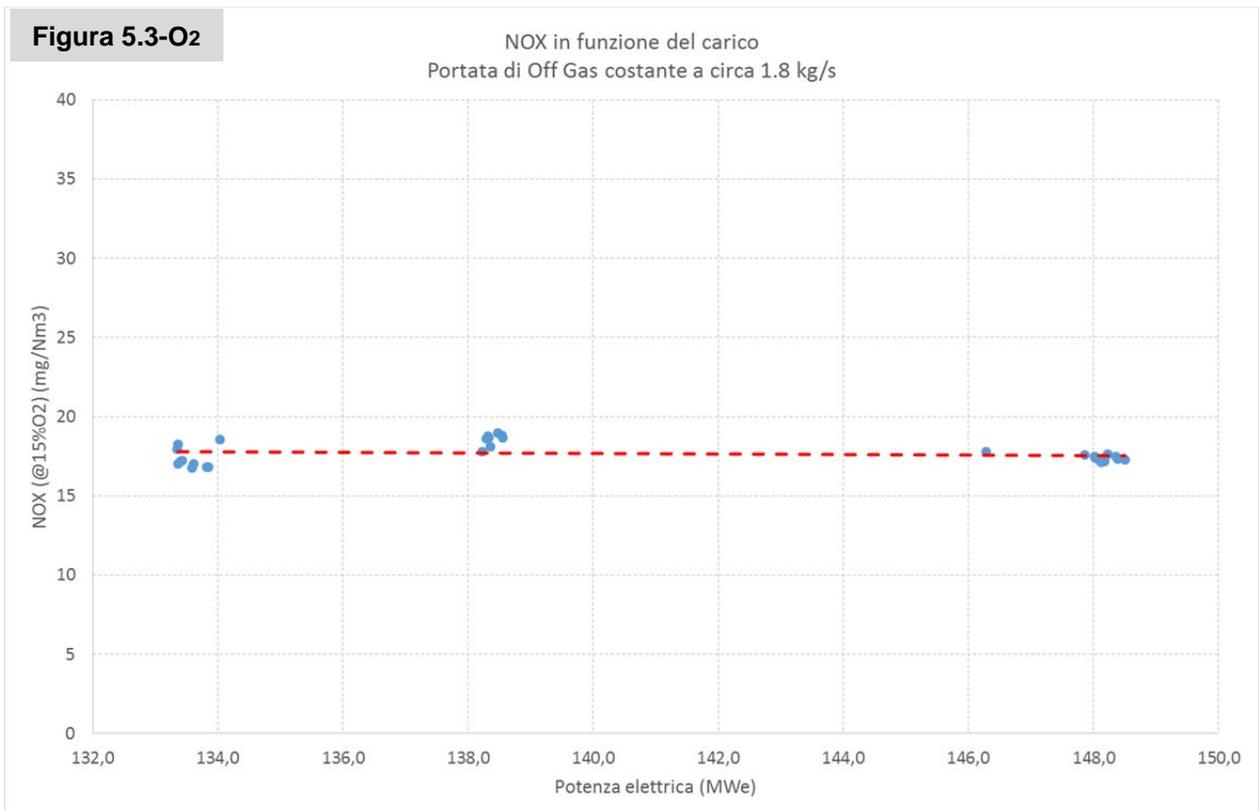
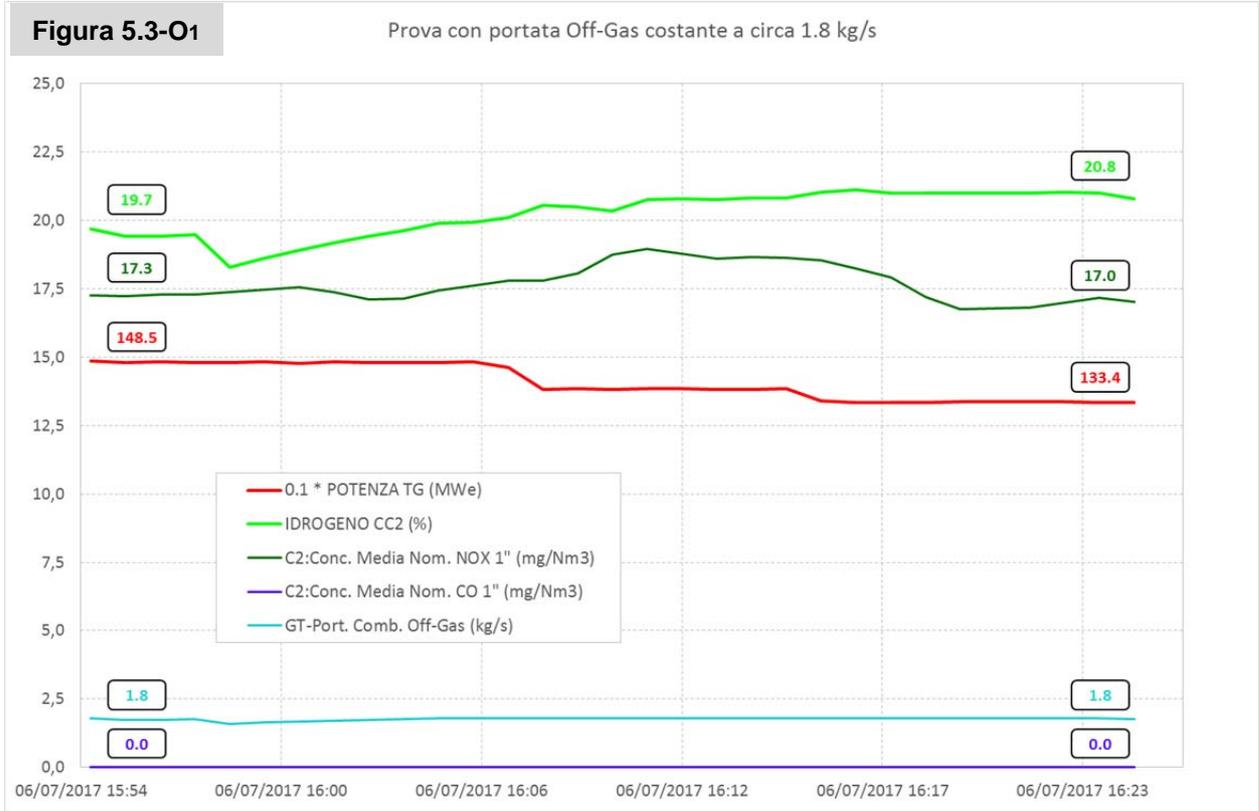
	PROGETTISTA 	COMMESSA 022847 02	UNITÀ 00
	CENTRALE DI COGENERAZIONE DI BRINDISI Upgrading tecnologico dei sistemi di combustione dei gruppi CC2 CC3	Spc. 00-ZA-E-85520	
	Studio Preliminare Ambientale QUADRO PROGETTUALE	Pag.75 di 99	Rev. 1



	PROGETTISTA 	COMMESSA 022847 02	UNITÀ 00
	CENTRALE DI COGENERAZIONE DI BRINDISI Upgrading tecnologico dei sistemi di combustione dei gruppi CC2 CC3	Spc. 00-ZA-E-85520	
	Studio Preliminare Ambientale QUADRO PROGETTUALE	Pag.76 di 99	Rev. 1



 eni power	PROGETTISTA  SAIPEM	COMMESSA 022847 02	UNITÀ 00
	CENTRALE DI COGENERAZIONE DI BRINDISI Upgrading tecnologico dei sistemi di combustione dei gruppi CC2 CC3		Spc. 00-ZA-E-85520
	Studio Preliminare Ambientale QUADRO PROGETTUALE		Pag.77 di 99



 eni power	PROGETTISTA  SAIPEM	COMMESSA 022847 02	UNITÀ 00
	CENTRALE DI COGENERAZIONE DI BRINDISI Upgrading tecnologico dei sistemi di combustione dei gruppi CC2 CC3	Spc. 00-ZA-E-85520	
	Studio Preliminare Ambientale QUADRO PROGETTUALE	Pag.78 di 99	Rev. 1

Gruppo CC2: test sperimentali settembre 2017

I grafici di Figura 5.3-P riportano i risultati dell'analisi condotta sui dati emissivi monitorati nel corso di un periodo di test del nuovo bruciatore del CC2 effettuato a settembre 2017.

Nel corso del test, il nuovo bruciatore è stato alimentato con un quantitativo fisso di gas petrolchimico (1,1 kg/s) variando il carico della turbina, incrementato progressivamente da 133 MWe a circa 227 MWe.

Analizzando il grafico 5.3-P₂, che mette in correlazione le medie orarie di emissioni di NO_x monitorate e la potenza elettrica della turbina, si può osservare che:

- La concentrazione di NO_x nei fumi rimane al di sotto del limite orario autorizzato dall'AIA DM n.233/2014 (50 mg/Nm³ @ 15%O₂), nell'intero range di carico testato.
- A bassi carichi di macchina, al di sotto del 60% di carico, si può osservare la tendenza, intrinseca della macchina e riscontrabile anche con combustione a solo gas naturale, ad un modesto aumento della concentrazione di NO_x nei fumi. Tuttavia, oltre al fatto che, per effetto della riduzione della portata fumi i flussi di massa degli NO_x emessi si riducono, le concentrazioni si mantengono a livelli molto bassi e comunque inferiori a quelli registrati a massimo carico.

