



Centrale Termoelettrica di Ottana (NU)

Progetto di installazione nuovi motori endotermici

Relazione Tecnica

15 luglio 2023



Ns rif. R001-1669258PGO-V00

Riferimenti

Titolo	Centrale Termoelettrica di Ottana (NU) Progetto di installazione nuovi motori endotermici Relazione Tecnica
Cliente	Ottana Energia S.p.A.
Redatto	Paolo Godio
Verificato	Paolo Picozzi
Approvato	Omar Retini
Numero di progetto	1669258
Numero di pagine	110
Data	15 luglio 2023
Firma	

Colophon

TAUW Italia S.r.l.
Piazza Leonardo da Vinci 7
20133 Milano
T +39 02 26 62 61 1
E info@tauw.it

Il presente documento è di proprietà del Cliente che ha la possibilità di utilizzarlo unicamente per gli scopi per i quali è stato elaborato, nel rispetto dei diritti legali e della proprietà intellettuale. TAUW Italia detiene il copyright del presente documento. La qualità ed il miglioramento continuo dei prodotti e dei processi sono considerati elementi prioritari da TAUW Italia, che opera mediante un sistema di gestione certificato secondo la norma

UNI EN ISO 9001:2015.



Ai sensi del GDPR n.679/2016 la invitiamo a prendere visione dell'informativa sul Trattamento dei Dati Personali su www.TAUW.it.

Indice

1	Introduzione	8
2	Dati di base	9
2.1	Caratteristiche del sito	9
2.1.1	Ubicazione della Centrale.....	9
2.1.2	Condizioni ambientali di riferimento.....	10
2.1.3	Inquadramento geologico	11
2.1.4	Definizione parametri geotecnici.....	11
2.1.5	Normative di riferimento.....	12
2.2	DESCRIZIONE DELLA ATTUALE CENTRALE TERMOELETTRICA AUTORIZZATA.....	15
2.3	La centrale esistente.....	15
2.3.1	Descrizione della Centrale.....	15
2.3.2	Impianti ausiliari.....	16
2.3.2.1	Compressione aria	16
2.3.2.2	Impianto di trattamento acque primarie.....	16
2.3.2.3	Trattamento acque reflue	17
2.3.2.4	Serbatoi Combustibile	17
2.3.3	Produzioni.....	18
2.3.4	Uso di risorse e interferenze con l'ambiente.....	18
2.3.4.1	Consumo di materie prime ausiliaria e di combustibili e di energia.....	18
2.3.4.2	Prelievi idrici	19
2.3.4.3	Emissioni in atmosfera	19
2.3.4.4	Scarichi idrici	21
2.3.4.5	Suolo	22
2.3.4.6	Rumore.....	22
2.3.4.7	Rifiuti	22
3	Nuovo progetto di impianto con motori a gas.....	24
3.1	Generalità e motivazioni	24
3.2	Linee guida del progetto del Nuovo Impianto a motori	26
3.3	Demolizioni preliminari.....	27
3.4	Costruzione del nuovo impianto.....	29
3.5	Cronoprogramma lavori	31
4	Prestazioni tecniche ed ambientali del nuovo impianto a motori	33
4.1	Descrizione del nuovo impianto a motori a gas	33

4.2	Composizione gas di riferimento.....	33
4.3	Caratteristiche gasolio di riferimento.....	33
4.4	Prestazioni di impianto.....	34
4.5	Produzioni e consumi dell’Impianto a Motori	37
4.6	Emissioni in atmosfera dell’impianto a motori.....	40
4.7	Emissioni in atmosfera nei transitori dei motori	41
4.8	Effluenti liquidi dell’impianto a motori.....	42
4.9	Rifiuti dell’impianto a motori.....	45
4.10	Impatto acustico.....	46
5	Descrizione tecnica e definizione dei sistemi.....	49
5.1	Motori a gas e ausiliari	49
5.1.1	Sistema di lubrificazione.....	50
5.1.2	Esercizio Dual Fuel.....	52
5.1.3	Sistema alimentazione gas naturale.....	53
5.1.4	Sistema alimentazione gasolio	55
5.1.5	Sistema di raffreddamento.....	56
5.1.6	Sistema di avviamento ad aria compressa e sistema aria strumenti.....	57
5.1.7	Sistemi di abbattimento degli inquinanti	58
5.1.8	Sala macchine	59
5.1.9	Impianti di ventilazione e/o condizionamento	62
5.1.10	Sistema di stoccaggio e rievaporazione Gas Naturale Liquefatto	63
5.1.11	Sistema di stoccaggio gasolio	65
5.1.12	Sistema di protezione antincendio.....	66
5.1.12.1	Scelte progettuali.....	66
5.1.12.2	Impianti di protezione	68
5.1.12.3	Segnaletica di sicurezza.....	72
5.2	Sistema di automazione.....	73
5.2.1	Architettura di rete	73
5.3	Sistema elettrico di Centrale.....	76
5.3.1	Descrizione generale del sistema elettrico	76
5.3.2	Caratteristiche delle apparecchiature, componenti e sistemi elettrici principali.....	78
5.3.2.1	Quadri 3-4 a 15 kV esistenti.....	78
5.3.2.2	Linee in cavo mt di collegamento	78
5.3.2.3	Sistema MT	78
5.3.2.4	Generatori	78

5.3.2.5	Trasformatori ausiliari di impianto	79
5.3.2.6	Sistema di distribuzione BT	80
5.3.2.7	Sistema in corrente continua	80
5.3.2.8	Sistema UPS	81
5.3.2.9	Motori a induzione	81
5.3.2.10	Cavi per energia, segnalazione e strumentazione	81
5.3.2.11	Sistema di illuminazione	81
5.3.2.12	Sistema di protezione elettrica	82
5.3.2.13	Strumentazione	82
5.3.2.14	Gruppo elettrogeno	82
5.3.2.15	Impianto di messa a terra	83
5.3.2.16	Impianto di protezione contro i fulmini e le sovratensioni	84
5.3.2.17	Ubicazione quadri elettrici/automazione	84
5.4	Opere civili	85
5.4.1	Attività di cantiere civile	85
5.4.2	Demolizioni e preparazione del sito	86
5.4.3	Edifici e cabinati	92
5.4.3.1	Edificio motori	93
5.4.3.2	Edificio quadri elettrici e controllo (esistente)	94
5.4.3.3	Edificio ausiliari	95
5.4.3.4	Cabinati, tettoie e corpi edilizi secondari	96
5.4.4	Opere di fondazione	96
5.4.4.1	Fondazioni edificio motori	97
5.4.4.2	Fondazioni motori e ausiliari	98
5.4.4.3	Fondazioni edificio ausiliari	98
5.4.4.4	Fondazione SME	99
5.4.4.5	Fondazione pompe e locale pompe	99
5.4.4.6	Fondazioni gruppo elettrogeno	99
5.4.4.7	Fondazione SCR	99
5.4.4.8	Fondazioni minori	100
5.4.5	Sistema raccolta acque reflue	100
5.4.6	Altre opere	101
6	Interconnessioni con le reti di centrale	103
6.1	Connessione alla Rete elettrica di Trasmissione Nazionale	103
6.2	Scarichi idrici	103

6.3	Approvvigionamenti idrici.....	106
7	Piano di dismissione dell'impianto a fine vita.....	107
7.1	Fase preliminare – rimozione prodotti chimici.....	108
7.2	Creazione aree di lavoro e installazione cantiere.....	108
7.3	Rimozione tubazioni di collegamento e carpenteria.....	108
7.4	Dismissione sistema elettrico.....	109
7.5	Dismissione degli impianti ausiliari.....	109
7.6	Dismissione dell'area di produzione.....	109
7.7	Operazioni conclusive.....	109
7.8	Materiali e loro smaltimento.....	109

ALLEGATI:

1. Elenco documenti progettuali Progetto Installazione nuovi motori endotermici Ottana

Elenco delle Figure

Figura 1	Localizzazione sito della Centrale di Ottana Energia	9
Figura 2	Localizzazione della centrale di Ottana Energia	10
Figura 3	Planimetria generale del nuovo impianto a motori Estratto da Elaborato R013	30
Figura 4	Cronoprogramma lavori	32
Figura 5	Planimetria con disposizione delle sorgenti sonore (si veda planimetria R021 1669258PGO).	48
Figura 6	Corpo motogeneratore	49
Figura 7	Sezione motore e generatore	50
Figura 8	Schema tipico del sistema di lubrificazione dell'impianto	51
Figura 9	Schema tipico del sistema di lubrificazione a bordo macchina	52
Figura 10	Cicli termodinamici del motore Dual Fuel	52
Figura 11	Compact Gas Ramp del gruppo motogeneratore	53
Figura 12	Schema tipico del sistema alimentazione Gas ai Motori	54
Figura 13	Modulo ausiliari del motogeneratore con gruppo olio lubrificazione e Compact Gas Ramp	55
Figura 14	Schema di principio dell'alimentazione a gasolio al gruppo motogeneratore	56
Figura 15	Schema tipico del sistema di raffreddamento motogeneratore, circuiti alta temperatura e bassa temperatura	57
Figura 16	Schema tipico del sistema aria compressa di avviamento	58
Figura 17	Schema tipico del sistema di abbattimento inquinanti	59
Figura 18	Baia motore tipica	60
Figura 19	Pianta sala macchine impianto a motori	61
Figura 20	Sezione sala macchine impianto a motori	62
Figura 21	Sezione sala macchine schema tipico della ventilazione	63
Figura 22	Localizzazione aree di stoccaggio combustibili	64
Figura 23	Layout area stoccaggio e rievaporazione GNL	65
Figura 24	Layout area stoccaggio gasolio a lungo termine	66
Figura 25	Schema tipico architettura rete di automazione	74

<i>Figura 26 – Schema tipico del sistema elettrico di un impianto a motori</i>	76
<i>Figura 27 – Schema unifilare del sistema elettrico AT/MT</i>	77
<i>Figura 28 – Disposizione quadri</i>	84
<i>Figura 29 – Identificazione delle aree oggetto di demolizione</i>	87
<i>Figura 30 – Le linee fumi delle caldaie G100 e G200 oggetto di demolizione (sigle A1 e A2 di figura 29)</i>	88
<i>Figura 31 – Il deposito ceneri della caldaia G100 oggetto di demolizione (sigla B di figura 29)</i>	89
<i>Figura 32 – I serbatoi oggetto di demolizione (sigla C di figura 29)</i>	89
<i>Figura 33 – cabina elettrica in c.a. (sigla D di figura 29)</i>	90
<i>Figura 34 – Pianta edificio motori</i>	94
<i>Figura 35 – Pianta delle sale quadri elettrici, automazione e sala manovra nell'esistente edificio della centrale di Ottana Energia</i>	95
<i>Figura 36 – Pianta dell'edificio ausiliari</i>	96
<i>Figura 37 – Tipico fondazione motori</i>	98
<i>Figura 38 – Pianta fondazioni area olio e urea</i>	100
<i>Figura 39 – Tipico finiture strade e piazzali</i>	102
<i>Figura 40 – Planimetria azzonamento pluviometrico dei reflui nelle aree dei nuovi interventi</i>	105

Elenco delle Tabelle

Tabella 1 – Composizione e caratteristiche Gas Naturale di riferimento	33
Tabella 2 – Prestazioni nominali a base load sezione di produzione a motori	36
Tabella 3 – Regime di funzionamento previsto: produzioni	37
<i>Tabella 4 – Regime di funzionamento previsto GAS NATURALE: consumi</i>	38
Tabella 5 – Regime di funzionamento previsto GASOLIO: consumi	39
Tabella 6 – Limiti emissivi considerati per ciascun motore	40
Tabella 7 – Caratteristiche dei fumi in uscita dai motogeneratori	41
Tabella 8 – Regime di funzionamento previsto GAS NATURALE: effluenti liquidi	43
Tabella 9 – Regime di funzionamento previsto GAS NATURALE: effluenti liquidi	44
Tabella 10 – Produzione indicativa annua di rifiuti alla capacità produttiva	45
Tabella 11 – Potenze sonore tipiche	47
<i>Tabella 12 – Dati caratteristici tipici dei generatori</i>	79
<i>Tabella 13 – Stima delle fondazioni e manufatti civili da demolire nell'area di intervento</i>	91

1 Introduzione

La presente relazione tecnica riguarda il progetto di installazione di 2 motori endotermici alimentati a gas naturale e gasolio, aventi una potenza termica di combustione complessiva di circa 75 MWt, che Ottana Energia s.r.l. prevede di installare nella Centrale Termoelettrica esistente di Ottana, sita nel polo industriale dell'omonimo comune, in Provincia di Nuoro, Regione Autonoma Sardegna.

La Centrale Termoelettrica esistente, composta da due caldaie della potenza ciascuna di 205 MWt a funzionamento alternato, in riserva fredda dal 2015, è autorizzata con Decreto di Autorizzazione Integrata Ambientale emesso dalla Provincia di Nuoro (Determinazione n. 1826 del 30 settembre 2013), tuttavia diffidata al funzionamento dei gruppi di generazione dalla determinazione n. 1143 del 19/09/2017 fino ad allineamento dei propri limiti emissivi a quelli fissati dalle BAT di settore con un giudizio tuttora ora pendente presso il Consiglio di Stato.

Il progetto proposto, relativo all'installazione dei 2 motori endotermici, aventi ciascuno una potenza elettrica lorda nominale di circa 18 MWe, -si presenta idoneo a partecipare alle future eventuali aste del "capacity market" elettrico per rispondere all'esigenza fondamentale rilevata dal PNIEC di realizzare in Sardegna nuova capacità di generazione a gas per consentire il phase-out dei gruppi di generazione a carbone in condizioni di sicurezza e di adeguatezza nella gestione dell'approvvigionamento di energia elettrica nell'isola.

La nuova sezione di generazione di energia elettrica a motori sarà realizzata all'interno dell'area della Centrale dove attualmente si trovano le unità produttive con caldaie ad olio combustibile di Ottana Energia nonché dove continuano ad essere in funzione gli impianti ausiliari a servizio degli altri coinsediati nel sito (aria compressa, trattamenti acque, distribuzione elettrica, ecc.).

I due gruppi di generazione ad olio combustibile sono fermi dal 2015. Parte delle linee fumi delle caldaie G100 e G200 saranno demolite, per consentire la realizzazione del presente progetto con motori endotermici, impedendo, se approvato, la loro riattivazione futura. Il camino della caldaia G100 sarà utilizzato per l'espulsione dei fumi dei motori endotermici di nuova installazione, come descritto nei paragrafi seguenti. Il camino della caldaia G200 potrà in futuro essere utilizzato nello stesso modo in caso di realizzazione di un'altra centrale a motori analoga alla presente o altro tipo di impianto di generazione.

Il progetto prevede di utilizzare il più possibile gli impianti ausiliari e le infrastrutture già presenti in Centrale previ opportuni adeguamenti laddove necessario.

Tutti gli interventi in progetto saranno localizzati all'interno del confine della Centrale di Ottana Energia all'interno del polo industriale di Ottana.

Il presente documento costituisce la Relazione Tecnica Descrittiva del Progetto e fornisce le informazioni tecniche necessarie alla stesura dello Studio di Impatto Ambientale.

2 Dati di base

2.1 Caratteristiche del sito

2.1.1 Ubicazione della Centrale

La Centrale Termoelettrica di Ottana Energia è collocata nel comune di Ottana (NU), all'interno del polo industriale, a circa 30 km a sud ovest del capoluogo.

Nella figura seguente si riporta la localizzazione della Centrale Termoelettrica di Ottana Energia; la figura seguente illustra il perimetro della CTE.

Figura 1 Localizzazione sito della Centrale di Ottana Energia



Figura 2 Localizzazione della centrale di Ottana Energia



Nell'elaborato R10 si riporta la planimetria del sito produttivo nella sua configurazione attuale.
 Nell'elaborato R11 si riporta la planimetria della Centrale di Ottana Energia con l'individuazione delle aree interessate dagli interventi in progetto.
 Nell'elaborato R13 si riporta la planimetria della nuova sezione di generazione a Motori e dei suoi sistemi ausiliari.

2.1.2 Condizioni ambientali di riferimento

Le condizioni ambientali di riferimento di seguito indicate saranno utilizzate come dati di base per la progettazione:

localizzazione:	Ottana (NU)
Latitudine e longitudine del sito oggetto di edificazione:	Lat. 40° 14' 19"N Long. 9° 01' 00"E
altitudine:	+165 m s.l.m.
temperatura ambiente minima di design:	-5 °C
temperatura ambiente massima di design:	+45 °C
umidità relativa minima:	25%
umidità relativa massima:	100%
tipologia ambiente:	industriale

Per le azioni relative a vento e sisma di progetto saranno considerate le Norme Tecniche per le Costruzioni (NTC) 2018 e successive modifiche ed integrazioni in virtù della posizione e delle caratteristiche del sito.

2.1.3 Inquadramento geologico

L'area interessata dal presente progetto ricade integralmente nel territorio comunale di Ottana per i quali sono disponibili indagini geologiche/geotecniche.

Le caratteristiche geomorfologiche ed idrogeologiche sono estesamente descritte nei documenti relativi alle indagini geognostiche condotte dal Geologo Dott. Antonello Piredda nel mese di luglio 2021.

2.1.4 Definizione parametri geotecnici

In riferimento a quanto indicato nella relazione geologica redatta dal Geologo Dott Antonello Piredda e quanto emerso dalle prove e dai sondaggi eseguiti nel mese di luglio 2021 si considerano le seguenti caratteristiche del terreno:

Zona edificio motogeneratori

Categoria del sottosuolo

Profondità piano di posa [m]	0.00
$V_{s,eq}$ [m/sec] (H=8.53 m)	447.78
Categoria del suolo	B

Zona serbatoi urea e olio

Categoria del sottosuolo

Profondità piano di posa [m]	0.00
$V_{s,eq}$ [m/sec] (H=8.53 m)	496.48
Categoria del suolo	B

Zona serbatoi GNL

Categoria del sottosuolo

Profondità piano di posa [m]	0.00
Vs,eq [m/sec] (H=8.53 m)	429.96
Categoria del suolo	B

Suolo di tipo B: Rocce tenere e depositi di terreni a grana grossa molto addensati o terreni a grana fina molto consistenti, caratterizzati da un miglioramento delle proprietà meccaniche con la profondità e da valori di velocità equivalente compresi tra 360 m/s e 800 m/s.