Il test effettuato indica chiaramente che, anche alimentando la turbina con una miscela contenente gas petrolchimico con carichi macchina inferiori al 60%, le emissioni di NO_x rimangono al di sotto di quelle registrate ad alti carichi che ne determinano i limiti autorizzati.

Come nel caso delle prove di Aprile-Giugno (cfr. Figura 5.3-A), anche il grafico dei test di Settembre riporta la linea di tendenza, elaborata statisticamente; grazie alla quale si può estrapolare l'andamento della concentrazione di NO_x anche con carichi massimi di macchina che non si è potuto testare, per effetto delle condizioni ambientali, durante il periodo di prova. Ad una potenza di 260 MWe, si può stimare di avere un valore di concentrazione oraria di NO_x pari a circa 37 mg/Nm³, mentre, estendendo la stima fino alla potenza di 270 MWe, si ottiene un valore di concentrazione sulla linea di tendenza prossimo a 40 mg/Nm³.

	PROGETTISTA  SAIPEM	COMMESSA 022847 02	UNITÀ 00
	CENTRALE DI COGENERAZIONE DI BRINDISI Upgrading tecnologico dei sistemi di combustione dei gruppi CC2 CC3		Spc. 00-ZA-E-85520
	Studio Preliminare Ambientale QUADRO PROGETTUALE		Pag.79 di 99

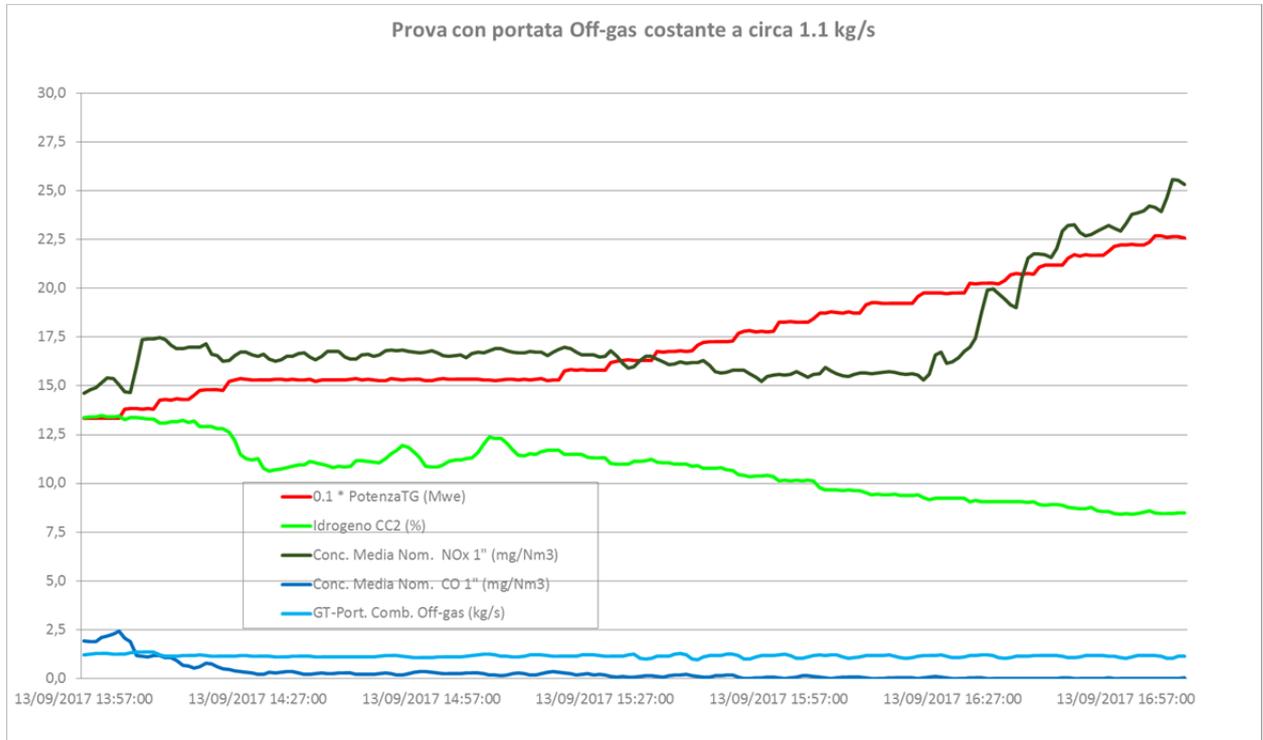


Figura 5.3-P1 – Prove bruciatore settembre 2017: andamento dei parametri monitorati

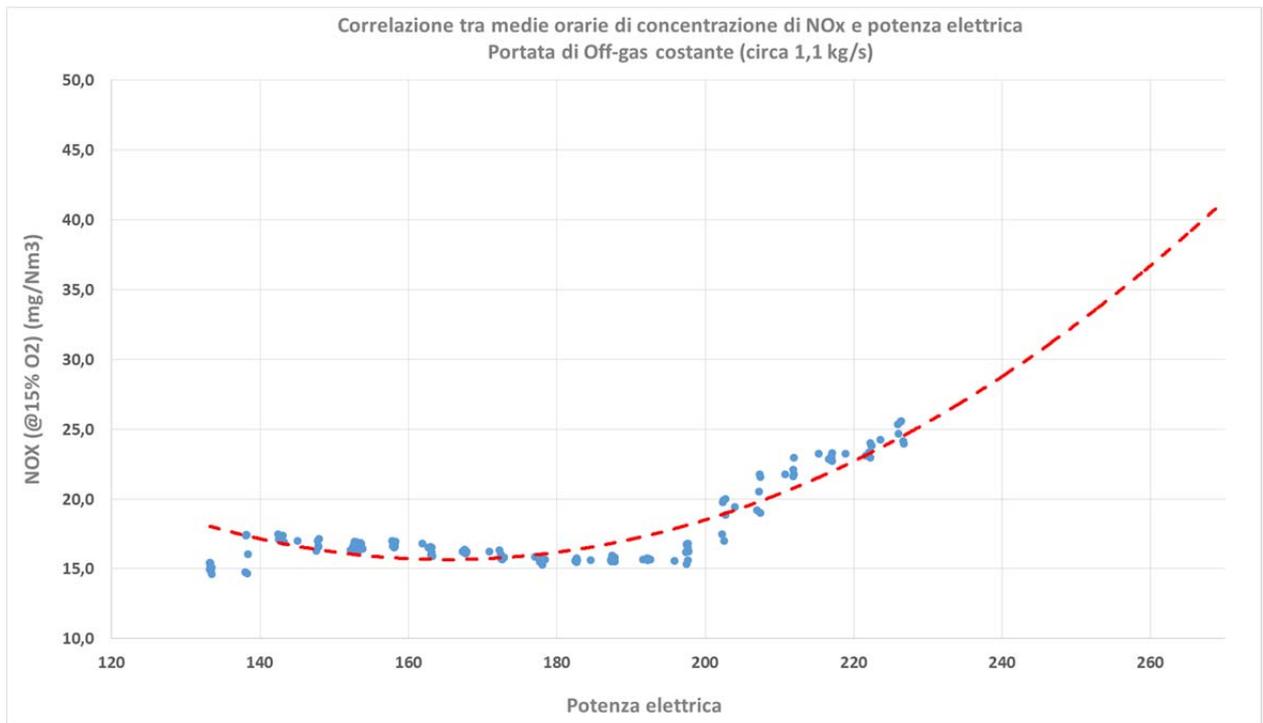


Figura 5.3-P2 – Prove bruciatore settembre 2017: emissioni di NO_x rispetto alla potenza della turbina

	PROGETTISTA  SAIPEM	COMMESSA 022847 02	UNITÀ 00
	CENTRALE DI COGENERAZIONE DI BRINDISI Upgrading tecnologico dei sistemi di combustione dei gruppi CC2 CC3	Spc. 00-ZA-E-85520	
	Studio Preliminare Ambientale QUADRO PROGETTUALE	Pag.80 di 99	Rev. 1

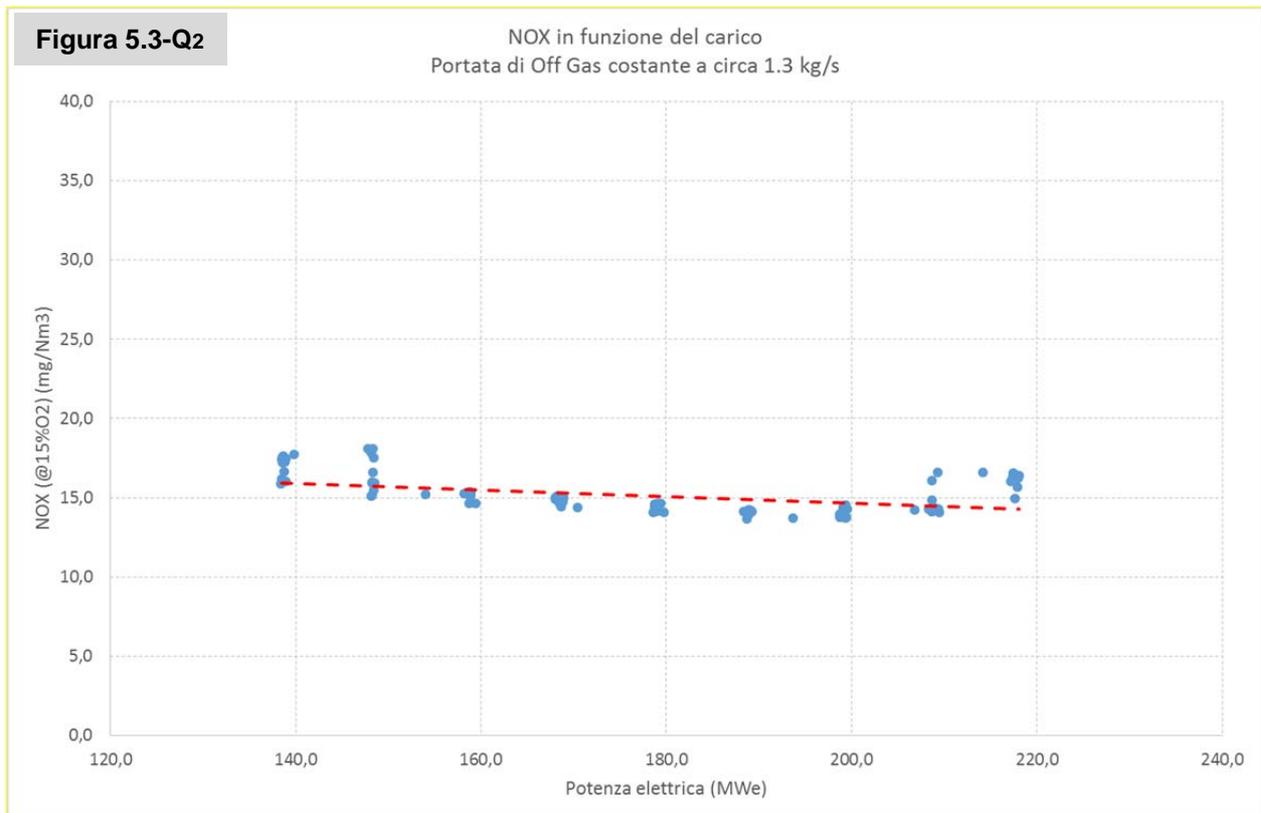
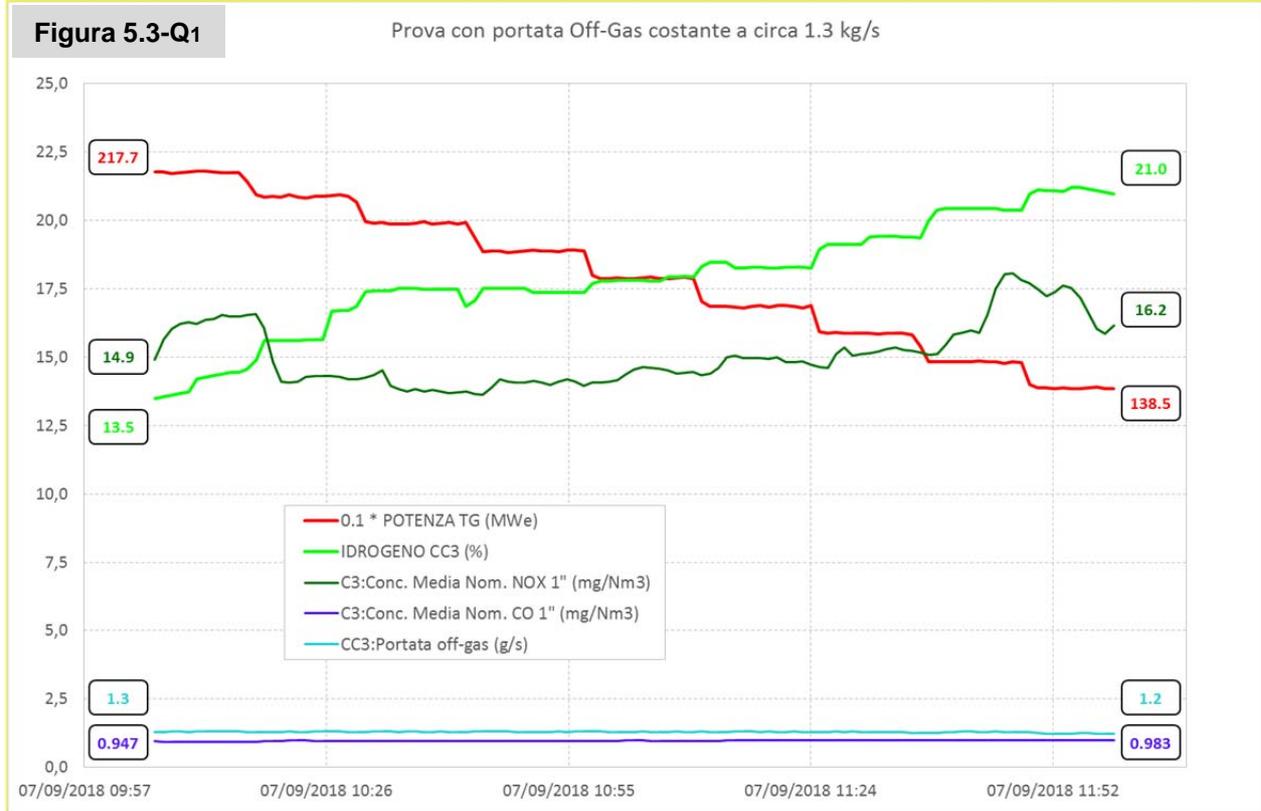
Gruppo CC3: test del 7 settembre 2018 a portata di off-gas costante

Analoghe verifiche sono state eseguite nel corso del 2018 sull'impianto CC3. I grafici riportati nella Figura 5.3-Q mostrano i risultati del test eseguito sul nuovo bruciatore "Dual Pilot" del CC3 il giorno 7 settembre 2018. Nel corso del test, il quantitativo di gas petrolchimico alimentato alla turbina a gas è stato mantenuto fisso a ca. 1,3 kg/s, mentre veniva variata la potenza della macchina su tutto il *range* di carico.

Anche in questo caso, la figura è composta da due grafici, relativi entrambi alla stessa prova: nel primo è mostrato l'andamento temporale dei diversi parametri monitorati (potenza turbina a gas, portata gas petrolchimico in alimentazione, percentuale di H₂ nella miscela di alimentazione, concentrazione di NO_x e concentrazione di CO nei fumi); nel secondo è mostrato l'andamento delle emissioni di NO_x in funzione del carico della turbina a gas.

Come si può osservare nei grafici, anche a potenze inferiori al 60% del carico, la concentrazione di NO_x nei fumi si mantiene al di sotto dei limiti autorizzati.

	PROGETTISTA 	COMMESSA 022847 02	UNITÀ 00
	CENTRALE DI COGENERAZIONE DI BRINDISI Upgrading tecnologico dei sistemi di combustione dei gruppi CC2 CC3		Spc. 00-ZA-E-85520
	Studio Preliminare Ambientale QUADRO PROGETTUALE		Pag.81 di 99



 eni power	PROGETTISTA  SAIPEM	COMMESSA 022847 02	UNITÀ 00
	CENTRALE DI COGENERAZIONE DI BRINDISI Upgrading tecnologico dei sistemi di combustione dei gruppi CC2 CC3	Spc. 00-ZA-E-85520	
	Studio Preliminare Ambientale QUADRO PROGETTUALE	Pag.82 di 99	Rev. 1

5.4 Conclusioni

In considerazione di quanto riportato al paragrafo 5.3 e come sarà più diffusamente trattato nel Quadro di Riferimento Ambientale, si può affermare che la richiesta di modifica alle prescrizioni di cui alla sezione 8.3 del DM n.233/2014, in merito all'utilizzo del gas petrolchimico nei cicli combinati CC2 e CC3, ovvero di:

- alimentare le turbine a gas dei CC2 e CC3 con una miscela di gas naturale e gas petrolchimico con un contenuto di idrogeno superiore 15%
- alimentare le turbine a gas dei CC2 e CC3 con miscele di gas naturale/gas petrolchimico anche a carichi inferiori al 60%,

non solo non comporta alcuna variazione negativa di impatto sulle diverse componenti ambientali ma, come sarà meglio illustrato nel Capitolo 3 "Atmosfera" del Quadro Ambientale, per effetto della proposta di riduzione del limite delle emissioni di NO_x dai camini dei cicli combinati CC2 e CC3, ovvero:

- 40 mg/Nm³ di NO_x invece di 50 mg/Nm³ (come media oraria)
- 35 mg/Nm³ di NO_x invece di 40 mg/Nm³ (come media giornaliera) da truardarsi entro i 18 mesi successivi all'autorizzazione

permetterà un miglioramento della qualità dell'aria.