Per la definizione delle forme spettrali (spettri elastici e spettri di progetto), in conformità ai dettami del D.M. 17.01.2018 § 3.2.3. sono stati definiti i seguenti termini:

- Vita Nominale: 50 anni (Costruzioni con livelli di prestazioni ordinari)
- Classe d'Uso: IV $C_u=2,0$ (Costruzioni con funzioni pubbliche o strategiche importanti, anche con riferimento alla gestione della protezione civile in caso di calamità. Industrie con attività particolarmente pericolose per l'ambiente.)
- Periodo di riferimento per l'azione sismica: $V_R = V_N * C_u = 50 * 2,0 = 100$ anni
- Categoria del suolo: B in base a quanto indicato nella relazione geologica redatta dal Dott Geol A. Piredda.

Riferimenti normativi:

Decreto Ministeriale 17 gennaio 2018

2.1.5 Normative di riferimento

I componenti, che rientrano nell'ambito di applicazione delle direttive europee, saranno dotati della marcatura CE.

Nel seguito sono fornite le indicazioni relative ai sistemi d'impianto, indicative e non esaustive. Ulteriori riferimenti a Leggi o normative potranno essere indicati nelle specifiche tecniche di dettaglio redatte per la fase esecutiva del progetto.

Per il progetto saranno utilizzate in massima parte le unità di misura del Sistema Internazionale S.I., ad esclusione delle dimensioni tipiche delle tubazioni che potranno essere in accordo agli standard ANSI.

Le principali normative e Standard applicabili alle lavorazioni della Centrale saranno:

Progettazione civile

Il progetto è redatto in conformità alle Normative e Leggi vigenti:

- UNI-EN 206-1 Calcestruzzo – Specificazione, prestazione, produzione e conformità – Istruzioni complementari per l'applicazione delle EN 206-1;
- Legge 05.11.1971 n. 1086: "Norme per la disciplina delle opere in conglomerato cementizio normale e precompresso e a struttura metallica";
- Norma UNI-EN 1992/1/1 Progettazione delle strutture di calcestruzzo;

- D.M. 17.01.2018: " Norme tecniche per le costruzioni ";
- Circolare 21.01.2019 del D.M. 17.01.2018 "Istruzioni per l'applicazione dell'aggiornamento delle "Norme Tecniche per le costruzioni" di cui al decreto ministeriale 17 gennaio 2018;
- Norma C.N.R. UNI 10024/86 "Analisi mediante elaboratore: impostazione e redazione delle relazioni di calcolo".

Impiantistica ed apparecchiature meccaniche

- Normative UNI EN in genere;
- Normative ANSI e ASME in genere;
- D.Lgs. n.81/08 - Testo unico in materia di salute e sicurezza nei luoghi di lavoro;
- Direttiva 2006/42/CE – Direttiva Macchine;
- Direttiva 2014/68/UE – PED, Direttiva apparecchiature in pressione.

Scambiatori di calore

- norme TEMA;
- norme HEI.

Impianti ed apparecchiature elettriche

- norme CEI-CENELEC;
- D.M. 37/08 del 22/01/2008 – Disposizioni in materia di attività di installazione degli impianti all'interno degli edifici;
- Norma CEI 64/08 - Impianti elettrici utilizzatori a tensione nominale non superiore a 1.000 V in corrente alternata e a 1.500 V in corrente continua;
- Norma CEI EN 61936-1, "Impianti elettrici con tensione superiore a 1 kV in c.a. Parte 1: Prescrizioni comuni";
- Norma CEI EN 50522, "Messa a terra degli impianti elettrici con tensione superiore a 1 kV in c.a";
- Norma CEI 11-17, "Linee in cavo";
- Regolamento unione europea 305/11 "cavi CPR";
- DLgs 106 del 16/6/2017 – adeguamento della normativa nazionale alle disposizioni del regolamento UE 305/11;
- CEI 81-10/1 (EN 62305-1): "Protezione contro i fulmini. Parte 1: Principi Generali". Ed. 2013-02;
- Direttiva Atex 99/92/CE e 2014/34/UE - apparecchi e sistemi di protezione destinati ad essere utilizzati in atmosfera potenzialmente esplosiva;
- Direttiva 2008/46/CE - prescrizioni minime di sicurezza e di salute relative all'esposizione dei lavoratori ai rischi derivanti dagli agenti fisici (campi elettromagnetici).
- Codice di Rete – TERNA
- Norma CEI 0/16 - Regola tecnica di riferimento per la connessione di Utenti attivi e passivi alle reti AT ed MT delle imprese distributrici di energia elettrica;

Impianti antincendio e sicurezza

- D.P.R. n. 151 del 1 agosto 2011 "Regolamento recante disciplina dei procedimenti relativi alla prevenzione incendi, a norma dell'art. 49 comma 4-quater, decreto legge 31 maggio 2010, n.78 convertito con modificazioni, dalla legge 30 luglio 2010, n. 122";
- D.M. del 7 agosto 2012 "Disposizioni relative alle modalità di presentazione delle istanze concernenti i procedimenti di prevenzione incendi e alla documentazione da allegare, ai sensi dell'articolo 2, comma 7, del decreto del Presidente della Repubblica 1° agosto 2011, n. 151.";

- D.M 13/07/2011 “Approvazione della regola tecnica di prevenzione incendi per l’installazione di motori a combustione interna accoppiati a macchina generatrice elettrica o ad altra macchina operatrice e di unità di cogenerazione a servizio di attività civili, industriali, agricole, artigianali, commerciali e di servizi;
- D.M. 16/04/2008, “Regola tecnica per la progettazione, costruzione, collaudo, esercizio e sorveglianza delle opere e dei sistemi di distribuzione e di linee dirette del gas naturale con densità non superiore a 0,8”;
- D.M. 17/04/2008, “Regola tecnica per la progettazione, costruzione, collaudo, esercizio e sorveglianza delle opere e degli impianti di trasporto di gas naturale con densità non superiore a 0,8”;
- D.M. 15/07/2014, “Approvazione della regola tecnica di prevenzione incendi per la progettazione, l’installazione e l’esercizio delle macchine elettriche fisse con presenza di liquidi isolanti combustibili in quantità superiore ad 1 m³”.
 - D.Lgs 81/2008 “Testo Unico sulla salute e sicurezza sul lavoro - Attuazione dell’articolo 1 della Legge 3 agosto 2007, n. 123 in materia di tutela della salute e della sicurezza nei luoghi di lavoro”.
- UNI 10779 “Reti idranti – progettazione, installazione ed esercizio”
- UNI 12845 “Installazioni fisse antincendio – Sistemi automatici a sprinkler – Progettazione, installazione e manutenzione”
- UNI CEN/TS 14816 “Installazioni fisse antincendio Sistemi Spray ad acqua. Progettazione, installazione e manutenzione
- UNI 9795 “Sistemi fissi automatici di rivelazione e di segnalazione manuale di incendio”
- UNI EN 54 “Componenti di sistemi di rivelazione automatica di incendio”

Ambiente

- D.Lgs n.152 del 03/04/2006 e s.m.i. – Norme in materia ambientale;
- Rumore: DPCM 14/11/97, Legge quadro n.447 26/10/95;
- Normativa Regionale.

2.2 DESCRIZIONE DELLA ATTUALE CENTRALE TERMOELETTRICA AUTORIZZATA

2.3 La centrale esistente

Il sito di Centrale è localizzato nella zona industriale consortile di Ottana, provincia di Nuoro, interamente compreso nel territorio comunale di Ottana, dal cui centro urbano dista circa 2 km, situato nel centro della regione Sardegna a una quota di circa 164 m slm.

La centrale termica, realizzata nel 1974 è nata come utility a servizio della zona industriale, gestita dal Consorzio Industriale Provinciale di Nuoro, a cui forniva energia elettrica, vapore, acqua industriale e demineralizzata, oltre a gas tecnici. Costruita e gestita inizialmente dal gruppo *Eni*, la Centrale di Ottana è passata nel 2001 sotto il controllo della *AES Baltic Holdings B.V.*, e quindi, nel 2005, divenne proprietà della società *Ottana Energia*.

Il sito della centrale è ben collegato alla viabilità principale della regione attraverso la SP 17 che si connette alla SS131 Diramazione Centrale Nuorese.

La Centrale Ottana Energia è in possesso di Autorizzazione Integrata Ambientale in corso di validità (Determinazione n. 1826 del 30 settembre 2013) rilasciata dalla Provincia di Nuoro.

La Centrale sorge su un lotto originariamente di 132.106 m², nel 2007 parte del sito è stato ceduto ad altro operatore per la realizzazione di una centrale a motori endotermici alimentati ad olio di palma denominata Biopower Sardegna, dotata di propria AIA, connessa alla Centrale Ottana Energia per la fornitura di utility. L'attuale superficie occupata da Ottana Energia ammonta a 84.500 m².

Dal 2015 le caldaie sono state poste in riserva fredda. ma tutti i servizi ausiliari quali rete aria, produzione acqua, distribuzione elettrica, continuano ad essere operativi.

2.3.1 Descrizione della Centrale

La Centrale Ottana Energia è costituita da 2 gruppi per la produzione combinata di energia elettrica e di vapore tecnologico, destinati alla alimentazione degli impianti delle società coinsediate nello stabilimento e dei propri impianti, di alcune utenze esterne e, in base alle esigenze del mercato elettrico, della rete elettrica a 220 kV, collegata tramite sottostazione elettrica con il la RTN.

L'impianto è costituito da due caldaie per la produzione di vapore surriscaldato ad alta pressione, due turboalternatori per la produzione di energia elettrica a Media Tensione e vapore tecnologico, derivato a pressione controllata, due cicli termici rigenerativi, per il preriscaldamento dell'acqua di alimento, due torri evaporative a circuito chiuso per la condensazione del vapore in uscita dalle turbine, il parco nafta, le cabine di distribuzione dell'energia elettrica, e la sottostazione di connessione con RTN.

Per effetto dell'ultima AIA la potenza delle caldaie è stata fissata a 295 MWt, con il vincolo di funzionamento alternato delle due caldaie, in ragione della limitata richiesta dello stabilimento consortile.

I due gruppi termoelettrici sono identici: l'aria comburente è spinta nelle caldaie in cui è miscelata con l'olio combustibile denso a basso tenore di zolfo (BTZ), precedentemente riscaldato e nebulizzato, e dove avviene la combustione. Il calore generato riscalda e vaporizza l'acqua demineralizzata, prodotta nell'impianto dedicato. Il

vapore è quindi inviato ai rispettivi turboalternatori in cui è espanso per la produzione di energia elettrica. I fumi di combustione sono prima depolverati in precipitatori elettrostatici, quindi emessi in atmosfera attraverso 2 camini indipendenti alti 180 m.

Le turbine hanno una potenza di 70 MWe e il vapore in uscita viene inviato ad utenze della centrale e dello stabilimento consortile. Il vapore residuo viene fatto espandere in un condensatore in cui è inserito uno scambiatore di calore e il pozzo di raccolta della condensa che viene miscelata con acque demineralizzata di reintegro e quindi rialimentata al ciclo termico.

Due torri di raffreddamento a tiraggio forzato, di 3 celle ciascuna, assicurano in circuito chiuso il raffreddamento dei due condensatori.

L'energia elettrica prodotta dagli generatori accoppiati alle turbine è elevata a 220 kV e quindi inviata alla stazione elettrica di utenza per il dispacciamento nella RTN.

I due gruppi di generazione ad olio combustibile sono fermi dal 2015. Parte delle linee fumi delle caldaie G100 e G200 saranno demolite, per consentire la realizzazione del presente progetto con motori endotermici, impedendo, se approvato, la loro riattivazione futura. Il camino della caldaia G100 sarà utilizzato per l'espulsione dei fumi dei motori endotermici di nuova installazione, come descritto nei paragrafi seguenti. Il camino della caldaia G200 potrà in futuro essere utilizzato nello stesso modo in caso di realizzazione di un'altra centrale a motori analoga alla presente o altro tipo di impianto di generazione.

2.3.2 Impianti ausiliari

2.3.2.1 Compressione aria

L'aria compressa viene utilizzata per alimentare la rete di aria strumenti e servizi.

Il reparto compressione aria comprende una sezione di compressione a 7,8 ate costituita da 2 unità identiche ridondanti in grado di erogare fino 10.000 Nm³/h di aria secca.

2.3.2.2 Impianto di trattamento acque primarie

L'impianto di trattamento acque primarie è progettato per trattare l'acqua grezza proveniente dal lago Benzoni, fino a 2.400 m³/h, in modo tale da produrre:

- Acqua chiarificata e filtrata, per l'impianto stesso e per esterni;
- Acqua demineralizzata per la Centrale e per lo Stabilimento;
- Acqua servizi per usi civili;
- Acqua in distribuzione per torri di raffreddamento proprie e delle ditte coinsediate.

L'impianto è costituito dalle seguenti sezioni:

- Chiariflocculazione, composta da 2 linee di trattamento della capacità di circa 1.200 m³/h di acqua ciascuno;
- filtrazione a gravità, costituita da cinque filtri rapidi con 3 stati filtranti, che alimenta l'impianto di sterilizzazione e l'impianto di demineralizzazione;
- sterilizzazione acqua per usi civili, mediante due filtri a carboni attivi in grado di produrre fino a 100 m³/h di acqua sterilizzata;
- demineralizzazione, composta da tre linee identiche costituite da una serie di scambiatori a resine ioniche in sequenza e relativo impianto di rigenerazione resine;

- generazione e dosaggio biossido di cloro nelle vasche di chiariflocculazione, nel collettore acqua sterilizzata e nelle torri di raffreddamento;
- stazione per produzione acqua servizi.

L'impianto è completato da serbatoi di stoccaggio delle diverse tipologie di acque prodotte.

2.3.2.3 Trattamento acque reflue

La centrale è dotata di quattro reti distinte di raccolta delle acque reflue:

- acque nere e assimilabili alle domestiche;
- acque meteoriche, in cui confluiscono le acque di dilavamento piazzali, le acque di controlavaggio dei filtri e le acque di spurgo delle torri di raffreddamento;
- acque oleose, che raccoglie le acque provenienti dalle aree potenzialmente contaminate da oli e le recapita all'impianto CPI (Corrugated Plate Interceptor). Tale pretrattamento raccoglie tutte le acque reflue degli impianti che utilizzano sostanze oleose ed è utilizzato per la separazione degli oli di varia natura prima dell'invio delle acque ai trattamenti successivi: gli oli vengono separati, pescati dalle vasche e smaltiti come rifiuti in funzione del codice CER assegnato mentre le acque pretrattate sono rilanciate mediante pompa all'asta delle acque chimiche. Dato che la centrale Ottana Energia è in riserva fredda, l'apporto di acque oleose dell'installazione è sostanzialmente legato alle precipitazioni meteoriche incidenti sui piazzali;
- acque chimiche, in cui confluiscono i blow down delle caldaie, gli eluati dell'impianto acqua demi, le acque disoleate, gli stillicidi dei serbatoi di stoccaggio dei chemicals utilizzati nel trattamento acque.

Le acque reflue sono quindi conferite allo scarico:

- SF1: acque chimiche, acque disoleate;
- SF2: rete acque nere consortile;
- SF3: rete acque meteoriche consortile.

L'impianto è dotato dei seguenti pozzetti di campionamento:

- All'uscita dell'impianto CPI prima della confluenza nella fogna chimica;
- Prima dell'allaccio della fogna chimica nel collettore consortile dedicato;
- Prima dell'allaccio della fogna nera nel collettore consortile dedicato

Le acque sono dunque, per reti separate, collettate all'impianto consortile di trattamento delle acque reflue, che scarica le acque trattate nel fiume Tirso.

2.3.2.4 Serbatoi Combustibile

La Centrale è completata da due serbatoi da 25.000 m³ ciascuno per l'olio combustibile denso (OCD) BTZ, alimentati mediante autobotti, e da un serbatoio per la soda caustica, alimentato anch'esso mediante autobotti. Tali i serbatoi sono collocati all'esterno dell'installazione nel Parco Serbatoi dello stabilimento multisocietario, connessi con tubazioni su pipe rack alla Centrale.

Dei due serbatoi dell'OCD uno è stato dismesso e messo in sicurezza, mentre il secondo è in corso di valutazione per essere riadattato a riserva idrica antincendio.

All'interno dell'installazione sono inoltre presenti due serbatoi giornalieri di OCD della capacità di 500 m³.

Prima della dismissione dei serbatoi, dato il quantitativo di OCD detenuto, l'installazione era soggetta alla disciplina di cui al D.Lgs 105/2015 – soglia superiore.

Dal 2016 l'installazione non è più soggetta agli obblighi di cui al DLgs 105/2015.

2.3.3 Produzioni

La centrale, alla capacità produttiva, era in grado di produrre le seguenti quantitativi di energia e di aria compressa.

Tabella 3.1.3a Produzioni della centrale alla capacità produttiva

Prodotto	UdM	Quantità
Energia Elettrica	MWhe/anno	1.123.145
Energia Termica	MWht/anno	4.941.840
Aria compressa	Nm ³ /anno	100.512.000

2.3.4 Uso di risorse e interferenze con l'ambiente

2.3.4.1 Consumo di materie prime ausiliaria e di combustibili e di energia

Le materie prime ausiliarie utilizzate dall'installazione sono riepilogate nella Tabella successiva. Vengono riportati i consumi di chemicals alla capacità produttiva riferita al 2014 (ultimo anno di esercizio produttivo attivo con circa 95 GWh di energia elettrica prodotta e 48.350 t di BTZ consumato), nonché alla produzione massima annuale riscontrata negli ultimi anni successivi alla messa in riserva fredda dei gruppi di generazione (dopo il 2015).