Inoltre, l'utilizzo più esteso di gas petrolchimico ad elevato contenuto di H₂ nei bruciatori delle turbine a gas dei cicli combinati al di sotto del 60% di carico (che spiazzerebbe analoghi quantitativi di gas naturale), determina una riduzione delle emissioni in atmosfera di "gas serra"; si ricorda, infatti, che con la combustione dell'H₂ si produce acqua invece che CO₂.

 eni power	PROGETTISTA  SAIPEM	COMMESSA 022847 02	UNITÀ 00
	CENTRALE DI COGENERAZIONE DI BRINDISI Upgrading tecnologico dei sistemi di combustione dei gruppi CC2 CC3	Spc. 00-ZA-E-85520	
	Studio Preliminare Ambientale QUADRO PROGETTUALE	Pag.83 di 99	Rev. 1

6 BILANCIO AMBIENTALE DELL'INTERVENTO

Come già indicato nei precedenti paragrafi, l'intervento oggetto di questo Studio Preliminare Ambientale, consiste solo in una modifica nella modalità di gestione dell'alimentazione ai cicli combinati CC2 e CC3 e non prevede la realizzazione di alcun nuovo impianto.

Considerata quindi la natura dell'intervento, non sono previste variazioni del bilancio ambientale dello Stabilimento Enipower di Brindisi attualmente autorizzato.

 eni power	PROGETTISTA  SAIPEM	COMMESSA 022847 02	UNITÀ 00
	CENTRALE DI COGENERAZIONE DI BRINDISI Upgrading tecnologico dei sistemi di combustione dei gruppi CC2 CC3		Spc. 00-ZA-E-85520
	Studio Preliminare Ambientale QUADRO PROGETTUALE		Pag.84 di 99

7 SICUREZZA E AFFIDABILITA' DELL'OPERA

7.1 Introduzione

Si riportano in questo capitolo alcune considerazioni riguardanti la sicurezza e l'affidabilità del progetto di *Upgrading tecnologico dei sistemi di combustione dei gruppi CC2 e CC3*. A questo proposito, si ricorda che il progetto che viene sottoposto alla procedura di Verifica di Assoggettabilità alla VIA non è la sostituzione dei bruciatori dei cicli combinati ma il progetto di modifica della gestione dell'alimentazione, del quale la sostituzione dei bruciatori è comunque il presupposto.

A seguito dell'installazione del nuovo tipo di bruciatore "Dual Pilot" (di seguito denominato "Dual Pilot") sui cicli combinati (sul CC2 durante la fermata manutentiva di marzo 2017, sul CC3 a febbraio-marzo 2018), Ansaldo Energia ha provveduto a verificarne le prestazioni in termini di stabilità (oltre che in termini emissivi) durante l'esercizio con miscela gas naturale - gas petrolchimico.

Al riavviamento delle turbine a gas, sono stati eseguiti dei test per la verifica dei parametri di regolazione; i risultati hanno mostrato una buona stabilità di combustione ed emissioni contenute, validando l'utilizzo del bruciatore in alternativa al Dry Low NOx nell'attuale range di funzionamento in termini di percentuale di H₂ e minimo carico.

7.2 Stabilità di combustione

La stabilità di combustione è un aspetto fondamentale per l'esercizio delle turbine a gas; l'insorgere di fenomeni di instabilità può infatti comportarne il blocco.

La verifica della stabilità di combustione avviene attraverso il monitoraggio in continuo dell'*humming* e delle *accelerazioni*.

L'*humming* è un fenomeno di pulsazione della pressione dinamica che riguarda i fluidi in camera di combustione: la trasmissione di queste pulsazioni alla struttura metallica genera sulla stessa *accelerazioni*.

Il monitoraggio dell'*humming* è finalizzato a prevedere e controllare l'eventualità di insorgere e degenerare di *accelerazioni* le quali, al di sopra di determinate soglie di ampiezza, possono danneggiare le piastrelle ceramiche di rivestimento della camera di combustione.

	PROGETTISTA  SAIPEM	COMMESSA 022847 02	UNITÀ 00
	CENTRALE DI COGENERAZIONE DI BRINDISI Upgrading tecnologico dei sistemi di combustione dei gruppi CC2 CC3		Spc. 00-ZA-E-85520
	Studio Preliminare Ambientale QUADRO PROGETTUALE		Pag.85 di 99

In linea generale La macchina è considerata stabile quando il fenomeno di *humming* si mantiene inferiore a 30 mbar, e le *accelerazioni* si mantengono inferiori a 1,5 g.

Durante il periodo aprile-giugno 2017, il bruciatore è stato esercito con miscele di combustibile contenenti H₂ in percentuali inferiori al 15% e carico della turbina a gas superiore al 60%, monitorando il comportamento del turbogas in termini di stabilità di combustione (ed emissioni in atmosfera).

Nei due grafici seguenti sono riportati, in funzione della potenza della turbina a gas, i valori orari di accelerazione media rilevati nel mese di febbraio (Figura 7.2-A con i precedenti bruciatori DLN) e nel mese di aprile (Figura 7.2-B con i nuovi bruciatori "Dual Pilot") del 2017 sulla turbina a gas del CC2.

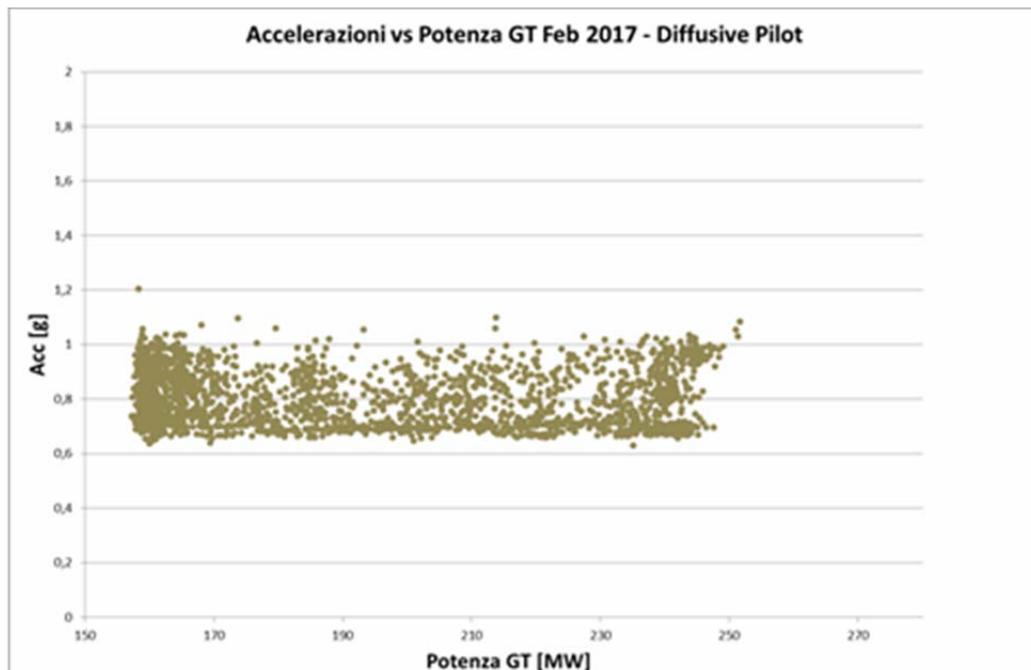


Figura 7.2-A – Gruppo CC2: andamento delle accelerazioni medie in camera di combustione (bruciatore DLN) in funzione della potenza del turbogas (monit. febbraio 2017)

 eni power	PROGETTISTA  SAIPEM	COMMESSA 022847 02	UNITÀ 00
	CENTRALE DI COGENERAZIONE DI BRINDISI Upgrading tecnologico dei sistemi di combustione dei gruppi CC2 CC3		Spc. 00-ZA-E-85520
	Studio Preliminare Ambientale QUADRO PROGETTUALE		Pag.86 di 99

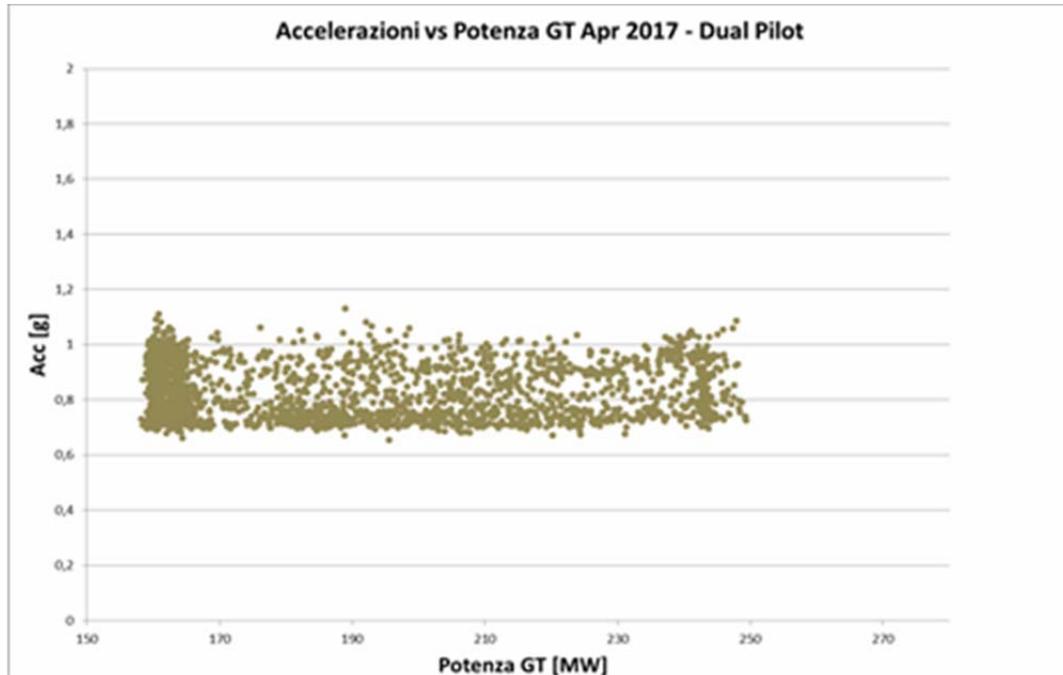


Figura 7.2-B – Gruppo CC2: andamento delle accelerazioni medie in camera di combustione (bruciatore dual-pilot) in funzione della potenza del turbogas (monit. aprile 2017)

Dai grafici si evince chiaramente come il cambio del bruciatore non abbia influito sulle dinamiche di combustione; il range delle accelerazioni medie in camera di combustione rimane infatti pressoché immutato rispetto a quello registrato con il precedente bruciatore diffusivo.

7.3 Stabilità di combustione gruppo CC2: test di luglio-settembre 2017

Visti gli ottimi risultati raggiunti nel periodo aprile – giugno 2017, durante i periodi 4-7 luglio e 11-13 settembre 2017, sono state svolte delle prove di diminuzione del carico della turbina a gas del gruppo CC2 a valori inferiori al 60% e aumento del contenuto di H₂ nella miscela in alimentazione al turbogas a valori superiori al 15%.

L'aumento della concentrazione di H₂ nella miscela gas naturale/gas petrolchimico in alimentazione alla turbina a gas è stato ottenuto in due modi differenti:

- a parità di carico della turbina a gas, diminuendo la portata di gas naturale compensandola con l'aumento di gas petrolchimico;

 eni power	PROGETTISTA  SAIPEM	COMMESSA 022847 02	UNITÀ 00
	CENTRALE DI COGENERAZIONE DI BRINDISI Upgrading tecnologico dei sistemi di combustione dei gruppi CC2 CC3	Spc. 00-ZA-E-85520	
	Studio Preliminare Ambientale QUADRO PROGETTUALE	Pag.87 di 99	Rev. 1

- a parità di gas petrolchimico, riducendo la potenza della turbina a gas attraverso la riduzione della portata del gas naturale.

L'analisi dei risultati delle prove non ha evidenziato problemi per quanto concerne la stabilità della turbina a gas del CC2, in riferimento alla quale sono di seguito riportati gli andamenti comparativi degli indici di stabilità (*accelerazioni* ed *humming*) a differenti carichi al variare della percentuale di H₂ nella miscela (grafici nelle figure 7.3-A/7.3-C).

	PROGETTISTA 	COMMESSA 022847 02	UNITÀ 00
	CENTRALE DI COGENERAZIONE DI BRINDISI Upgrading tecnologico dei sistemi di combustione dei gruppi CC2 CC3	Spc. 00-ZA-E-85520	
	Studio Preliminare Ambientale QUADRO PROGETTUALE	Pag.88 di 99	Rev. 1

Gruppo CC2: test alla potenza di 135 MWe

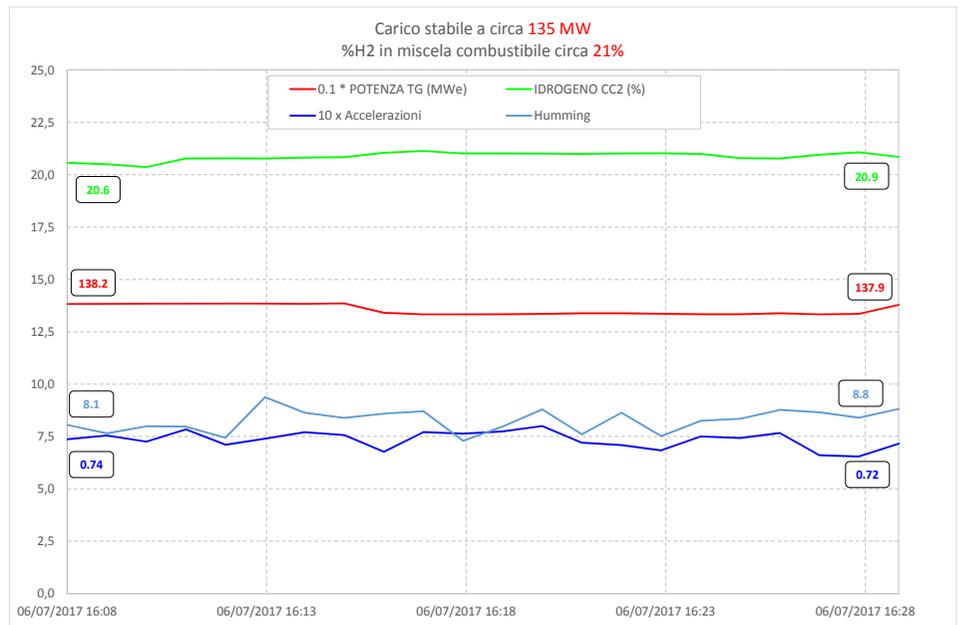
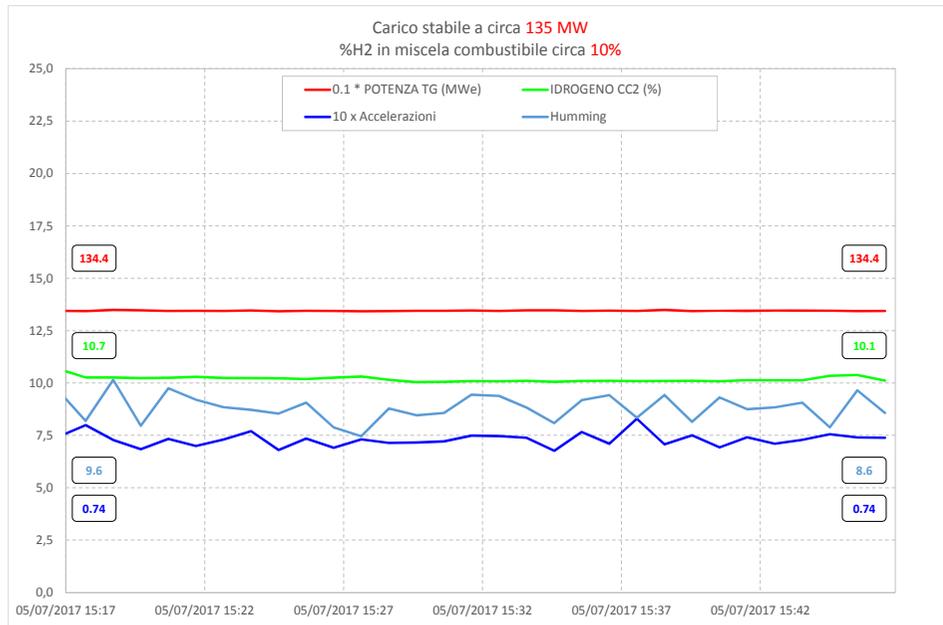


Figura 7.3-A - Andamento parametri di stabilità (accelerazioni ed humming) con differenti %H₂ a 135 MW

	PROGETTISTA  SAIPEM	COMMESSA 022847 02	UNITÀ 00
	CENTRALE DI COGENERAZIONE DI BRINDISI Upgrading tecnologico dei sistemi di combustione dei gruppi CC2 CC3		Spc. 00-ZA-E-85520
	Studio Preliminare Ambientale QUADRO PROGETTUALE		Pag.89 di 99