Da tale tabella sono omesse le materie prime ausiliarie già utilizzate per la produzione di energia, data la messa in riserva fredda delle caldaie.

Tabella 3.1.4.1a Materie Prime ausiliarie

Materie	Fasi di utilizzo	Stato	Modalità di stoccaggio	Consumo approx. Anno 2014	Consumo Annuo Attuale
Ipoclorito di Sodio	Trattamento acque	Liquido	Contenitore	25 t/anno	20 t/anno
Acido Solforico	Trattamento acque	Liquido	Contenitore	300 t/anno	30 t/anno
Idrossido di Sodio	Trattamento acque	Liquido	Contenitore	85 t/anno	30 t/anno
PAC Superfloc A130	Trattamento acque	Solido	Contenitore	1 t/anno	1 t/anno
Polielettrolita Prodefloc	Trattamento acque	Liquido	Contenitore	70 t/anno	20 t/anno
Acido Cloridrico	Trattamento acque	Liquido	Contenitore	25 t/anno	5 t/anno

Materie	Fasi di utilizzo	Stato	Modalità di stoccaggio	Consumo approx. Anno 2014	Consumo Anno Attuale
Clorito di Sodio	Trattamento acque	Liquido	Contenitore	25 t/anno	5 t/anno
Bisolfito di sodio	Trattamento acque	Liquido	Contenitore	15 t/anno	1 t/anno
Ferfos 8446	Biocida nelle torri	Liquido	Contenitore	6 t/anno	Non usato
Ferfos 8465	Biocida nelle torri	Liquido	Contenitore	2,5 t/anno	Non usato
Ferrocid 8583	Biocida nelle torri	Liquido	Contenitore	10 t/anno	Non usato

I consumi indicati sono quelli massimi annuali registrati dopo la messa in riserva fredda delle caldaie nel 2015 per la produzione dei diversi tipi di acqua forniti alle utenze di stabilimento.

Per l'avviamento dei gruppi di generazione e per le prove di funzionamento del gruppo elettrogeno è previsto un consumo di gasolio alla capacità produttiva di 3 t/anno.

2.3.4.2 Prelievi idrici

Il sistema di trattamento acque della Centrale era destinato al trattamento e fornitura di acqua chiarificata e filtrata, acqua demineralizzata, acqua servizi per usi civili e acqua di raffreddamento, come descritto al precedente §3.1.2.2.

Il consumo di acqua grezza, fornita dal lago Benzzone sul fiume Taloro, è pari, alla capacità produttiva, a 2.400 m³/h, il prelievo negli anni recenti ammonta in media a circa il 10%.

2.3.4.3 Emissioni in atmosfera

I gruppi termici della centrale di Ottana Energia sono stati messi in riserva fredda nel 2015.

La centrale è dotata di due camini identici denominati E6 ed E7, uno per ogni caldaia, alti 180 m e con diametro interno allo sbocco di 4,25 m.

Le coordinate (UTM WGS 84 Fuso 32) dei due camini sono riportati nella seguente tabella.

Tabella 3.1.4.3a Coordinate dei camini (E6/E7)

Camino	E [m]	N [m]
E6	501.447	4.454.267
E7	501.496	4.454.207

L'AIA (Determinazione n. 1826 del 30 settembre 2013, rilasciata dalla Provincia di Nuoro) prevedeva per i due gruppi di combustione il funzionamento alternativo e l'applicazione dei seguenti limiti emissivi.

Tabella 3.1.4.3b Limiti emissivi AIA 2013 (al 3% di Ossigeno nei fumi)

Punto di emiss.	Parametro	UdM	Valore Limite
E6 o E7	Polveri	mg/Nm ³	50
	CO	mg/Nm ³	250
	NOx (come NO ₂)	mg/Nm ³	450
	COT	mg/Nm ³	300
	SOx (come SO ₂)	mg/Nm ³	1.700
	Cl	mg/Nm ³	5
	NH ₃ e composti del Cl come HCl	mg/Nm ³	15
	Br e composti come HBr	mg/Nm ³	5
	F e composti come HF	mg/Nm ³	5
	Be	mg/Nm ³	0,05
	Cd + Hg + Ti e composti	mg/Nm ³	0,1
	As + Cr IV + Co + Ni (frazione respirabile e insolubile)	mg/Nm ³	0,5
	Se + Te + Ni (sotto forma di polvere)	mg/Nm ³	1
	Sb + Cr III + Mn + Pd + Pb + Pt + Cu + Rh + Sn + V	mg/Nm ³	5
	Sostanza classe I ⁽¹⁾	mg/Nm ³	0,2
	Sostanza classe II ⁽¹⁾	mg/Nm ³	2
	Sostanza classe III ⁽¹⁾	mg/Nm ³	10
	PCCC/PCDF	µg/Nm ³	0,1
	IPA	mg/Nm ³	0,1
	PCB/PCT	mg/Nm ³	0,5
HCl	mg/Nm ³	10	
NH ₃	mg/Nm ³	5	
HCl + NH ₃	mg/Nm ³	15	

⁽¹⁾ Ai sensi dell'Allegato I, Parte II alla Parte V del DLgs 152/2006

Con deliberazioni successive, a seguito dell'evoluzione normativa, la Provincia di Nuoro emetteva diverse Determinazioni che richiedevano a Ottana Energia la riduzione delle emissioni in atmosfera e il loro allineamento alle BAT applicabili, fino ad emettere con (Determina n. 1143 del 19 settembre 2017) diffida al gestore all'esercizio dei gruppi di generazione fino all'allineamento delle loro emissioni in atmosfera alle BAT applicabili. La stessa determina affermava che L'AIA (Determinazione n. 1826 del 30 settembre 2013, rilasciata dalla Provincia di Nuoro) rimaneva titolo valido per esercire scarichi, emissioni e rifiuti.

Il gestore dell'installazione oppose a tali determinazioni ricorso in sede amministrativa; tale ricorso risulta ad oggi all'esame del Consiglio di Stato.

Nell'ipotesi di allineamento ai limiti emissivi BAT, l'installazione dovrebbe rispettare i BAT-AEL di cui alla *DECISIONE DI ESECUZIONE (UE) 2017/1442 DELLA COMMISSIONE del 31 luglio 2017 che stabilisce le conclusioni sulle migliori tecniche disponibili (BAT), a norma della direttiva 2010/75/UE del Parlamento europeo e del Consiglio, per i grandi impianti di combustione [notificata con il numero C(2017) 5225]*, pubblicata sulla GUUE del 17 agosto 2017. Tali limiti sono riportati nella seguente tabella, che riassume i BAT AEL riportati nelle tabelle 14, 15 e 16 del documento sopra citato relativo a olio combustibile LIQUIDO (HFO) bruciato in caldaie (tasso di ossigeno 3%).

Tabella 3.1.4.3c BAT-AEL applicabili a Ottana Energia (al 3% di Ossigeno nei fumi)

Parametro	UdM	media annua	media giornaliera	Riferimento
NOx	mg/Nm ³	45-110 (1)	85-145 (2)	tabella 14 - impianti esistenti > 100 MWth < 300 MWth
CO	mg/Nm ³	10-20	---	Valore indicativo
SO ₂	mg/Nm ³	50-175	150-200	tabella 15 - impianti esistenti < 300 MWth
Polveri	mg/Nm ³	2-20	7-25 (3)	tabella 16 - impianti esistenti < 300 MWth

(1) Il limite superiore dell'intervallo del BAT-AEL è pari a 110 mg/Nm³ per gli impianti di potenza 100–300 MWth e per gli impianti di potenza ≥ 300 MWth messi in funzione non oltre il 7 gennaio 2014.
(2) Il limite superiore dell'intervallo del BAT-AEL è pari a 145 mg/Nm³ per gli impianti di potenza 100–300 MWth e per gli impianti di potenza ≥ 300 MWth messi in funzione non oltre il 7 gennaio 2014.
(3) Il limite superiore dell'intervallo del BAT-AEL è 25 mg/Nm³ per gli impianti messi in funzione non oltre il 7 gennaio 2014.

Se dunque la centrale esistente venisse ambientalizzata e allineata ai BAT-AEL in forza alle autorizzazioni vigenti sarebbe autorizzata a emettere i quantitativi di inquinanti riportati nella seguente tabella, calcolati applicando il limite superiore dell'intervallo relativo alla media annua.

Tabella 3.1.4.3d Flussi di massa annui prodotti dalla Centrale Ottana Energia allineata BAT-AEL (al 3% di Ossigeno nei fumi)

Parametro	Media annua [mg/Nm ³]	Portata fumi [Nm ³ /h]	Flusso di massa [t/anno]
NOx	110	328.104	316
CO	20	328.104	58
SO ₂	175	328.104	503
Polveri	20	328.104	58

2.3.4.4 Scarichi idrici

Le acque reflue della Centrale sono conferite alle reti fognarie dello stabilimento consortile e inviate a trattamento presso il Depuratore consortile prima dello scarico nel fiume Tirso, come descritto nel precedente §3.1.2.3.

Le acque conferite allo SF1 (fognatura chimica, acque disoleate), ai sensi dell'AIA in essere, devono rispettare i limiti di cui alla Tabella 3 dell'Allegato 5 alla Parte III del DLgs 152/2006 per gli scarichi in fognatura, così come declinati dal regolamento fognario del Consorzio Industriale Provinciale di Nuoro.

Il gestore provvede al monitoraggio periodico delle acque reflue relativamente i parametri e le frequenze indicate nella seguente tabella.

Tabella 3.1.4.4a Monitoraggio periodico delle acque reflue

Tipo refluo	parametri	frequenza
Fogna chimica (SF1)	pH, Solidi Sospesi, Sostanze oleose, As, Cd, Cr, Cr VI, Fe, MG, N-Nitrico, Cloruri, Ni, Pb, V, Composti Organici Alogenati	Semestrale
	PCDD/PCDF, IPA, Fluorante, Benzo(g,h,i)pentene	Annuale
Fogna Nera (SF2)	pH, N totale, P totale, COD, BOD5	Annuale

Tipo refluo	parametri	frequenza
Uscita disoleatore (CPI)	pH, Solidi Sospesi, Sostanze oleose, COT, As, Cd, Cr, Cu, Hg, Ni, Pb, V, Zr	Semestrale

2.3.4.5 Suolo

La superficie della Centrale Ottana Energia è di 84.500 m². Sulla base delle informazioni disponibili, riportate in Appendice 1, non sono riportati episodi di contaminazione del suolo, del sottosuolo e della falda nel sito.

2.3.4.6 Rumore

Il comune di Ottana è dotato dal 2006 di Piano di classificazione acustica del territorio. Tale piano colloca la Centrale in Classe VI "Aree esclusivamente industriali".

Il più recente rilievo acustico eseguito in sito, nel dicembre 2019, dopo la messa in riserva dei gruppi di generazione, ha riscontrato che, nelle aree direttamente interessate dalla Centrale Ottana Energia, i livelli sonori di rumore ambientale e di emissione in corrispondenza delle postazioni di misura indagate sono sempre inferiori rispetto ai limiti previsti dalla classe acustica di appartenenza degli stessi sia nel periodo diurno che notturno.

Per maggiori dettagli si veda il capitolo 4 dell'Allegato C: Valutazione previsionale di impatto Acustico allo Studio Preliminare Ambientale.

2.3.4.7 Rifiuti

I rifiuti prodotti dall'installazione sono riepilogati nella seguente tabella, che riporta le produzioni dei codici CER principali alla capacità produttiva riferita al 2014 (ultimo anno di esercizio produttivo attivo con circa 95 GWh di EE prodotta e 48.350 t di BTZ consumato) e nonché alla produzione massima annuale riscontrata negli ultimi anni successivi alla messa in riserva fredda dei gruppi di generazione (dopo il 2015).

Tabella 3.1.4.7a Rifiuti prodotti dalla Centrale

CER	Descrizione	Stato	Provenienza	Quantità prodotta CP 2014	Quantità prodotta Massima attuale	Stocc	Dest
100104*	Ceneri leggeri di oli combustibili e polveri di caldaia	Solido Polverulento	Produzione energia	40 t	0	Sili	S
100114*	Ceneri pesanti scorie e polveri di caldaie prodotte dal coincenerimento contenenti sostanze pericolose	Solido	Produzione energia	2 t	0	Big Bags	S
100121	Fanghi prodotti dal trattamento in loco degli effluenti diversi da quelli di cui alla voce 100120	Fango palabile	Trattamento acque	2,5 t	2 t	Big Bags	S

CER	Descrizione	Stato	Provenienza	Quantità prodotta CP 2014	Quantità prodotta Massima attuale	Stocc	Dest
130205*	Scarti di olio minerale per motori, ingranaggi e lubrificanti non clorurati	Liquido	Manutenzione	0	10 t	Bidoni	R
130301*	Oli isolanti e termoconduttori contenenti PCB	Liquido	Manutenzione	0	10 t	Bidoni	S
150110*	Imballaggi contenenti residui di sostanze pericolose o contaminati da tali sostanze	Solido	Manutenzione	2 t	5 t	Bidoni	S
150202*	Assorbenti, materiali filtranti, stracci e indumenti protettivi. contenenti sostanze pericolose	Solido	Manutenzione	1 t	5 t	Bidoni	S
160601*	Batterie al Piombo	Solido	Manutenzione	0	1 t	Bidoni	R
160605	Altre batterie e accumulatori	Solido	Manutenzione	0	1 t	Bidoni	S
170405	Ferro e Acciaio	Solido	Manutenzione	15 t	30 t	Cumuli	R
190904	Carbone attivo esaurito	Solido	Trattamento acque	0	10 t	Big bags	S
200121*	Tubi fluorescenti ed altri contenenti Mercurio	Solido	Manutenzione	1 t	5 t	Contentori dedicati	S

I rifiuti sono gestiti in modalità di deposito temporaneo secondo il criterio quantitativo ai sensi della lettera bb) del comma 1 dell'articolo 183 della parte IV del DLgs 152/2006.

3 Nuovo progetto di impianto con motori a gas

3.1 Generalità e motivazioni

Il progetto oggetto della presente relazione riguarda l'installazione e la messa in servizio nel sito della Centrale Esistente ad olio combustibile di Ottana Energia, di una nuova unità produttiva di energia elettrica basata su 2 motori endotermici dual fuel a gas naturale e gasolio di nuova generazione operanti in ciclo semplice.

I due gruppi di generazione ad olio combustibile esistenti sono fermi dal 2015. Parte delle linee fumi delle caldaie G100 e G200 saranno demolite, per consentire la realizzazione del presente progetto con motori endotermici, impedendo, se approvato, la loro riattivazione futura.

Il camino della caldaia G100 sarà utilizzato per l'espulsione dei fumi dei motori endotermici di nuova installazione, come descritto nei paragrafi seguenti. Il camino della caldaia G200 potrà in futuro essere utilizzato nello stesso modo in caso di realizzazione di un'altra centrale a motori analoga alla presente o altro tipo di impianto di generazione.

La presente relazione tecnica descrive tale nuova unità produttiva, di seguito definita come Nuovo Impianto Motori ed individua i principi del suo inserimento nella Centrale esistente, con utilizzo di parte degli impianti e delle infrastrutture già presenti in sito.

Il Nuovo Impianto a Motori sarà installato in un'area precedentemente occupata da alcune apparecchiature, impianti ed opere civili della attuale centrale che saranno rimosse nella misura necessaria all'installazione dei nuovi interventi.

Il progetto si presenta idoneo a partecipare alle future eventuali aste del cosiddetto "capacity market" elettrico (ovvero meccanismi di regolazione della capacità), con l'obiettivo di rispondere alla futura crescente esigenza di dotare il parco termoelettrico nazionale di un sufficiente livello di riserva di potenza in grado di sopperire tempestivamente ai fabbisogni del sistema elettrico nelle emergenze correlate a eventi atmosferici e climatici estremi o a scompensi tra produzione e consumo di energia elettrica determinati dal crescente peso specifico della generazione da fonti rinnovabili non programmabili.

La rapidissima evoluzione, negli anni appena trascorsi, della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili, per sua natura discontinua, fluttuante e non programmabile, richiede al sistema elettrico nazionale di disporre di fonti energetiche di tipo "tradizionale" che possano integrare adeguatamente le necessità energetiche del nostro paese permettendo di mantenere sicura e affidabile l'operatività della Rete di trasmissione Nazionale.

L'attuale generazione rinnovabile copre oggi circa il 35% (dato 2017) della domanda annuale di energia elettrica sull'intero territorio nazionale, con previsioni di forte crescita, fino al 55%, con orizzonte 2030, come stabilito dal PNIEC.

Tale scenario richiede, conseguentemente, l'installazione nel sistema elettrico di nuovi e moderni sistemi di generazione con caratteristiche di altissima flessibilità, modulabilità ed efficienza per garantire la continuità del servizio, in sicurezza ed economia, con modalità di esercizio non di base, ma di integrazione, nelle ore dell'anno durante le quali la produzione da fonti rinnovabili non è in grado di soddisfare la domanda del sistema elettrico.

Il progetto risponde anche all'esigenza fondamentale rilevata dal PNIEC di realizzare in Sardegna nuova capacità di generazione a gas per consentire il phase-out dei gruppi di generazione a carbone in condizioni di sicurezza e di adeguatezza nella gestione dell'approvvigionamento di energia elettrica nell'isola.

Il PNIEC stabilisce che l'obiettivo del phase-out dal carbone possa essere tragguardato *“sempreché siano per tempo realizzati gli impianti sostitutivi e le necessarie infrastrutture”*.