Gruppo CC2: test alla potenza di 155 MWe

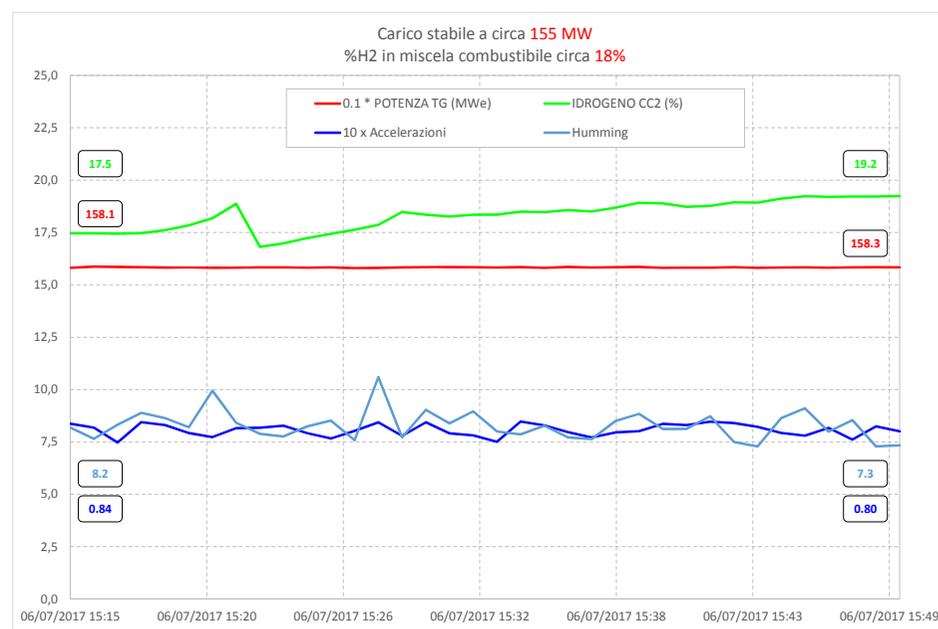
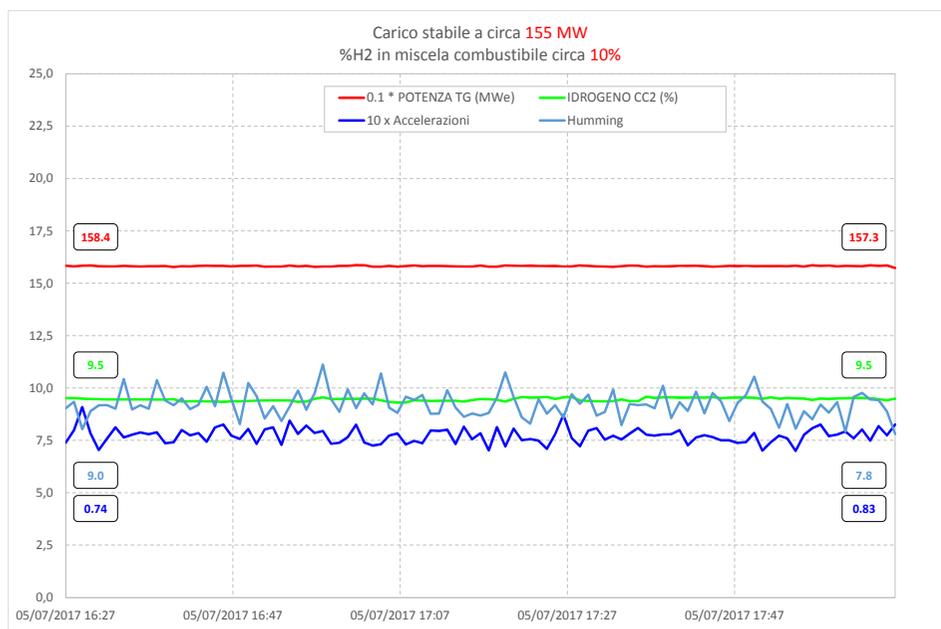


Figura 7.3-B - Andamento parametri di stabilità (accelerazioni ed humming) con differenti %H₂ a 155 MW

	PROGETTISTA  SAIPEM	COMMESSA 022847 02	UNITÀ 00
	CENTRALE DI COGENERAZIONE DI BRINDISI Upgrading tecnologico dei sistemi di combustione dei gruppi CC2 CC3		Spc. 00-ZA-E-85520
	Studio Preliminare Ambientale QUADRO PROGETTUALE		Pag.90 di 99

Gruppo CC2: test alla potenza di 220 MW

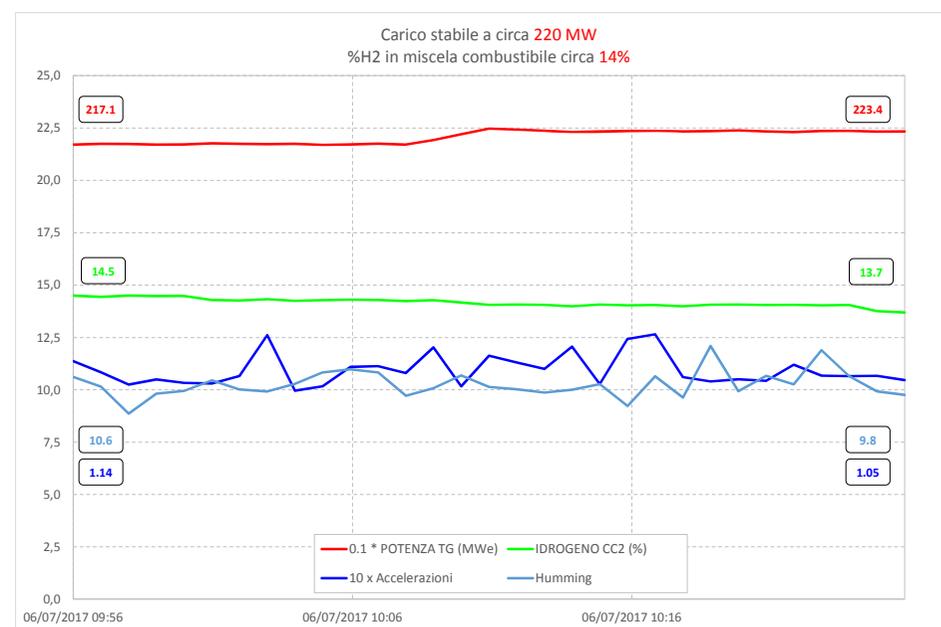
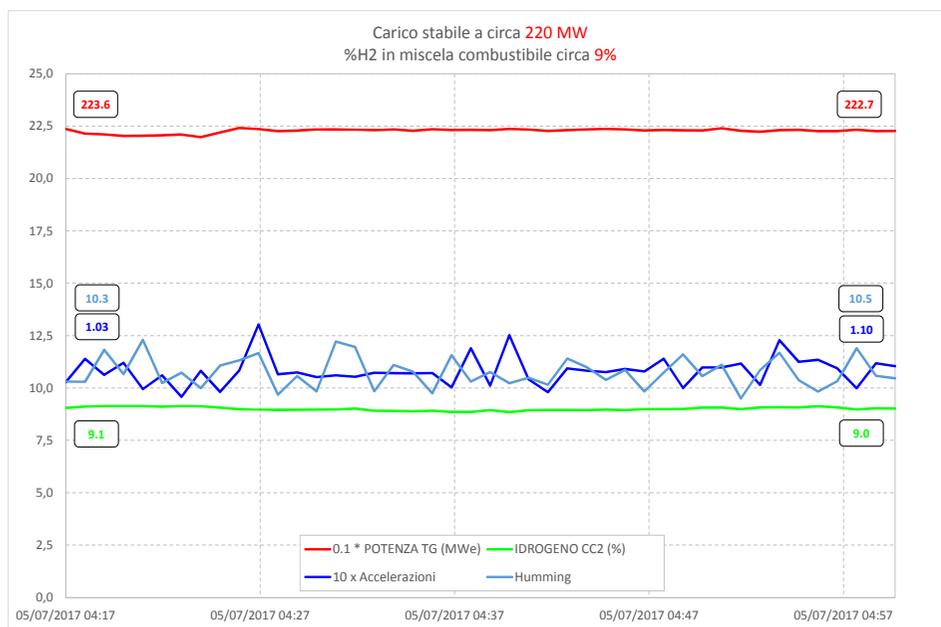


Figura 7.3-C - Andamento parametri di stabilità (accelerazioni ed humming) con differenti %H₂ a 220 MW

	PROGETTISTA 	COMMESSA 022847 02	UNITÀ 00
	CENTRALE DI COGENERAZIONE DI BRINDISI Upgrading tecnologico dei sistemi di combustione dei gruppi CC2 CC3	Spc. 00-ZA-E-85522	
	Studio Preliminare Ambientale QUADRO PROGETTUALE	Pag.91 di 99	Rev. 1

7.4 Stabilità di combustione gruppo CC3: test di settembre 2018

Le prove di verifica della stabilità di combustione del gruppo CC3 sono state eseguite il 6 settembre 2018, testando diversi carichi della turbina a gas (anche con carico inferiore al 60%) e a diverso contenuto di Idrogeno nella miscela in alimentazione (anche con valori superiori al 15%); nel corso del test sono stati monitorati i parametri di stabilità, *humming* e *accelerazioni*, allo scopo di verificare la stabilità della turbina a gas del CC3.

Anche per quanto riguarda il CC3, l'analisi dei risultati delle prove non ha evidenziato problemi per quanto concerne la stabilità della turbina a gas, in riferimento alla quale sono di seguito riportati gli andamenti comparativi degli indici di stabilità (*accelerazioni* ed *humming*) a differenti carichi al variare della percentuale di H₂ nella miscela (grafici nelle figure 7.4-A/7.4-B).

	PROGETTISTA 	COMMESSA 022847 02	UNITÀ 00
	CENTRALE DI COGENERAZIONE DI BRINDISI Upgrading tecnologico dei sistemi di combustione dei gruppi CC2 CC3	Spc. 00-ZA-E-85522	
	Studio Preliminare Ambientale QUADRO PROGETTUALE	Pag.92 di 99	Rev. 1

Gruppo CC3: test alla potenza di 135 MW

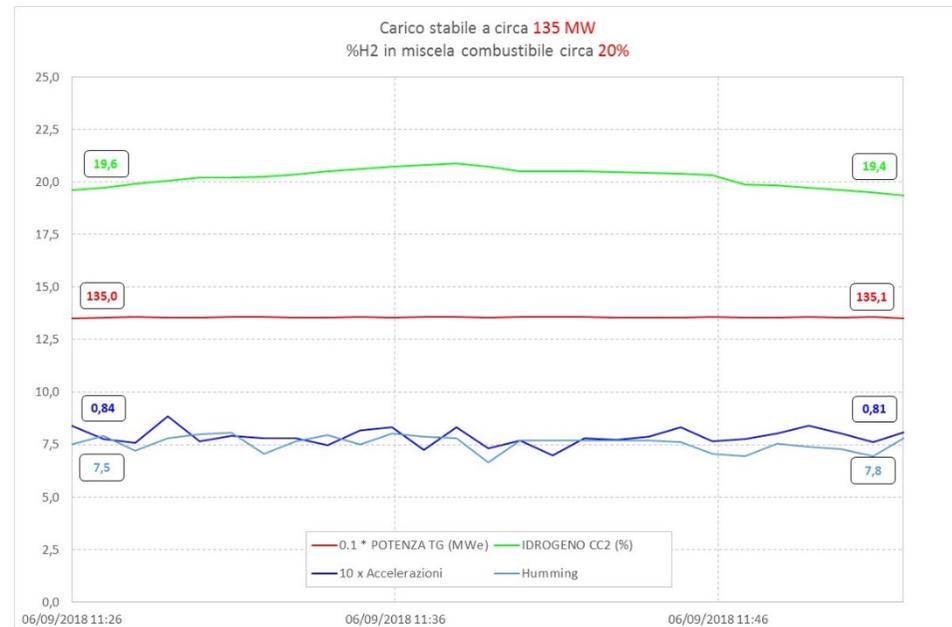
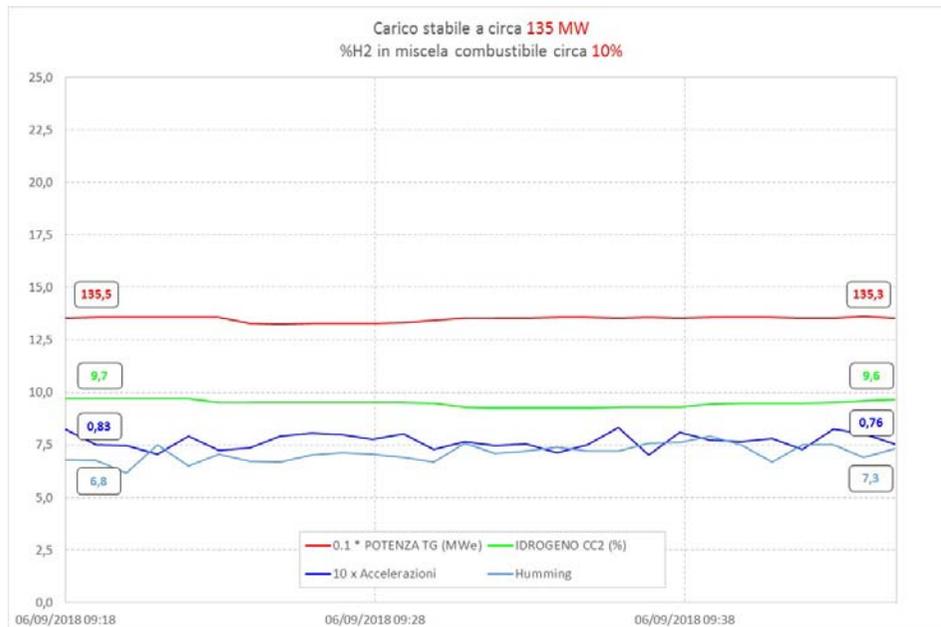


Figura 7.4-A - Andamento parametri di stabilità (accelerazioni ed humming) con differenti %H₂ a 135 MW

	PROGETTISTA 	COMMESSA 022847 02	UNITÀ 00
	CENTRALE DI COGENERAZIONE DI BRINDISI Upgrading tecnologico dei sistemi di combustione dei gruppi CC2 CC3	Spc. 00-ZA-E-85523	
	Studio Preliminare Ambientale QUADRO PROGETTUALE	Pag.93 di 99	Rev. 1

Gruppo CC3: test alla potenza di 215 MW

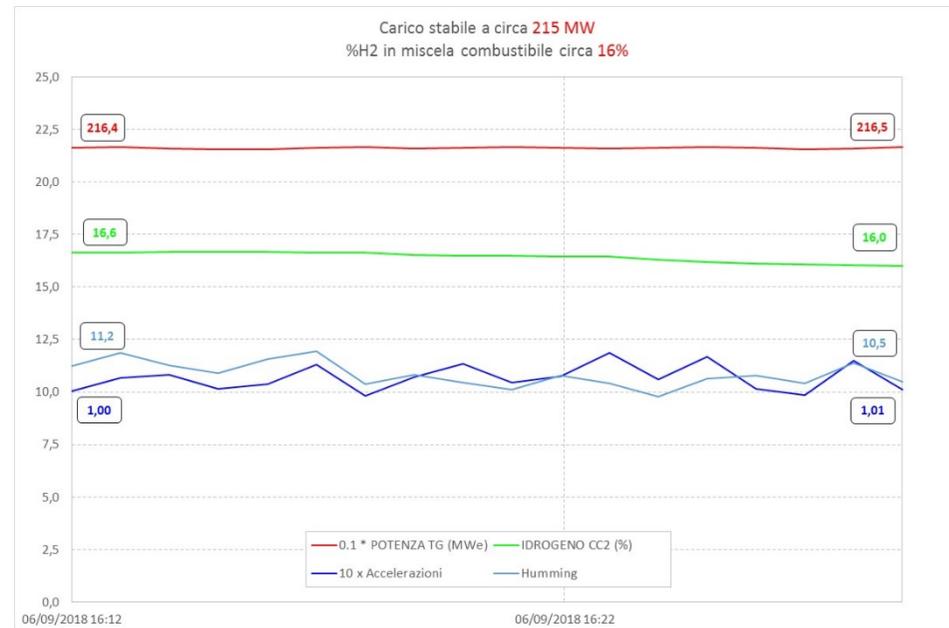
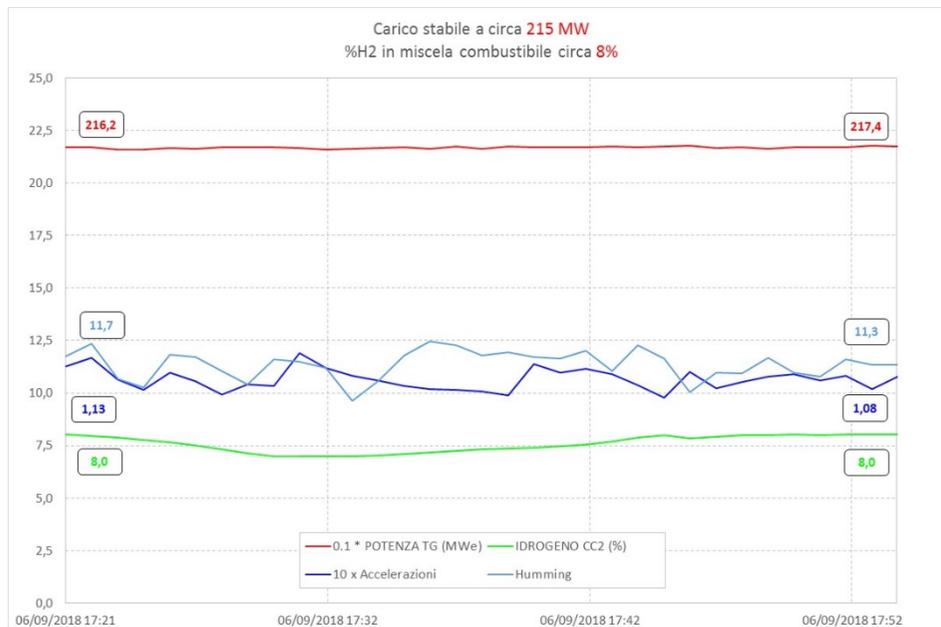


Figura 7.4-B - Andamento parametri di stabilità (accelerazioni ed humming) con differenti %H₂ a 215 MW

	PROGETTISTA  SAIPEM	COMMESSA 022847 02	UNITÀ 00
	CENTRALE DI COGENERAZIONE DI BRINDISI Upgrading tecnologico dei sistemi di combustione dei gruppi CC2 CC3	Spc. 00-ZA-E-85520	
	Studio Preliminare Ambientale QUADRO PROGETTUALE	Pag.94 di 99	Rev. 1

Considerando che i valori massimi di *accelerazione* ed *humming* idonei per ritenere che la turbina a gas opera in condizioni stabili sono rispettivamente 1,5 g e 30 mbar, si evince dai grafici precedenti che, attraverso la nuova tecnologia “Dual Pilot”:

- la turbina a gas si mantiene all’interno dei propri limiti di stabilità su tutto il range di carico di macchina, anche a carichi inferiori al 60% (senza un’effettiva limitazione di minimo carico che non sia quella dei limiti emissivi ambientali, previa verifica dei parametri di regolazione);
- a valori di carico analogo, l’aumento della percentuale di idrogeno può essere gestito modificando opportunamente i parametri di regolazione.