In particolare per la Sardegna, il PNIEC stabilisce che il phase-out del carbone potrà essere realizzato al verificarsi di specifiche condizioni, di seguito elencate:

- la realizzazione del collegamento HVDC Tyrrhenian Link fra Sardegna, Sicilia e Continente da 1.000 MW;
- l'installazione di compensatori sincroni per almeno 250 MVAR;
- la realizzazione di nuova capacità di generazione programmabile (a gas o accumuli) localizzata nell'isola;
- la realizzazione di nuova capacità idroelettrica a pompaggio localizzata nell'isola.

Ai fini della realizzazione di nuova capacità di generazione programmabile sarà necessario realizzare le infrastrutture per rendere disponibile il gas in Sardegna. A tal proposito ad agosto 2020, ARERA ed RSE hanno reso pubblico lo studio sull'approvvigionamento energetico della Regione Sardegna per il periodo 2020-2040 elaborato in virtù della delibera ARERA 335/2019/R/GAS del 30 luglio 2019. Lo studio individua come soluzione più sostenibile dal punto di vista dell'analisi costi benefici per l'approvvigionamento di gas nell'isola quella di realizzare la Virtual Pipeline (infrastrutture di trasporto e rigassificazione di GNL necessarie a garantire la fornitura di gas naturale in Sardegna consistenti in navi spola, a partire da terminali di rigassificazione italiani regolati, fino ai terminali di rigassificazione), con caricamento del GNL dal terminale di Panigaglia e il trasporto per mezzo di bettoline verso depositi costieri sardi dotati di rigassificatore.

Il ritardo nella realizzazione delle suddette infrastrutture previste, rispetto al 2025, potrebbe comportare un ritardo nel phase-out del carbone in Sardegna.

A causa delle limitate risorse disponibili, della debolezza della rete elettrica dell'isola, delle caratteristiche dei collegamenti (in corrente continua) con il continente e della limitata flessibilità degli impianti di generazione termoelettrica, ad oggi la Sardegna è altamente esposta a problemi di sicurezza, adeguatezza e qualità nella fornitura di energia elettrica. In questo contesto, come noto, tutti gli attuali impianti di generazione termoelettrica più rilevanti localizzati nell'isola, sono stati classificati come essenziali ai fini della sicurezza, per periodi pluriennali, in quanto l'assenza anche solo di uno di questi impianti comporta l'impossibilità di assicurare adeguati standard di sicurezza nella gestione della rete.

Lo sviluppo di fonti rinnovabili non programmabili e il phase-out del carbone aumenteranno la pressione sul sistema elettrico sardo.

In questo contesto, le infrastrutture individuate quali condizioni necessarie per il phase-out del carbone dovranno essere realizzate in modo coordinato così da consentire la sostituzione degli impianti a carbone (e dei servizi offerti da questi impianti alla rete) con nuove risorse a disposizione del sistema come l'impianto in progetto.

La scelta di realizzare il Nuovo impianto a Motori presso il sito di Ottana risponde alle seguenti opportunità e vantaggi:

1. il sito è già urbanizzato ed industrializzato in quanto parte dell'esistente Centrale Termoelettrica di Ottana dove operavano due caldaie a olio combustibile con relativo ciclo a vapore;
2. la Centrale Esistente è dotata di infrastrutture urbanistiche ed impiantistiche che possono essere vantaggiosamente utilizzate per il nuovo Impianto a Motori, riducendo la necessità di installarne di nuove;

In tale contesto si colloca l'intervento proposto per la Centrale di Ottana.

I motori endotermici in progetto, della potenza elettrica lorda complessiva di circa 36 MW, saranno in grado di rispondere in tempi brevi, dell'ordine di pochi minuti, e con elevata efficienza elettrica (superiore al 45%) e

flessibilità e modulabilità di funzionamento (i motori possono essere eserciti in modo indipendente l'uno dall'altro) alle richieste del mercato energetico.

La scelta di realizzare il Nuovo Impianto a Motori presso la Centrale di Ottana risponde alle seguenti opportunità e vantaggi:

- il sito è già urbanizzato ed industrializzato per un impianto termoelettrico;
- il sito è dotato di infrastrutture urbanistiche ed architettoniche che possono essere vantaggiosamente utilizzate per il Nuovo Impianto a Motori;
- l'impiantistica e i sistemi ausiliari dell'Impianto Esistente possono essere parzialmente utilizzati per il Nuovo Impianto a Motori con notevole risparmio di investimento e impatti ambientali realizzativi;
- L'interconnessione alla rete nazionale di energia elettrica è già presente tramite la Rete Interna di Utente di proprietà di Ottana Energia ed utilizzabile per il Nuovo Impianto.

Stanti le incertezze di approvvigionamento del gas, che, in attesa della realizzazione dei previsti gasdotti, sarà assicurata in fase transitoria da autobotti provenienti dal deposito di GNL di Santa Giusta a Oristano, il proponente, per assicurare continuità di servizio ai nuovi motori (anche nell'ottica del loro esercizio per il Mercato della Capacità), ha optato per l'installazione di macchine dual fuel, in grado cioè di operare anche alimentate a Gasolio (con eventuale percentuale di biodiesel) in caso di indisponibilità del gas naturale o ritardo nella realizzazione dei gasdotti.

3.2 Linee guida del progetto del Nuovo Impianto a motori

Nella progettazione e realizzazione del Nuovo Impianto a Motori destinato al Capacity Market saranno considerate le seguenti linee guida che potranno portare alla massimizzazione dei risultati economici ed ambientali ottimizzando gli investimenti ed i consumi.

Scelta della tecnologia: l'esigenza del Mercato della Capacità è quella di poter avere a disposizione nel minor tempo e nel modo più sicuro un contingente di potenza elettrica. La tecnologia di impianto basata su motori endotermici (cioè la versione stazionaria abbinata ad un generatore elettrico di un motore nato per la propulsione navale), in questa ottica rappresenta una delle più efficaci ed efficienti scelte per range di potenza di macchina dell'ordine dei 20 MW. Il tempo di avviamento è di pochi minuti e la facilità di modulazione, rendono il motore endotermico una delle scelte più praticate per tale tipo di utilizzo.

Scelta della taglia e configurazione di impianto: in base a considerazioni di opportunità economica ed ai vincoli di sito si è definita una taglia ottimale di un contingente di 36 MWe lordi da destinare al Capacity Market. La scelta di suddividere tale contingente di potenza in 2 unità da 18 MWe lordi deriva dal fatto che questa taglia di motori endotermici presentano una tecnologia consolidata, matura, altamente efficiente, facilmente modulabile e gestibile per seguire le richieste del mercato della capacità.

Una parcellizzazione del contingente di potenza disponibile rende anche l'impianto molto flessibile e capace di seguire le richieste di erogazione dal minimo tecnico di un motore al massimo carico dei 2 motori.

Scelta del tipo di combustibile: I motori potranno operare a gas naturale o a gasolio (con eventuale percentuale di biodiesel). Il gas naturale utilizzato in combustione rappresenta la fonte fossile di minor impatto ambientale per quanto riguarda le emissioni gassose. Non è attualmente presente in Sardegna una rete di distribuzione di gas naturale anche se è previsto e già in iter autorizzativo il progetto di realizzazione di un gasdotto il cui percorso passa poco distante dal sito produttivo di Ottana. In attesa della realizzazione del gasdotto l'approvvigionamento

al Nuovo Impianto a Motori potrà essere garantito dal trasporto al sito del Gas Naturale Liquefatto proveniente da un rigassificatore costiero (come previsto dal PNIEC) con opportuno sistema di stoccaggio criogenico in Centrale. La scelta di dotare i motori della possibilità di funzionare anche con combustibile Gasolio risponde all'esigenza di flessibilità e alla necessità di garantire alternative immediate e affidabili all'eventuale problematica di approvvigionamento del GNL dai rigassificatori, anche in considerazione del fatto che la Centrale potrà operare nel c.d. Mercato della Capacità (Capacity Market) e quindi è indispensabile un combustibile di back up per garantire la sua operabilità. Anche per il Gasolio è previsto un opportuno sistema di stoccaggio in Centrale.

Utilizzo delle infrastrutture dell'Esistente Centrale Ottana Energia: saranno riutilizzate il più possibile le infrastrutture civili ed architettoniche già esistenti in Centrale per alloggiare le nuove apparecchiature. In particolare saranno riutilizzati la torre camino della caldaia 1 per alloggiare le canne di espulsione fumi dai nuovi motori, l'edificio sala controllo e sale elettriche, le reti di raccolta e conferimento reflui liquidi, l'impianto ITAR, le strade e la viabilità, ecc.. Per il riutilizzo delle esistenti infrastrutture saranno da demolire e riadattare alcune parti per la cui descrizione si rimanda ai capitoli seguenti.

Utilizzo dell'impiantistica meccanica ausiliaria dell'Esistente Centrale Ottana Energia: saranno riutilizzate il più possibile alcuni impianti e macchinari già presenti nel sito quali gli impianti di approvvigionamento e trattamento acqua grezza, l'impianto di produzione acqua demineralizzata, l'impianto di produzione aria compressa, le torri di raffreddamento per gli ausiliari, gli impianti antincendio. Per il riutilizzo dell'esistente impiantistica saranno da riadattare alcune parti per la cui descrizione si rimanda ai capitoli seguenti.

Utilizzo dell'impiantistica elettrostrumentale dell'Esistente Centrale Ottana Energia: saranno riutilizzati il più possibile alcuni impianti e componenti elettrostrumentali già presenti nel sito quali la sottostazione elettrica, il sistema di illuminazione, ecc.. Per il riutilizzo dell'esistente impiantistica saranno da riadattare alcune parti per la cui descrizione dettagliata si rimanda ai capitoli seguenti.

3.3 Demolizioni preliminari

Il corpo principale del nuovo impianto (edificio motori) sarà realizzato in un'area della Centrale, che ospitava originariamente lo stoccaggio ceneri delle caldaie ad olio pesante, i corpi secondari (stoccaggi, impianti ausiliari) in altre aree originariamente destinate ad alloggiare i sistemi di trattamento fumi e altra impiantistica delle caldaie G100 e G200 della Centrale Esistente.

Nelle aree di installazione dei nuovi macchinari ed impianti del Nuovo Impianto a Motori verranno realizzate demolizioni dei manufatti esistenti, nella misura necessaria per alloggiare i nuovi interventi e realizzare l'opportuna viabilità e gli spazi manutentivi.

Le attività propedeutiche, al fine di creare gli spazi necessari alla costruzione del nuovo impianto a motori a gas sono quindi costituite dalla demolizione dei manufatti fuori terra costituenti le apparecchiature della Centrale Esistente e nella demolizione delle fondazioni e dei sottoservizi presenti nell'area oggetto dei nuovi interventi limitatamente a dove interferiscono con le nuove opere.

Alcuni elementi e sottoservizi civili insistenti nelle aree interessate ai nuovi interventi saranno invece da rilocare se necessario il loro mantenimento in servizio per la Centrale esistente, per esempio:

- linee della rete antincendio, idranti (se presenti);
- tubazioni di processo interrate.

In fase esecutiva si procederà ad un censimento quanto più preciso possibile degli elementi da demolire e rilocare anche con utilizzo di georadar.

Nel documento R24 sono evidenziate in principio le aree destinate alle demolizioni propedeutiche.
Una descrizione e una stima preliminare delle quantità di materiali risultanti dalle demolizioni è descritta al paragrafo 5.4.2 nel capitolo dedicato alle Opere Civili del nuovo impianto a motori.

3.4 Costruzione del nuovo impianto

Nell'area resa disponibile dalle operazioni di demolizione descritte al paragrafo precedente, sarà realizzato il nuovo impianto costituito da 2 motori alternativi da circa 18 MWe lordi ciascuno, che andranno a costituire una nuova unità per la produzione di energia elettrica.

Come mostrato nella planimetria R013, il macchinario principale sarà installato all'interno di un nuovo edificio in carpenteria metallica con pareti pannellate denominato Edificio Motori.

Gli scarichi dei motori, dopo trattamento di abbattimento, saranno convogliati in due canne di 30m di altezza installate all'interno dell'attuale torre fumi della caldaia 1 della Centrale Esistente di 180 m di altezza.

I generatori abbinati ai motori del nuovo impianto saranno collegati, con due linee in cavo in media tensione, alla rete interna d'utenza (RIU) di Ottana sui quadri mt a 15 kV installati nella centrale di Ottana Energia.

La RIU è a sua volta connessa alla rete in alta tensione a 220 kV attraverso la sottostazione esistente del polo industriale sulla quale si attestano le linee esistenti denominate 116 e 117 provenienti dalla Stazione Terna di Ottana.

I servizi ausiliari del nuovo impianto saranno alimentati da due trasformatori dedicati derivati dal quadro MT di ogni montante di generazione.

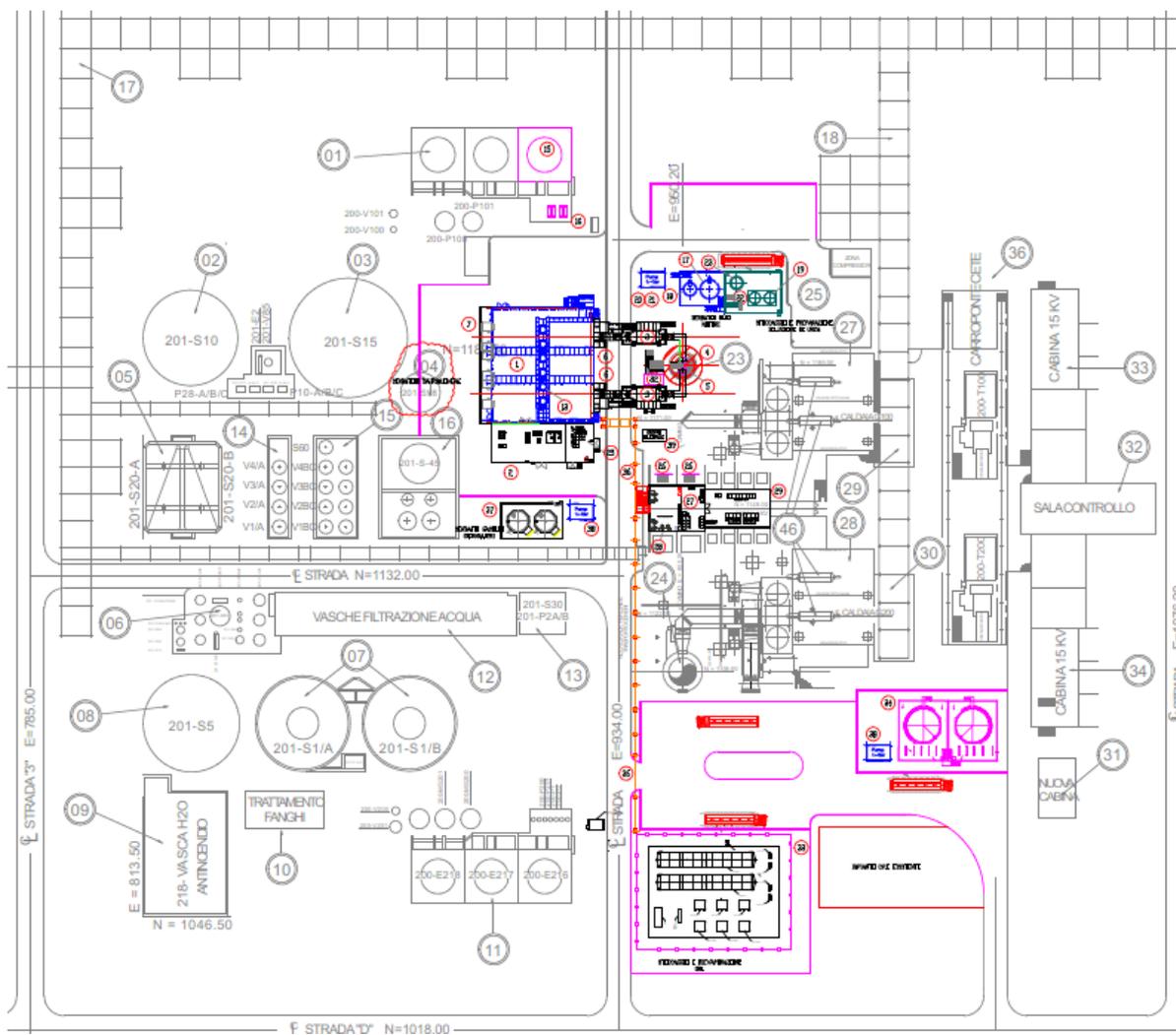
Per il raffreddamento degli ausiliari delle nuove unità, sarà realizzato un nuovo sistema a circuito chiuso di acqua, raffreddato ad acqua di torre, con riutilizzo di una cella delle attuali torri di raffreddamento in c.a.

I combustibili, conferiti al Nuovo Impianto tramite trasporto stradale saranno stoccati in apposite aree con stoccaggio in serbatoi criogenici per il Gas Naturale e in serbatoi atmosferici per il gasolio.

Il progetto prevede inoltre l'adeguamento della rete di raccolta e convogliamento delle acque meteoriche e della rete di raccolta acque reflue potenzialmente inquinate da olio e da sostanze acide con opportuni innesti alla rete fognaria esistente.

Nei capitoli seguenti sono riportate le prestazioni, i consumi e le emissioni attese dal nuovo impianto a motori e le caratteristiche tecniche dei macchinari e le opere di realizzazione del nuovo impianto.

Nella figura seguente si riporta la planimetria generale (per dettagli si veda l'elaborato R013) nuovo impianto a motori.



LEGENDA UOM INTERVENTI	
POS.	DESCRIZIONE
01	Edificio motogeneratori
02	Edificio elettrico e servizi
03	SCR (Unità trattamento gas di scarico)
04	Camino principale h 185 m (esistente)
05	Canne fumi gruppi motogeneratori (h 30 m)
06	Moduli ventilazione locale Motogeneratori
07	Moduli ventilazione locale Motogeneratori
11	Pozzetto raccolta acque oleose
13	Unità di ventilazione di estrazione
15	Torre di raffreddamento ausiliari (esistente)
16	Pompe acqua di torre
17	Serbatoio di olio lubrificante di servizio
18	Serbatoio di olio lubrificante pulito
19	Serbatoi urea
20	Pompa di scarico LO olio motori
21	Pompa di trasferimento LO olio motori
22	Pompa di trasferimento urea
23	Serbatoio di preparazione soluzione di urea
24	Sala ausiliari meccanici
25	Trasformatori ausiliari
26	Sala quadri BT
27	Sala quadri automazione e UPS
28	Sala manovra
29	Sala quadri mt/bt/sistema cc
32	Sistemi monitoraggio emissioni
33	Serbatoi di stoccaggio e rievaporazione GNL
34	Serbatoi di stoccaggio gasolio
35	Pompe di trasferimento gasolio
36	Pipe rack
37	Serbatoi giornalieri gasolio
38	Cabinato pompe gasolio
39	Gruppo diesel di emergenza

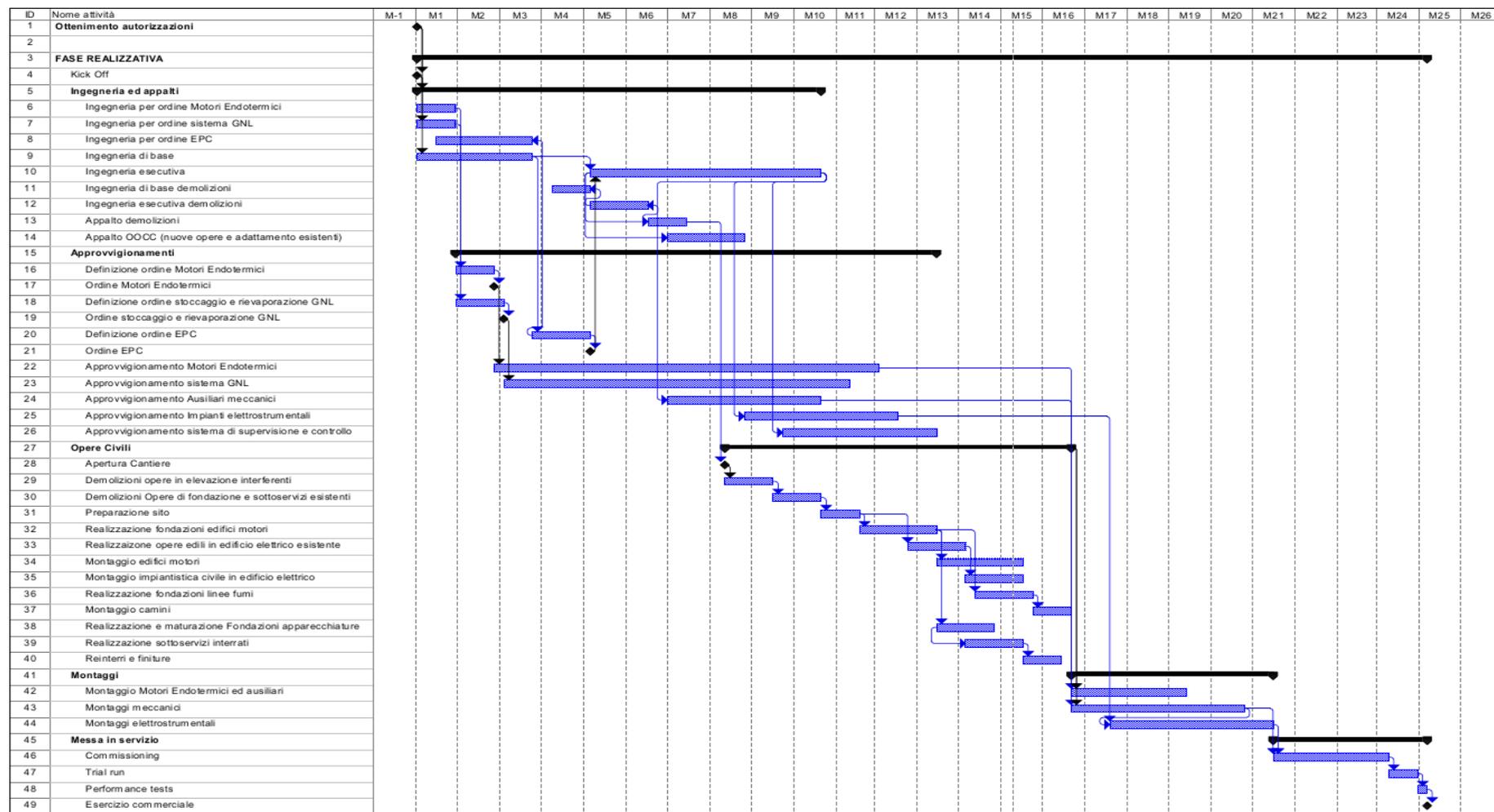
Figura 3 – Planimetria generale del nuovo impianto a motori Estratto da Elaborato R013

3.5 Cronoprogramma lavori

I lavori di realizzazione del nuovo Impianto a Motori sono stimati in circa 24 mesi dall'avvio delle attività.

Un cronoprogramma di massima dell'iniziativa è riportato nell'elaborato "Cronoprogramma lavori", doc. R002 e nella figura seguente.

Figura 4 – Cronoprogramma lavori



4 Prestazioni tecniche ed ambientali del nuovo impianto a motori

4.1 Descrizione del nuovo impianto a motori a gas

Il nuovo impianto sarà costituito dai seguenti sistemi principali:

- 2 motori alternativi a combustione interna alimentati a gas naturale e gasolio, alternatori sincroni, filtri aria aspirata, silenziatori di scarico, camini, SME;
- Sistemi di abbattimento inquinanti nei fumi (catalizzatori CO, sistemi SCR);
- Sistemi elettrici AT (trasformatore step-up, stazione A.T.);
- Sistemi elettrici MT/BT (trasformatori ausiliari, power center, MCC, batterie, etc.), Impianti di distribuzione (derivazioni, cavi e vie cavi);
- Impianti di servizio (luce, forza motrice);
- Impianti speciali (rivelazione fughe gas, incendi, ecc.);
- Sistemi di stoccaggio criogenico GNL con rievaporazione atmosferica e adduzione combustibile ai motori;
- Sistemi di stoccaggio gasolio e adduzione combustibile ai motori;
- Sistemi ausiliari (olio di lubrificazione, circuito di raffreddamento in ciclo chiuso, circuito di raffreddamento con torre evaporativa, aria compressa, antincendio).
- DCS.

4.2 Composizione gas di riferimento

Nella tabella seguente si riporta la composizione del gas naturale presa a riferimento per la progettazione del nuovo impianto a motori. La composizione potrà variare a seconda della provenienza del GNL utilizzato in impianto.

Composizione	% in volume/moli
Azoto	0.48
Metano	89.27
Etano	8.61
Propano	1.39
Isobutano	0.09
Butano	0.07
Isopentano	0.07
Pentano	0.02
	100.00%
Densità	0.755 kg/Sm ³
PCI	49144 kJ/kg
	37128.00 kJ/Sm ³

Tabella 1 – Composizione e caratteristiche Gas Naturale di riferimento

4.3 Caratteristiche gasolio di riferimento

Verrà utilizzato normale gasolio commerciale con eventuale percentuale di contenuto di biodiesel con caratteristiche chimico-fisiche dipendenti dalla fonte di approvvigionamento.

Saranno considerati i seguenti dati nominali di riferimento.

Densità	850 kg/m ³
LHV gasolio	42877 kJ/kg

4.4 Prestazioni di impianto

Nella seguente tabella 2 vengono riassunti i principali parametri che caratterizzano le prestazioni dell'impianto nel funzionamento a pieno carico dei due motori, in condizioni ISO (25°C, 60% UR), a temperatura ambiente 0 °C e 40 °C.

Le prestazioni delle tabelle seguenti sono da considerarsi Nominali come dichiarate dai costruttori.

La norma ISO3046 relativa ai motori endotermici prevede un margine di tolleranza del 5% sull'heat input (potenza del combustibile in ingresso) sulle prestazioni dichiarate dai costruttori.

Nel calcolo dei consumi di combustibile cumulati delle tabelle 4 e 5 si è applicato tale margine per avere il dato di consumo combustibili al lordo di tale tolleranza.

	NATURAL GAS OPERATION			
	MIN AMB	NOMINALE-ISO	MAX AMB	
MODEL				
CASE				Note:
INPUT DATA				
AIR TEMPERATURE DB °C	0	25	40	
RELATIVE HUMIDITY %	90	60	60	
SITE ELEVATION m	100	100	100	
FUEL	NATURAL GAS	NATURAL GAS	NATURAL GAS	
COOLING SYSTEM	WATER COOLING	WATER COOLING	WATER COOLING	
FUEL LHV kJ/kg	49144	49144	49144	
OUTPUT DATA				
ENGINE OPERATING	2	2	2	
ENGINE OUTPUT KW	18500	18500	18500	
TOTAL OUTPUT KW	37000	37000	37000	
AUXILIAIRES CALCULATIONS				
TOTAL AUXILIARY CONSUMPTIONS	300.0	402.0	620.0	
TOTAL TRANSFORMER LOSSES	185	185	185	
MISCELLANEOUS AND MARGIN KW	100	100	100	
POWER PLANT ABSORBED POWER KW	585	687	905	
PLANT PERFORMANCES	EXPECTED	EXPECTED	EXPECTED	
ENGINES POWER OUTPUT KW	37000.0	37000.0	37000.0	
ENGINES GROSS HEAT RATE	7446	7446	7446	
ELECTRICAL EFFICIENCY %	48.35%	48.35%	48.35%	Senza considerare la tolleranza ISO 3046 del 5% sull'heat input
FUEL CONSUMPTION KW	76528	76528	76528	
FUEL CONSUMPTION KG/H	5606	5606	5606	
FUEL CONSUMPTION Sm3/H	7425	7425	7425	
ELECTRICAL AUXILIARIES CONSUMPTION KW	585	687	905	
FRACTION OF PLANT GROSS POWER OUTPUT	1.6%	1.9%	2.4%	
NET POWER OUTPUT KW	36415.0	36313.0	36095.0	
NET HEAT RATE kJ/kWh	7565.6	7586.9	7632.7	
NET EFFICIENCY %	47.58%	47.45%	47.17%	Senza considerare la tolleranza ISO 3046 del 5% sull'heat input

	DIESEL OIL			
	MIN AMB	NOMINALE-ISO	MAX AMB	
MODEL				
CASE				Note:
INPUT DATA				
AIR TEMPERATURE DB °C	0	25	40	
RELATIVE HUMIDITY %	90	60	60	
SITE ELEVATION m	100	100	100	
FUEL	DIESEL OIL	DIESEL OIL	DIESEL OIL	
COOLING SYSTEM	WATER COOLING	WATER COOLING	WATER COOLING	
FUEL LHV kJ/kg	42877	42877	42877	
OUTPUT DATA				
ENGINE OPERATING	2	2	2	
ENGINE OUTPUT KW	18500	18500	18500	
TOTAL OUTPUT KW	37000	37000	37000.000	
AUXILIAIRES CALCULATIONS				
TOTAL AUXILIARY CONSUMPTIONS	389.0	503.0	720.0	
TOTAL TRANSFORMER LOSSES	185	185	185	
MISCELLANEOUS AND MARGIN KW	100	100	100	
POWER PLANT ABSORBED POWER KW	674	788	1005	
PLANT PERFORMANCES	EXPECTED	EXPECTED	EXPECTED	
ENGINES POWER OUTPUT KW	37000.0	37000.0	37000.0	
ENGINES GROSS HEAT RATE	7638	7638	7638	
ELECTRICAL EFFICIENCY %	47.13%	47.13%	47.13%	Senza considerare la tolleranza ISO 3046 del 5% sull'heat input
FUEL CONSUMPTION KW	78502	78502	78502	
FUEL CONSUMPTION KG/H	6591	6591	6591	
FUEL CONSUMPTION Sm3/H				
ELECTRICAL AUXILIARIES CONSUMPTION kW	674	788	1005	
FRACTION OF PLANT GROSS POWER OUTPUT	1.8%	2.1%	2.7%	
NET POWER OUTPUT KW	36326.0	36212.0	35995.0	
NET HEAT RATE kJ/kWh	7779.7	7804.2	7851.3	
NET EFFICIENCY %	46.27%	46.13%	45.85%	Senza considerare la tolleranza ISO 3046 del 5% sull'heat input

Tabella 2 – Prestazioni nominali a base load sezione di produzione a motori

4.5 Produzioni e consumi dell’Impianto a Motori

Nelle tabelle seguenti sono presentate le stime relative alle produzioni di energia elettrica ed ai consumi nell’ipotesi di esercizio per 8.760 ore l’anno a pieno carico (scenario di riferimento ai fini autorizzativi).

REGIME DI FUNZIONAMENTO PREVISTO	Massimo autorizzativo
Ore anno di esercizio	8760
Ore max di esercizio giornaliera	24
Numero avviamenti anno	50
Numero fermate anno	50
Energia elettrica LORDA prodotta anno (MWh) *	324120
Energia elettrica NETTA prodotta anno (MWh) *	318102

* calcolata ipotizzando performances medie @ 25 °C ambiente

Tabella 3 – Regime di funzionamento previsto: produzioni

ELENCO AUTOCONSUMI FUNZIONAMENTO A GAS

	U.M.	Consumo atteso stimato MASSIMO AUTORIZZATIVO	Tipologia
Combustibili			
Gas naturale a MOTORI	kg/h	5,886	Consumo nominale + margine del 5% (tolleranza ISO3046)
Gas naturale a MOTORI	Sm ³ /h	7,796	Consumo nominale + margine del 5% (tolleranza ISO3046)
Gas naturale a MOTORI	t/anno	51,564	Consumo nominale + margine del 5% (tolleranza ISO3046)
Gas naturale a MOTORI	Sm ³ /anno	68,297	Consumo nominale + margine del 5% (tolleranza ISO3046)
Gasolio per gruppo elettrogeno	t/anno	225	
Acqua grezza			
Acqua servizi	t/g	1.0	Da rete acqua servizi
Acqua servizi	t/anno	365.0	Da rete acqua servizi
Acqua demineralizzata reintegro CCCW			
Acqua demineralizzata	t/g	0.2	Prelevata da rete impianto esistente
Acqua demineralizzata	t/anno	68.1	Prelevata da rete impianto esistente
Acqua grezza reintegro circuito torri			
Acqua industriale	t/h	67.0	Prelevata da rete impianto esistente
Acqua industriale	t/anno	586,703.8	Prelevata da rete impianto esistente
Acqua potabile			
Acqua potabile	t/g	2	
Acqua potabile	t/anno	60.0	
Olio lubrificante MOTORI			
Consumo olio	t/anno	115.4	Olio di lubrificazione
Soluzione Urea per controllo emissioni			
Soluzione Urea 40%	t/h	0.22	Urea in soluzione 40%
Soluzione Urea 40%	t/anno	1927.2	Urea in soluzione 40%
Chimici per acqua demi reintegro circuiti raffreddamento			
Inibitore di corrosione	l/anno	4	
Chimici per acqua di torre			
Ipoclorito di sodio	t/anno	25	
Antincrostante e inibitore di corrosione	t/anno	18	
Biocida	l/anno	5	
Disperdente	l/anno	6	

Consumi medi giornalieri per impianto funzionante in condizioni NOMINALI

Tabella 4 – Regime di funzionamento previsto GAS NATURALE: consumi

ELENCO AUTOCONSUMI FUNZIONAMENTO A GASOLIO

	U.M.	Consumo atteso stimato	Tipologia
		MASSIMO AUTORIZZATIVO	
Combustibili			
Gasolio a MOTORI	kg/h	6,921	Consumo nominale + margine del 5% (tolleranza ISO3046)
Gasolio a MOTORI	t/anno	60,625	Consumo nominale + margine del 5% (tolleranza ISO3046)
Gasolio per gruppo elettrogeno	t/anno	225	
Acqua grezza			
Acqua servizi	t/g	1.0	Da rete acqua servizi
Acqua servizi	t/anno	365.0	Da rete acqua servizi
Acqua demineralizzata reintegro CCCW			
Acqua demineralizzata	t/g	0.2	Prelevata da rete impianto esistente
Acqua demineralizzata	t/anno	68.1	Prelevata da rete impianto esistente
Acqua grezza reintegro circuito torri			
Acqua industriale	t/h	76.8	Prelevata da rete impianto esistente
Acqua industriale	t/anno	672,383.9	Prelevata da rete impianto esistente
Acqua potabile			
Acqua potabile	t/g	2	
Acqua potabile	t/anno	60.0	
Olio lubrificante MOTORI			
Consumo olio	t/anno	169.8	Olio di lubrificazione
Soluzione Urea per controllo emissioni			
Soluzione Urea 40%	t/h	1.10	Urea in soluzione 40%
Soluzione Urea 40%	t/anno	9636.0	Urea in soluzione 40%

Chimici per acqua demi reintegro circuiti raffreddamento			
Inibitore di corrosione	l/anno	4	
Chimici per acqua di torre			
Ipcloclorito di sodio	t/anno	25	
Antincrostante e inibitore di corrosione	t/anno	18	
Biocida	l/anno	5	
Disperdente	l/anno	6	

Consumi medi giornalieri per impianto funzionante in condizioni NOMINALI

Tabella 5 – Regime di funzionamento previsto GASOLIO: consumi

4.6 Emissioni in atmosfera dell'impianto a motori

I gas di scarico dai due motori, dopo trattamenti, saranno convogliati in due canne di altezza pari a 30 m, inserite nella esistente torre fumi della caldaia 1 dell'impianto ad olio esistente dalla quale saranno espulsi in atmosfera ad una altezza di 180 m.