Attraverso il nuovo bruciatore “Dual Pilot” è quindi possibile sfruttare la riduzione delle emissioni tipiche della tecnologia VeLoNOx, senza compromettere la stabilità di combustione e, conseguentemente, l’affidabilità della turbina a gas.

 eni power	PROGETTISTA  SAIPEM	COMMESSA 022847 02	UNITÀ 00
	CENTRALE DI COGENERAZIONE DI BRINDISI Upgrading tecnologico dei sistemi di combustione dei gruppi CC2 CC3	Spc. 00-ZA-E-85520	
	Studio Preliminare Ambientale QUADRO PROGETTUALE	Pag.95 di 99	Rev. 1

7.5 Conclusioni

I test e l'osservazione del comportamento delle turbine a gas dei gruppi CC2 e CC3 dopo l'installazione dei bruciatori "Dual Pilot" hanno evidenziato una buona stabilità di combustione su tutto il range operativo, anche aumentando il contributo di H₂ nella miscela di alimentazione ai bruciatori e diminuendo il carico elettrico generato.

In particolare, in considerazione di quanto sopra e dei risultati delle prove di breve durata eseguite, per i nuovi bruciatori "Dual Pilot" sono pertanto confermati:

- la possibilità di utilizzo di miscele gas naturale e gas petrolchimico con contenuto in idrogeno superiore al 15%;
- un funzionamento stabile ed affidabile in tutto il range di carico, dal minimo tecnico al massimo carico.

Per ulteriori dettagli si rimanda alle note tecniche di Ansaldo Energia riportate in Allegato 2.

 eni power	PROGETTISTA  SAIPEM	COMMESSA 022847 02	UNITÀ 00
	CENTRALE DI COGENERAZIONE DI BRINDISI Upgrading tecnologico dei sistemi di combustione dei gruppi CC2 CC3		Spc. 00-ZA-E-85520
	Studio Preliminare Ambientale QUADRO PROGETTUALE		Pag.96 di 99

8 VALUTAZIONE DELL'OPZIONE ZERO

I principali effetti derivanti dal mantenimento degli attuali vincoli, relativi alla massima percentuale di idrogeno nella miscela combustibile alimentabile alle turbine a gas dei CC2 e CC3 e al minimo carico pari al 60%, sarebbero:

- L'impossibilità di ottimizzare la distribuzione del gas petrolchimico sulle turbine dei gruppi CC2 e CC3. La concentrazione di H₂ presente nel gas petrolchimico e la massima portata disponibile comportano infatti in talune situazioni, dato l'attuale vincolo imposto dall'AIA di alimentare alle turbine del CC2 e CC3 miscele con concentrazioni di H₂ inferiore al 15%, la necessità di distribuire il gas petrolchimico su entrambe le turbine. Questo comporta una riduzione di flessibilità operativa, nonché una disottimizzazione dell'efficienza di produzione dell'energia elettrica associata al fatto che, in caso di presenza di gas petrolchimico, la turbina a gas risulta penalizzata nelle proprie performance sia a livello di carico massimo che di rendimento. Alimentare le turbine a gas dei CC2 e CC3 con una miscela contenente percentuali di H₂ superiori al 15%, permetterebbe, in talune condizioni, di alimentare tutto il gas petrolchimico ad una sola delle turbine comportando, oltre che un'ottimizzazione dei rendimenti, una maggiore flessibilità operativa;
- L'inattuabilità, a seguito di fuori servizio improvviso di una delle due turbine, di inviare tutto il gas petrolchimico alla turbina rimasta in esercizio;
- L'impossibilità di ridurre il minimo tecnico, non permette la riduzione della portata fumi e pertanto la riduzione dei flussi di massa degli inquinanti durante i periodi di off-peak, caratterizzati da prezzi di vendita dell'energia elettrica talvolta inferiori ai costi produttivi. In uno scenario elettrico sempre più competitivo, nel quale una delle maggiori sfide del settore temoelettrico è incentrata sulla necessità di ridurre, anche attraverso le nuove tecnologie disponibili, il minimo tecnico delle turbine a gas nel rispetto dei limiti emissivi, comporta, inoltre, una significativa penalizzazione alla sostenibilità economica dei gruppi CC2 e CC3 della centrale di Brindisi.

	PROGETTISTA  SAIPEM	COMMESSA 022847 02	UNITÀ 00
	CENTRALE DI COGENERAZIONE DI BRINDISI Upgrading tecnologico dei sistemi di combustione dei gruppi CC2 CC3	Spc. 00-ZA-E-85520	
	Studio Preliminare Ambientale QUADRO PROGETTUALE	Pag.97 di 99	Rev. 1

9 PIANO DI MONITORAGGIO AMBIENTALE

Lo Stabilimento Enipower di Brindisi è dotato di Piano di Monitoraggio e Controllo (PMC) approvato da ISPRA: PMC - protocollo n.24621 del 13 giugno 2014 allegato al decreto AIA, DM n.233/2014 aggiornato a seguito di riesame con nuovo PMC – protocollo n.11288 del 15 maggio 2017, nel quale sono definite specifiche procedure per il monitoraggio anche delle emissioni in aria.

Considerata la natura del progetto sottoposto a verifica di assoggettabilità a VIA e la mancanza di una fase di costruzione che renda necessario uno specifico piano di monitoraggio per le attività di cantiere, per l'esercizio degli impianti Enipower si ritiene pienamente sufficiente il programma di monitoraggio contenuto nel Piano, in particolare delle emissioni in atmosfera di tipo convogliato, di seguito riportato, senza che ci sia necessità di integrazione.

9.1 Contenuti del PMC: monitoraggio delle emissioni in atmosfera di tipo convogliato

Relativamente al controllo delle emissioni di tipo convogliato, si segnala, che nell'ambito del Piano di Monitoraggio e Controllo dell'AIA, sono definite specifiche procedure per il monitoraggio delle emissioni in aria dai camini dei cicli combinati (CC1, CC2 e CC3) installati nello Stabilimento Enipower di Brindisi.

In particolare, i camini dei tre cicli combinati sono equipaggiati di sistemi di monitoraggio in continuo delle emissioni (SME); i parametri monitorati nei fumi di scarico sono:

- portata
- temperatura
- pressione
- NO_x
- CO
- O₂

Per i cicli combinati CC2 e CC3, oltre ai parametri sopra riportati che devono essere monitorati in continuo, il PMC prescrive monitoraggi da realizzarsi con frequenza semestrale dei seguenti parametri:

 eni power	PROGETTISTA  SAIPEM	COMMESSA 022847 02	UNITÀ 00
	CENTRALE DI COGENERAZIONE DI BRINDISI Upgrading tecnologico dei sistemi di combustione dei gruppi CC2 CC3	Spc. 00-ZA-E-85520	
	Studio Preliminare Ambientale QUADRO PROGETTUALE	Pag.98 di 99	Rev. 1

- polveri, PM₁₀, PM_{2,5}, IPA, PCDD/PCDF

e monitoraggi annuali dei seguenti parametri:

- composti inorganici del cloro, composti inorganici del fluoro, PCD, metano, etano, propano, butano, ossidi di zolfo e aldeidi.

Per maggiori dettagli si rimanda al Piano di Monitoraggio e Controllo allegato all'AIA.

 eni power	PROGETTISTA  SAIPEM	COMMESSA 022847 02	UNITÀ 00
	CENTRALE DI COGENERAZIONE DI BRINDISI Upgrading tecnologico dei sistemi di combustione dei gruppi CC2 CC3	Spc. 00-ZA-E-85520	
	Studio Preliminare Ambientale QUADRO PROGETTUALE	Pag.99 di 99	Rev. 1

10 ALLEGATI

Allegato 1 – Planimetria di Stabilimento

Allegato 2 – Nota tecnica Ansaldo Energia n. DG00043613 Rev.C