I punti di emissione in atmosfera del Nuovo impianto a Motori saranno denominati come segue:

- Canna fumi M1 (Motore 1): EM1
- Canna fumi M2 (Motore 2): EM2
- Camino principale M1+M2: E6

Utilizzando il sistema di riduzione di NOx e CO, installato su ogni linea fumi, per i gas di scarico dei singoli motori, in condizioni di normale funzionamento, saranno rispettati i seguenti valori di concentrazione (NOx e CO riferiti ad una concentrazione media giornaliera e NH3 riferito ad una concentrazione media annua):

Emissioni NATURAL GAS	Media giornaliera	
	Conc (mg/Nm ³)@15% O ₂	
NOx		75
CO		100
NH3		10
Formaldeide		15

Per Formaldeide: media periodo campionamento

Emissioni DIESEL OIL	Media giornaliera	
	Conc (mg/Nm ³)@15% O ₂	
NOx		145
CO		100
NH3		15
Polveri		20
SO ₂		60

Tabella 6 – Limiti emissivi considerati per ciascun motore

Facendo riferimento ai combustibili di cui al paragrafo 4.2, le caratteristiche dei fumi di scarico da ciascun motogeneratore sono le seguenti.

Scenario emissivo NATURAL GAS

Camino	Altezza camino (m)	Diametro interno camino (m)	velocità dei fumi allo sbocco (m/s)	T dei fumi al camino (°C)	Portata fumi secchi (Nm ³ /h) @15% O ₂
EM1	30	1.6	31.2	400	131009
EM2	30	1.6	31.2	400	131009
E6 (EM1+EM2)	180	4.25	8.8	400	262018

Scenario emissivo DIESEL OIL

Camino	Altezza camino (m)	Diametro interno camino (m)	velocità dei fumi allo sbocco (m/s)	T dei fumi al camino (°C)	Portata fumi secchi (Nm ³ /h) @15% O ₂
EM1	30	1.6	32.2	303	141129
EM2	30	1.6	32.2	303	141129
E6 (EM1+EM2)	180	4.25	9.1	303	282257

Tabella 7 – Caratteristiche dei fumi in uscita dai motogeneratori

Per quanto riguarda le emissioni di formaldeide, il valore di concentrazione medio garantito nel periodo di campionamento è di 15 mg/Nm³ (fumi secchi @ 15% O₂).

Per quanto riguarda le emissioni di CH₄, il valore di concentrazione medio garantito nel periodo di campionamento è di 500 mg/Nm³ (fumi secchi @ 15% O₂).

Ciascuna delle due canne dei singoli motori sarà dotata di Sistema di Monitoraggio Emissioni (SME) in continuo delle emissioni, che monitorerà i principali parametri di processo quali: portata fumi, %ossigeno, temperatura, pressione e la concentrazione di ossidi di azoto (NO_x), ossidi di zolfo (SO_x), monossido di carbonio (CO), particolato e ammoniaca (NH₃).

4.7 Emissioni in atmosfera nei transitori dei motori

I motori in progetto sono idonei ad operare nell'ambito del "capacity market" ovvero potranno far parte dei nuovi sistemi di generazione elettrica di cui dovrà dotarsi il Paese, caratterizzati da altissima garanzia di esercizio, flessibilità, modulabilità ed efficienza perché chiamati a garantire la continuità del servizio, in sicurezza ed economia, con modalità di esercizio non di base, ma di integrazione della produzione elettrica da fonti rinnovabili.

I motori endotermici in progetto, in grado di andare a regime in pochi minuti, caratterizzati da elevate efficienza elettrica (superiore al 45%) e modulabilità (i motori possono essere eserciti in modo indipendente l'uno dall'altro), saranno chiamati in esercizio nei casi in cui si presenterà la necessità di sopperire tempestivamente ai fabbisogni del sistema elettrico nazionale ovvero nelle situazioni di emergenza correlate a eventi atmosferici e climatici estremi o a scompensi tra produzione e consumo di energia elettrica determinati dal crescente peso specifico della generazione da fonti rinnovabili non programmabili.

Il nuovo impianto è stato dunque concepito per rispondere ad un'esigenza del gestore della Rete elettrica di Trasmissione Nazionale (RTN) di installare, in maniera diffusa sul territorio nazionale, impianti di produzione di energia elettrica ad elevata affidabilità e flessibilità di funzionamento, capaci di andare a regime in pochi minuti, per compensare la produzione elettrica discontinua, fluttuante e non programmabile degli impianti a fonte rinnovabile. Tale esigenza del gestore della Rete nasce per aumentare l'affidabilità e la sicurezza della fornitura di energia elettrica al Sistema Paese che, ad oggi, proprio per la produzione consistente di energia elettrica da fonti rinnovabili, pari a circa il 33,5% (dato riferito all'anno 2015 e pari ad un'energia elettrica di circa 110 TWh) dei consumi lordi nazionali, presenta un rischio oggettivo di black out.

La necessità di installare questa tipologia di impianti è stata riportata all'interno della Strategia Energetica Nazionale 2017 con il duplice obiettivo di rendere più sicura la RTN e di permettere lo sviluppo ulteriore della produzione elettrica da fonti rinnovabili, al 2030, fino al 55% dei consumi lordi nazionali.

Dunque, il nuovo Impianto opererà sul mercato dell'energia elettrica, che ne stabilirà i programmi di carico, pertanto non è possibile prevedere il numero effettivo di ore di funzionamento annuo e, di conseguenza, il numero di avviamenti e fermate: il funzionamento del nuovo Impianto varierà in funzione delle esigenze di mercato.

La durata dei transitori di avviamento meccanico ed operativo dei nuovi motori potrà variare indicativamente tra 10 e 30 minuti, a seconda della tipologia di avviamento stesso (a tiepido, a freddo), cui può seguire un tempo di riscaldamento e regimazione dei sistemi catalitici di abbattimento emissioni, dipendente dal dimensionamento del catalizzatore. In caso di fermata, la durata del transitorio del motore richiede generalmente un tempo di circa 1 minuto, eventualmente preceduto da un tempo di predisposizione dell'assetto di fermata.

Nel caso peggiore (avviamento a freddo), le emissioni massiche di NOx di un motore della Centrale associate ad una fermata e ad un successivo riavvio sono stimate pari a quelle emesse dal funzionamento di un motore, al massimo carico, per circa 4-4.5 h ore.

Le emissioni massiche di CO di un motore della Centrale associate ad una fermata e ad un successivo riavvio sono stimate pari a quelle emesse dal funzionamento di un motore, al massimo carico, per circa 1.5-2 ore.

Poiché le fermate dettate dal mercato dell'energia elettrica presentano una durata tipica di almeno 5-6 ore, ne consegue che le emissioni di NOx e di CO del nuovo Impianto associate ai transitori di avviamento e spegnimento risulteranno comunque compensate dalle fermate dell'impianto stesso.

4.8 Effluenti liquidi dell'impianto a motori

Il nuovo impianto genererà le seguenti tipologie di scarichi di processo ed effluenti, ciascuna gestita con una rete dedicata:

- Acque potenzialmente inquinabili da olio: acque di lavaggio della sala macchine e dell'edificio ausiliari, dei cabinati pompe, acque meteoriche ricadenti all'interno dei bacini di contenimento dei serbatoi del gasolio, dell'olio lubrificante e nell'area del generatore diesel di emergenza e da acque meteoriche ricadenti all'interno delle vasche dei trasformatori ausiliari;
- Acque potenzialmente inquinabili da sostanze acide/basiche: acque meteoriche ricadenti nella zona del trattamento fumi e dei camini; acque di drenaggio del bacino di contenimento soluzione ureica e acque in uscita dal trattamento CPI delle acque oleose;
- Acque meteoriche non contaminate provenienti dalle coperture degli edifici e dai piazzali del nuovo impianto, dal blow down delle torri di raffreddamento;
- Acque biologiche provenienti dai servizi igienici previsti nell'edificio controllo a servizio dei motori.

Per la descrizione della gestione dei suddetti effluenti si rimanda al successivo capitolo 6.2.

Nella seguente tabella sono riportate le stime relative agli effluenti liquidi generati dalla nuova sezione a motori.

ELENCO EMISSIONI LIQUIDE FUNZIONAMENTO A GAS

	U.M.	Emissioni attese	Tipologia
		MASSIMO AUTORIZZATIVO	
Acqua torre blow down			
Acqua di torre	t/h	39.7	A rete raccolta acque meteoriche
Acqua di torre	t/anno	347,923	A rete raccolta acque meteoriche
Acqua torre evaporato			
Acqua di torre	t/h	27.1	
Acqua di torre	t/anno	237,587	
Scarichi circuiti raffreddamento			
Svuotamento circuito di raffreddamento	t /anno	3.00	Svuotamento in rete esistente acque meteoriche
Acque reflue meteoriche non contaminate	t/g	discontinuo	
Acque reflue dilavamento aree potenzialmente oleose	t/g	discontinuo	Dilavamento aree potenzialmente oleose
Acque reflue dilavamento aree potenzialmente acide	t/g	discontinuo	Dilavamento aree potenzialmente acide
Acque nere sanitarie	t/g	2.0	

Emissioni medie giornaliere per impianto funzionante in condizioni NOMINALI

Tabella 8 – Regime di funzionamento previsto GAS NATURALE: effluenti liquidi

ELENCO EMISSIONI LIQUIDE FUNZIONAMENTO A GASOLIO

	U.M.	Emissioni attese	Tipologia
		MASSIMO AUTORIZZATIVO	
Acqua torre blow down			
Acqua di torre	t/h	39.7	A rete raccolta acque meteoriche
Acqua di torre	t/anno	347,923.2	A rete raccolta acque meteoriche
Acqua torre evaporato			
Acqua di torre	t/h	36.9	
Acqua di torre	t/anno	322,838.4	
Scarichi circuiti raffreddamento			
Svuotamento circuito di raffreddamento	t /anno	3.00	Svuotamento in rete esistente acque meteoriche
Acque reflue meteoriche non contaminate	t/g	discontinuo	
Acque reflue dilavamento aree potenzialmente oleose	t/g	discontinuo	Dilavamento aree potenzialmente oleose
Acque reflue dilavamento aree potenzialmente acide	t/g	discontinuo	Dilavamento aree potenzialmente acide
Acque nere sanitarie	t/g	2.0	

Emissioni medie giornaliere per impianto funzionante in condizioni NOMINALI

Tabella 9 – Regime di funzionamento previsto GAS NATURALE: effluenti liquidi

4.9 Rifiuti dell'impianto a motori

Nella tabella seguente sono presentate le stime relative ai principali rifiuti generati dall'esercizio della centrale previsti nell'ipotesi di esercizio per 8760 ore l'anno a pieno carico (scenario di riferimento ai fini autorizzativi).

L'impianto produrrà ridotti quantitativi di rifiuti, prevalentemente oli esausti e materiali residuali da attività di manutenzione (in particolare filtri aria comburente, filtro olio e candele).

È prevista l'esecuzione di circa 1 cambio di olio all'anno: il quantitativo di olio esausto prodotto è stimato pari a circa 25 t.

Tutti i codici CER di cui alla Tabella seguente saranno oggetto di smaltimento a cura di Ottana Energia, che privilegerà laddove possibile una strategia di recupero e riciclo rispetto a quella dello smaltimento. Ottana Energia potrebbe avvalersi anche di società terze, titolari di regolare contratto, per lo smaltimento di tutti o alcuni dei codici CER indicati.

Nella seguente tabella sono riepilogati indicativamente i rifiuti prodotti e la frequenza di rimozione.

Tabella 10 *Produzione indicativa annua di rifiuti alla capacità produttiva*

Descrizione	CER	Produzione annua alla Capacità Produttiva	Note
olio esausto	13.02.05	25 t	
filtri aria	15.02.03	0,2 t	
Ceneri leggere	100104*	0,2 t	
Plastica	170203	0,2 t	
Fanghi da collettori	130503*	200 t	
Imballaggi contaminati	150110*	2 t	
Stracci, materiale assorbente	150202*	5	
Catalizzatore	160802*	20t	
O-Ring guarnizioni plastiche contaminate	170204*	0,2 t	
Materiali isolanti	170603*	1 t	
Terra e rocce	170503*	1 t	

Oltre ai rifiuti sopra elencati, saranno previsti anche altri rifiuti derivanti dalla normale operatività dell'impianto quali contenitori di plastica o ferro, materiali di scarto (ferrosi ed elettronici), imballaggi, stracci e tessuti usati per pulizie, ecc.

In fase di costruzione i rifiuti prodotti comprenderanno:

- residui di demolizione di opere civili e impianti: il progetto ha stimato un quantitativo di circa 1500 m³ di calcestruzzo e 150 t di ferri di armatura, circa 20 t di pozzetti e circa 12 t di tubi in materiale plastico della rete acque reflue e della rete elettrica. Non si è ancora stimato il quantitativo di materiale proveniente dalla dismissione degli impianti esistenti, composto per la maggior parte da rottami metallici;

- residui di scavo per la realizzazione delle opere di fondazione dei nuovi impianti, stimati in circa 5.300 m³;
- imballaggi delle apparecchiature da installare;
- sfridi e residui di materiali utilizzati nella costruzione.

Tutti i residui prodotti in fase di costruzione, incluse le terre di scavo, saranno gestiti come rifiuti, privilegiando il recupero allo smaltimento. I rinterri, pari a 2.300 m³, saranno eseguiti con materiale riciclato misto stabilizzato approvvigionato dall'esterno

4.10 Impatto acustico

Le principali sorgenti acustiche presenti in Centrale saranno:

- i motori;
- i ventilatori dell'aria ausiliaria e dell'aria motore;
- i ventilatori aria del fabbricato;
- i ventilatori per il raffreddamento dei radiatori;
- il camino;
- la tubazione fumi e l'impianto SCR;
- i trasformatori
- il fabbricato macchine.

L'intervento di installazione dell'impianto verrà progettato in modo da rispettare le vigenti normative in tema di emissioni acustiche, prevedendo in particolare:

- impiego di materiali termo-fonoassorbenti, di opportuno spessore, lungo il percorso fumi dai motori ai camini;
- silenziatori nel sistema di aspirazione aria;
- silenziatori nei condotti di scarico fumi;
- silenziatori su tutti gli scarichi in atmosfera utilizzati in avviamento o in esercizio; non vengono silenziate le valvole di sicurezza a molla in quanto il loro intervento ha carattere di eccezionalità e brevissima durata;
- pannellatura antirumore per edificio motori ed eventuali cabinati per pompe e organi in movimento.

Nella tabella seguente sono riportate le potenze sonore tipiche in dB(A) al netto delle attenuazioni dovute ai silenziatori.

ID Sorgente	Descrizione sorgente	Num Sorg	Potenza sonora dB(A)	Ubicazione
S1	Motore	2	131	Interna al fabbricato macchine (S10)
S2	Camino principale	1	50	Esterna
S3	Tubazioni fumi	2	83	Esterna
S4	Ventilatori Sistemi Ausiliari	2	82	Esterna
S5	Ventilatori aria Generatore	4	76	Esterna
S6	Condotto di uscita aria Sala Macchine	6	91	Esterna
S7	Presa aria comburente	2	87	Esterna
S8	Torre di raffreddamento	1	110,1	Esterna
S9	Trasformatore	2	75	Esterno
S10	Fabbricato macchine	1	101	Esterno
S11	Edificio ausiliari	1	82,5	Esterno
S12	Shelter pompe urea, olio e gasolio	3	83,2	Esterno
S13	Sistema stoccaggio GNL (cumulativo)	1	85	Esterno
S14	Pompe circolazione acqua di torre	1	85	Esterno

Tabella 11 – Potenze sonore tipiche

I fabbricati macchine, dove sono ubicati i motori, hanno le pareti ed il tetto costruiti con pannellatura fonoassorbente in acciaio con interposto materiale isolante.

L'impatto acustico del progetto è analizzato in dettaglio nella Valutazione previsionale di impatto acustico, allegato allo studio Preliminare Ambientale.

5 Descrizione tecnica e definizione dei sistemi

La centrale nel suo assetto post rifacimento sarà costituita dai sistemi/apparecchiature principali descritti nel seguito. Per quanto riguarda la disposizione planimetrica dell'impianto si faccia riferimento al disegno allegato alla presente relazione, doc. R13 Planimetria generale nuovi interventi.

Nota: gli schemi di cui alle figure nei paragrafi seguenti rappresentano schemi tipici che potranno essere modificati in fase esecutiva in relazione al fornitore del motogeneratore o alla ottimizzazione dei circuiti senza tuttavia modificare le prestazioni complessive e le caratteristiche funzionali ed emissivi dell'impianto.

5.1 Motori a gas e ausiliari

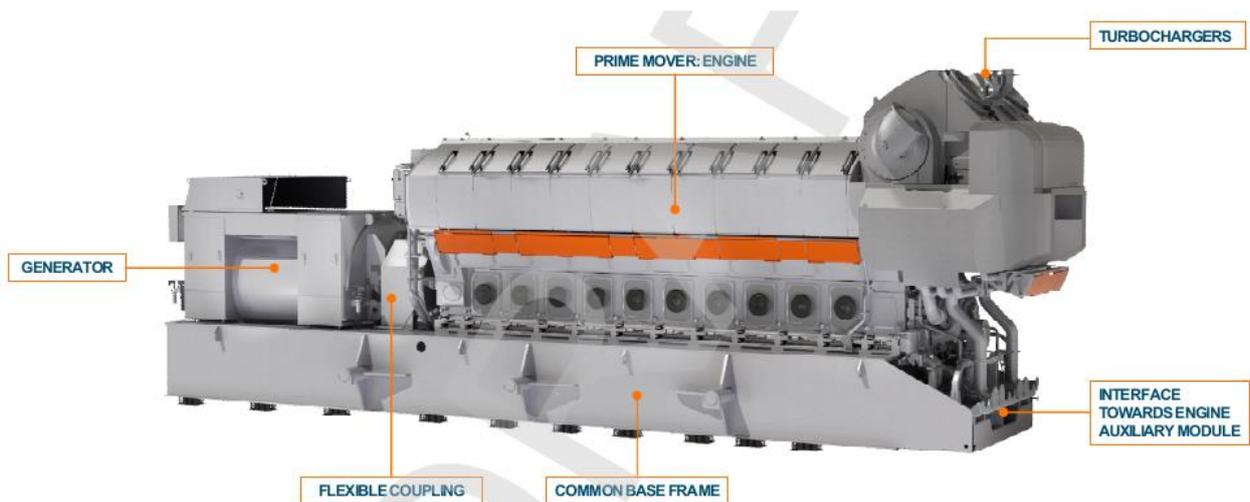


Figura 6 – Corpo motogeneratore

I componenti principali dell'impianto sono:

- 2 motori a combustione interna turbocompressi, dual fuel alimentati a gas/gasolio, con le seguenti caratteristiche:

Configurazione	18 cilindri a V
Alesaggio	500 mm
Corsa	580 mm
Velocità di rotazione	500 giri/min

- 2 generatori sincroni brushless raffreddati ad aria accoppiati ai relativi motori tramite giunti flessibili. I giunti sono progettati in maniera tale che una coppia anomala trasmessa dal generatore (es. per un parallelo in controfase o un cortocircuito trifase) danneggi l'elemento elastico senza però provocare rotture alle parti del motore;
- sistema di aspirazione aria completo di filtrazione, silenziatori, ecc.;

- sistema di scarico completo di silenziatori, condotti, canne espulsione e sistemi di abbattimento delle emissioni (catalizzatore CO, sistema SCR).

Lo skid motore + generatore è rappresentato nella figura seguente.

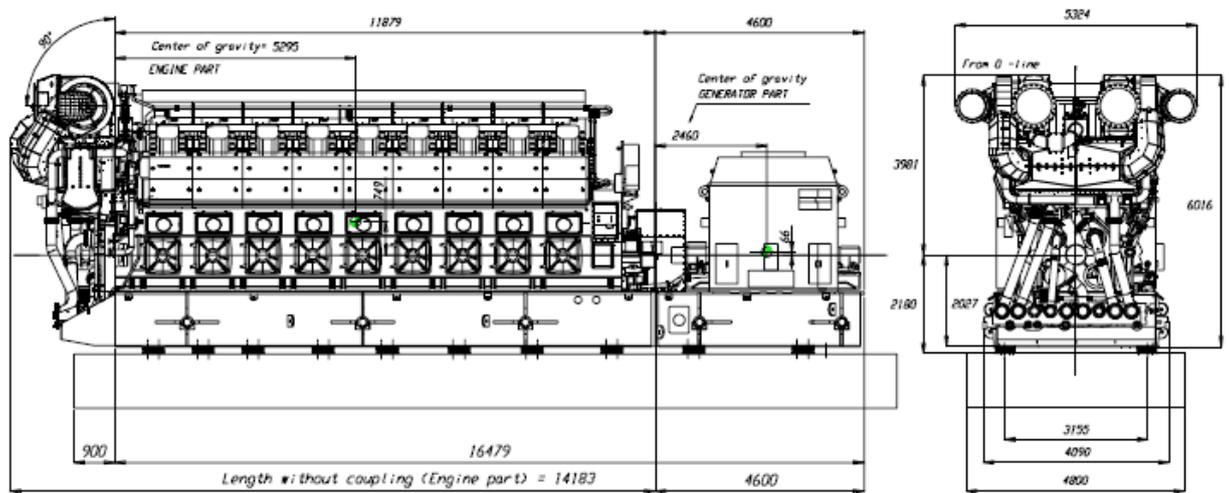


Figura 7 – Sezione motore e generatore

5.1.1 Sistema di lubrificazione

Il sistema di lubrificazione comprende i serbatoi del nuovo olio e di quello usato/di servizio e le pompe per il carico/scarico delle singole coppe dei motori.

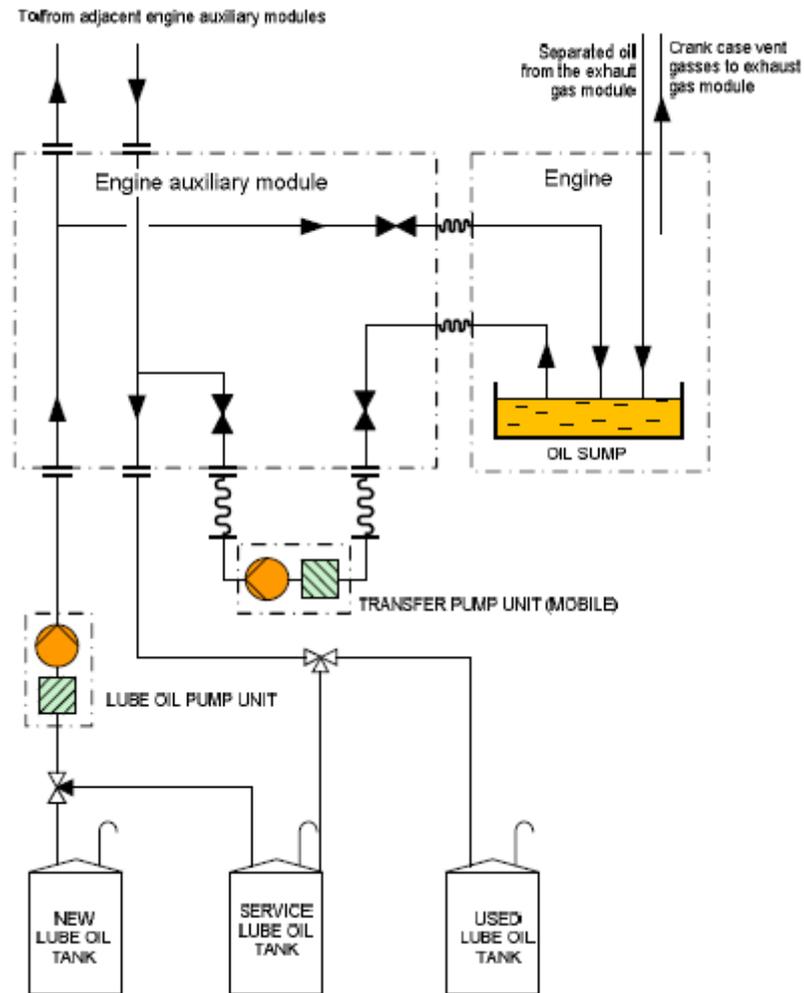


Figura 8 – Schema tipico del sistema di lubrificazione dell'impianto

A bordo del motore, una pompa a ingranaggi fornisce l'olio ai cuscinetti dell'albero motore, al sistema dei bilancieri, all'albero a camme e ai turbocompressori.

La coppa è dotata di trasmettitori di livello con allarme e blocco su diverse soglie.

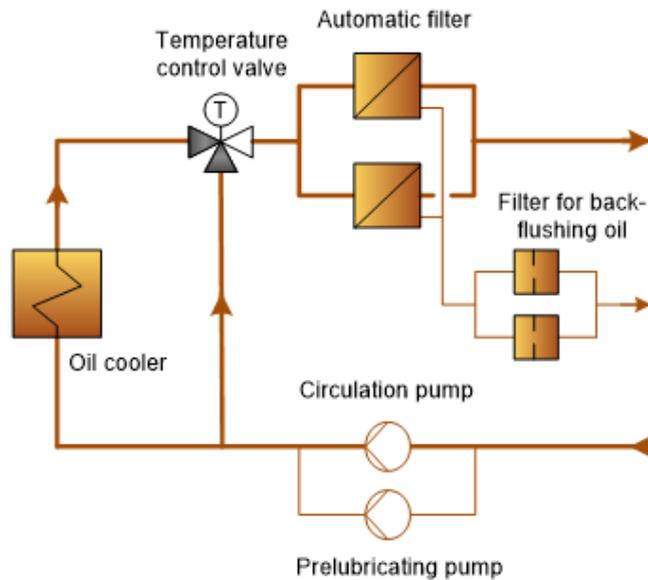


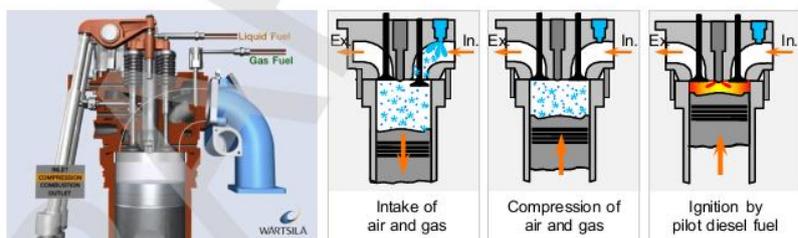
Figura 9 – Schema tipico del sistema di lubrificazione a bordo macchina

5.1.2 Esercizio Dual Fuel

I motori potranno essere alimentati a gas naturale o a gasolio (con eventuale percentuale di biodiesel fino al 30%). In modalità gas naturale motore opererà secondo il ciclo “otto” mentre in esercizio a gasolio secondo il ciclo “diesel”.

GAS MODE

- Otto Process
- Low pressure gas
- Ignition by pilot fuel



DIESEL MODE

- Diesel Process
- Direct Injection

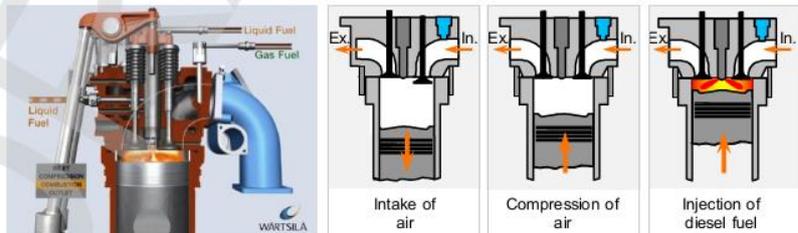


Figura 10 – Cicli termodinamici del motore Dual Fuel

Nella modalità di funzionamento a gas naturale sarà prevista una fiamma pilota a gasolio pari a circa l'1% dell'energia del combustibile immessa).

Si potrà avere un passaggio automatico e istantaneo dalla modalità gas alla modalità diesel senza perdita di potenza o velocità del motore.

Da modalità diesel è previsto il passaggio in modalità gas su richiesta a carichi inferiori all'80% senza perdita di potenza o velocità del motore.

5.1.3 Sistema alimentazione gas naturale

Il sistema provvede ad alimentare i motori con gas naturale alla corretta pressione, temperatura e grado di filtrazione. Il gas arriva ai motori attraverso una rampa dedicata denominata Compact Gas Ramp (CGR) comprendente:

- filtrazione;
- valvole di riduzione pressione;
- valvola shut-off di emergenza;
- valvole di sfiato.

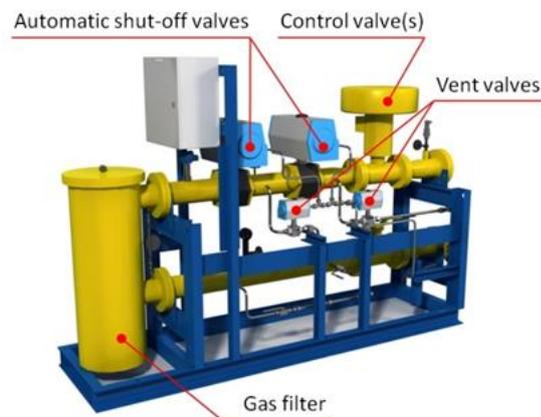


Figura 11 – Compact Gas Ramp del gruppo motogeneratore

Il gas è alimentato alla CGR da un collettore comune ai motori in arrivo dal sistema di stoccaggio criogenico e rievaporazione, descritto al paragrafo 5.1.9.

La pressione a monte della CGR normalmente è regolata a 6-8 barg, quindi si ipotizza una pressione in uscita dalla stazione di stoccaggio e rievaporazione gas di circa 7-9 barg.

La temperatura minima richiesta in ingresso ai motori è di 5°C oppure 15°C al di sopra del dewpoint di acqua e idrocarburi (il valore più alto tra quelli indicati).

Nel complesso, l'alimentazione di gas ai motori è schematizzata come segue:

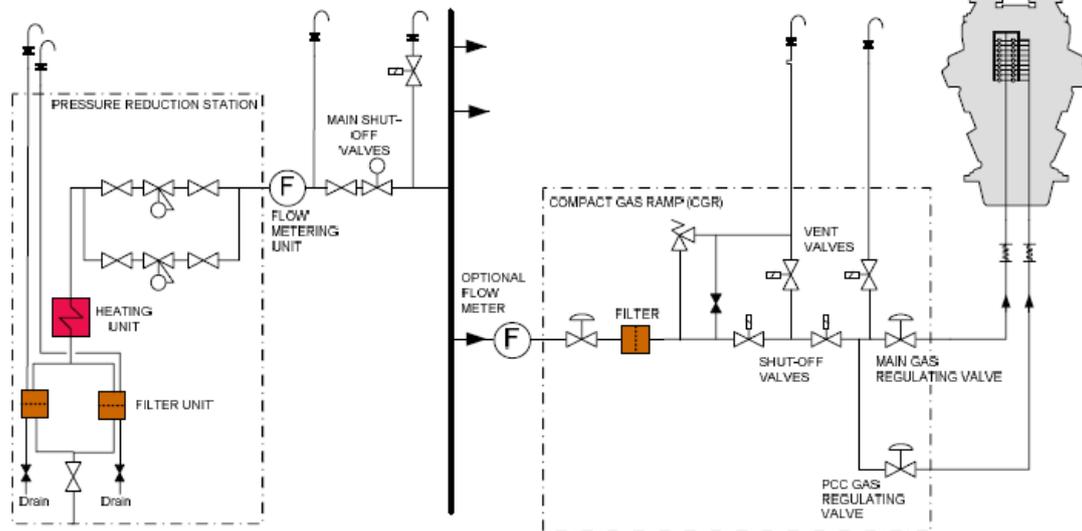


Figura 12 – Schema tipico del sistema alimentazione Gas ai Motori

Fisicamente la Compact Gas Ramp è montata in prossimità del gruppo motogeneratore quale parte integrante del cosiddetto Modulo Ausiliari.

In figura seguente un tipico di installazione del modulo ausiliari con la Compact Gas Ramp.

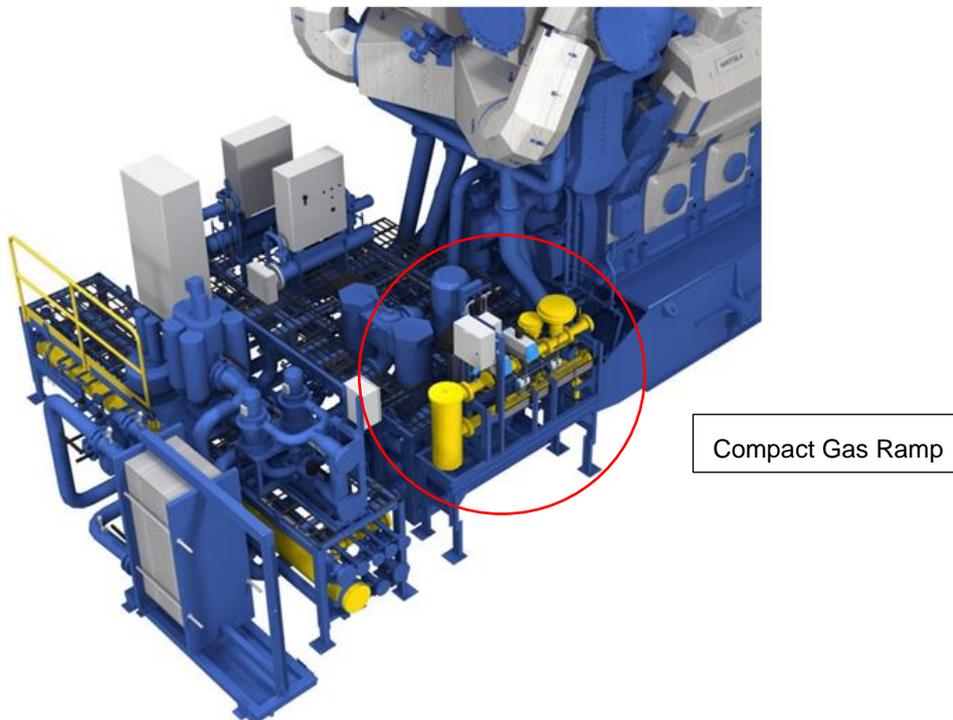


Figura 13 – Modulo ausiliari del motogeneratore con gruppo olio lubrificazione e Compact Gas Ramp

5.1.4 Sistema alimentazione gasolio

Il sistema provvede ad alimentare i motori con gasolio alla corretta pressione, temperatura e grado di filtrazione. Il gasolio di combustione viene prelevato da un serbatoio di stoccaggio giornaliero (daily tank) e arriva ai motori attraverso un modulo dedicato denominato LFO feeder comprendente:

- filtrazione;
- pompe;
- valvola shut-off di emergenza;

A bordo motore è installata l'unità denominata Booster Unit che provvede all'iniezione del gasolio in camera di combustione.

È presente nel Nuovo Impianto a Motori uno stoccaggio a lungo termine costituito da due serbatoi, descritto al paragrafo 5.1.10.



Figura 14 – Schema di principio dell'alimentazione a gasolio al gruppo motogeneratore

5.1.5 Sistema di raffreddamento

Il sistema provvede al raffreddamento dei motori mediante la circolazione di acqua demineralizzata in ciclo chiuso raffreddata mediante acqua di torre evaporativa con appositi scambiatori installati in sala macchine.

Saranno presenti due circuiti di raffreddamento, uno ad alta e uno a bassa temperatura che potranno essere collegati in serie per ottimizzare le prestazioni.

L'acqua demineralizzata è additivata con inibitori di corrosione.

Il circuito di raffreddamento è chiuso per cui non è previsto un consumo di acqua (se non per esigui quantitativi di reintegro), che è invece necessaria al momento del primo riempimento oppure come riempimento o integrazione a valle di una eventuale manutenzione.

I sottosistemi che necessitano di raffreddamento sono:

- camicie dei motori
- turbocompressori
- aria comburente in uscita dai turbocompressori
- olio di lubrificazione

In caso di avviamento da freddo il sistema provvede anche al preriscaldamento dell'olio di lubrificazione. Di seguito uno schema dei circuiti principali:

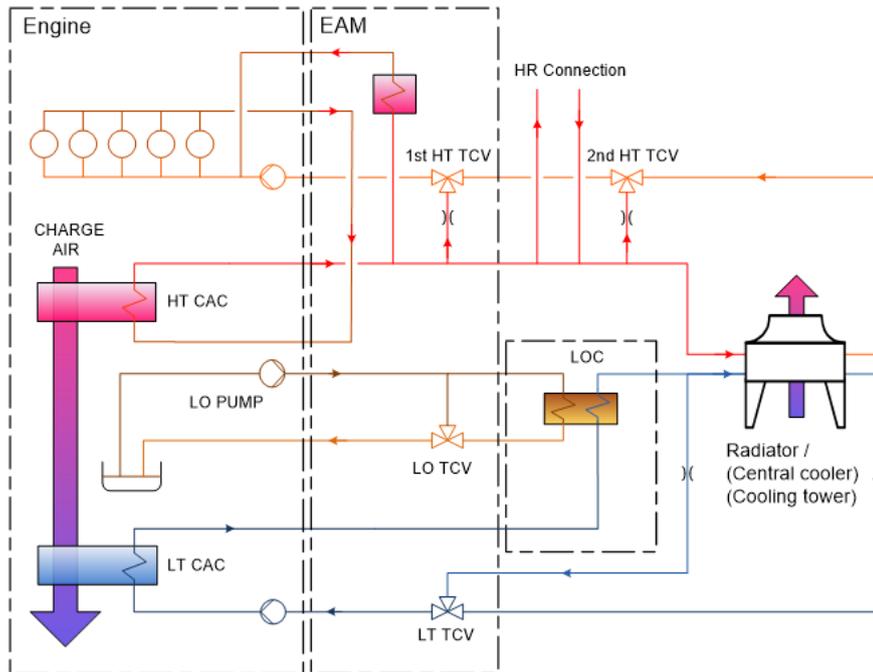


Figura 15 – Schema tipico del sistema di raffreddamento motogeneratore, circuiti alta temperatura e bassa temperatura

5.1.6 Sistema di avviamento ad aria compressa e sistema aria strumenti

I motori sono avviati per mezzo di un'iniezione diretta di aria compressa nei cilindri attraverso delle valvole controllate da un albero a camme.

L'aria di avviamento viene automaticamente bloccata dal sistema di controllo del motore quando è in funzione il viratore, impedendo così l'avviamento.

La pressione nominale del sistema di avviamento è di 30 barg e solitamente l'accumulo di aria compressa viene dimensionato per 14 avviamenti in un'ora, per il totale numero dei motori.

L'aria compressa per avviamento sarà prodotta da due unità di compressione di tipo doppio e stoccata in due serbatoi anch'essi dimensionati per 14 tentativi di avviamento in un'ora.

Sarà installata anche una unità di compressione e trattamento aria per alimentare la rete di aria strumenti della centrale motogeneratori. Sarà prevista la possibilità di interconnettere il sistema di aria di avviamento al sistema aria strumenti attraverso una opportuna riduzione di pressione per una maggiore disponibilità.

Nella figura seguente è rappresentato il sistema aria compressa nel caso di fornitura completa anche del package aria strumenti.

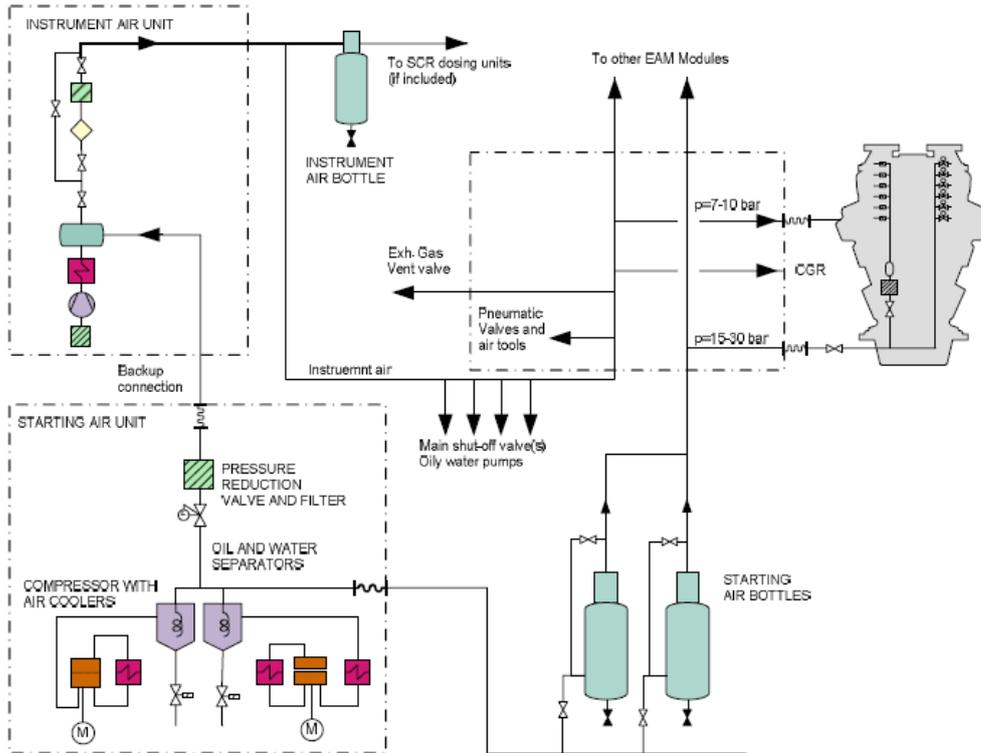


Figura 16 – Schema tipico del sistema aria compressa di avviamento

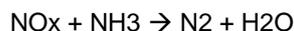
5.1.7 Sistemi di abbattimento degli inquinanti

Per ottenere livelli emissivi in accordo al cap 4 è necessario installare opportuni sistemi di abbattimento sui fumi di scarico. In particolare sono previsti:

- Catalizzatore ossidante per l'abbattimento di monossido di carbonio (CO) e formaldeide (CH₂O, solo per funzionamento a gas) e composti volatili del carbonio (VOC) secondo le reazioni:
 - $CO + O_2 \rightarrow CO_2$
 - $C_mH_n + O_2 \rightarrow CO_2 + H_2O$
 - $C_mH_nO + O_2 \rightarrow CO_2 + H_2O$

Il materiale attivo del catalizzatore è tipicamente un metallo nobile (platino oppure palladio o una combinazione dei due).

- Sistema SCR (Selective Catalytic Reduction) per la riduzione degli ossidi di azoto (NO_x). In questo sistema è necessario un reagente che sulla superficie di un catalizzatore abbatta gli NO_x secondo la reazione:



Come reagente sarà utilizzata urea in soluzione acquosa al 40% in peso. Il reagente sarà preparato a partire da urea granulata e stoccata in due appositi serbatoi con una capacità di 40 m³ ciascuno, realizzati in vetroresina di altezza circa 6.5 m.

Il sistema SCR è di seguito schematizzato. Il catalizzatore ossidante è installato di norma a monte dell'iniezione di urea nei fumi.

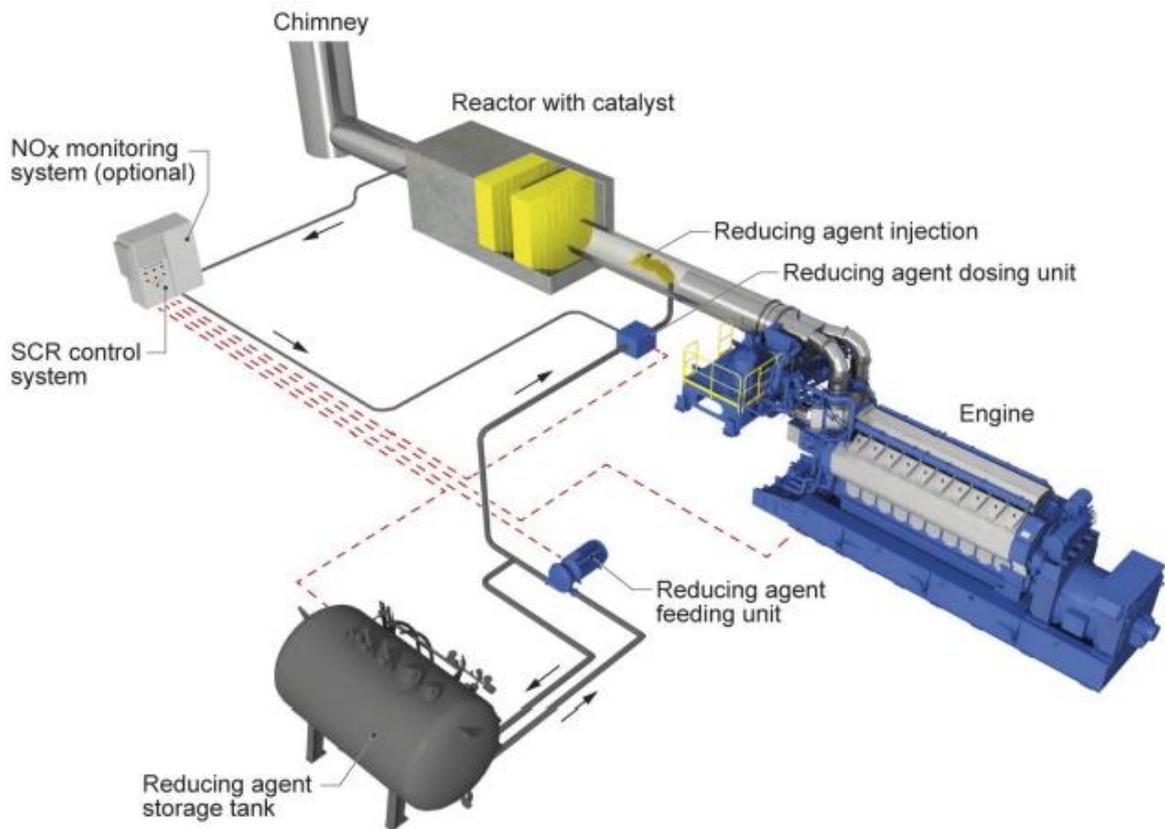


Figura 17 – Schema tipico del sistema di abbattimento inquinanti

I nuovi camini di ciascun motore saranno dotati di un Sistema di Monitoraggio delle Emissioni (SME) conforme agli standard ed alle normative attuali in tema di monitoraggio, nonché dei parametri operativi prescritti dalle Conclusioni sulle BAT., che monitorerà i principali parametri di processo quali: portata fumi, % ossigeno, temperatura e la concentrazione di ossidi di azoto (NOx), monossido di carbonio (CO) e ammoniaca (NH₃).

5.1.8 Sala macchine

I motori saranno alloggiati in una sala macchine realizzata in carpenteria metallica con le pareti in pannellature fonoassorbenti con classe di resistenza al fuoco idonea.

La sala macchine, alloggerà 2 gruppi motogeneratori con i relativi ausiliari. Sarà anche presente un carroponete dedicato alle operazioni di manutenzione.

Le dimensioni complessive di ciascuna sala macchine saranno di circa 25 m di lunghezza, 29 m di larghezza per un'altezza al colmo di 11.3 m.

Ciascuna baia motore e le sale macchine saranno configurate come da figure seguenti. Si vedano anche gli elaborati grafici CSPCMM100009IMAG00 e CSPCMM100010IMAG00, Planimetrie sale macchine.

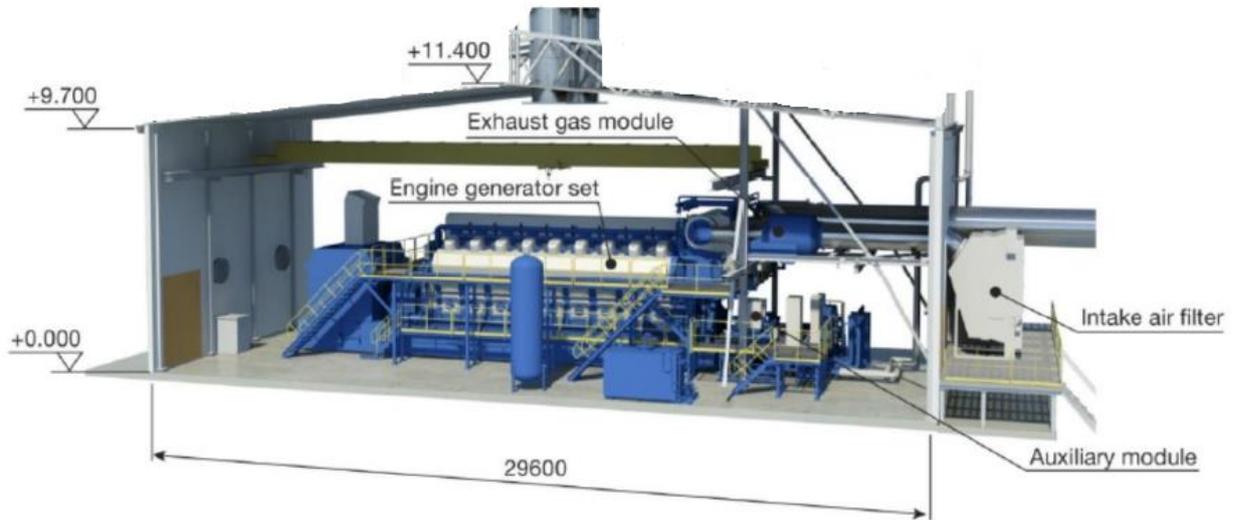
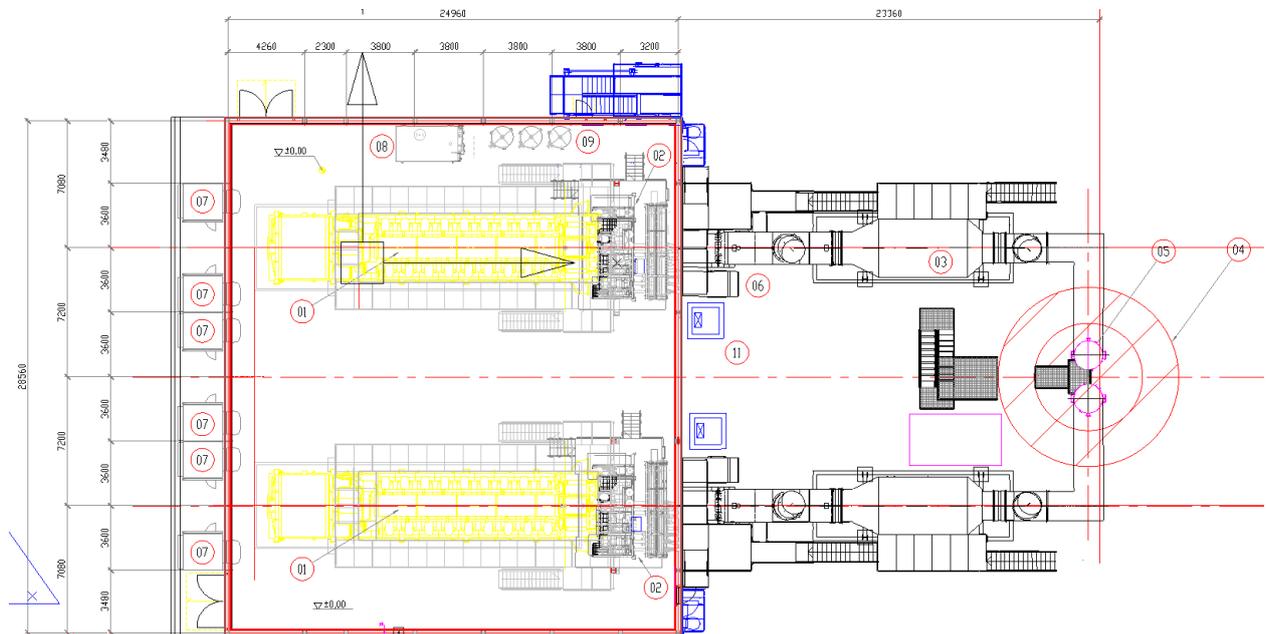


Figura 18 – Baia motore tipica

Estratto da Elaborato R22



LEGENDA		
POS.	DESCRIZIONE	PESO [kg]
01	Motogeneratore	388200
02	Moduli ausiliari e rampa gas	12105
03	SCR (Unità trattamento gas di scarico)	17000
04	Canne fumi esausti h 35 m	11000
05	Camino principale esistente h 185 m	4445
06	Modulo ventilazione locale Motogeneratori	2100
07	Modulo ventilazione locale Motogeneratori	3000
08	Apparecchio ausiliari Motogeneratori	11500
09	Stoccaggio aria di avviamento M.G.	2023
10		
11	Pozzetto raccolta acque oleose	
13	Unità di ventilazione d estrazione aria sola macchine	
32	Sistema di monitoraggio emissioni	4000

Figura 19 – Pianta sala macchine impianto a motori

Estratto da Elaborato R23

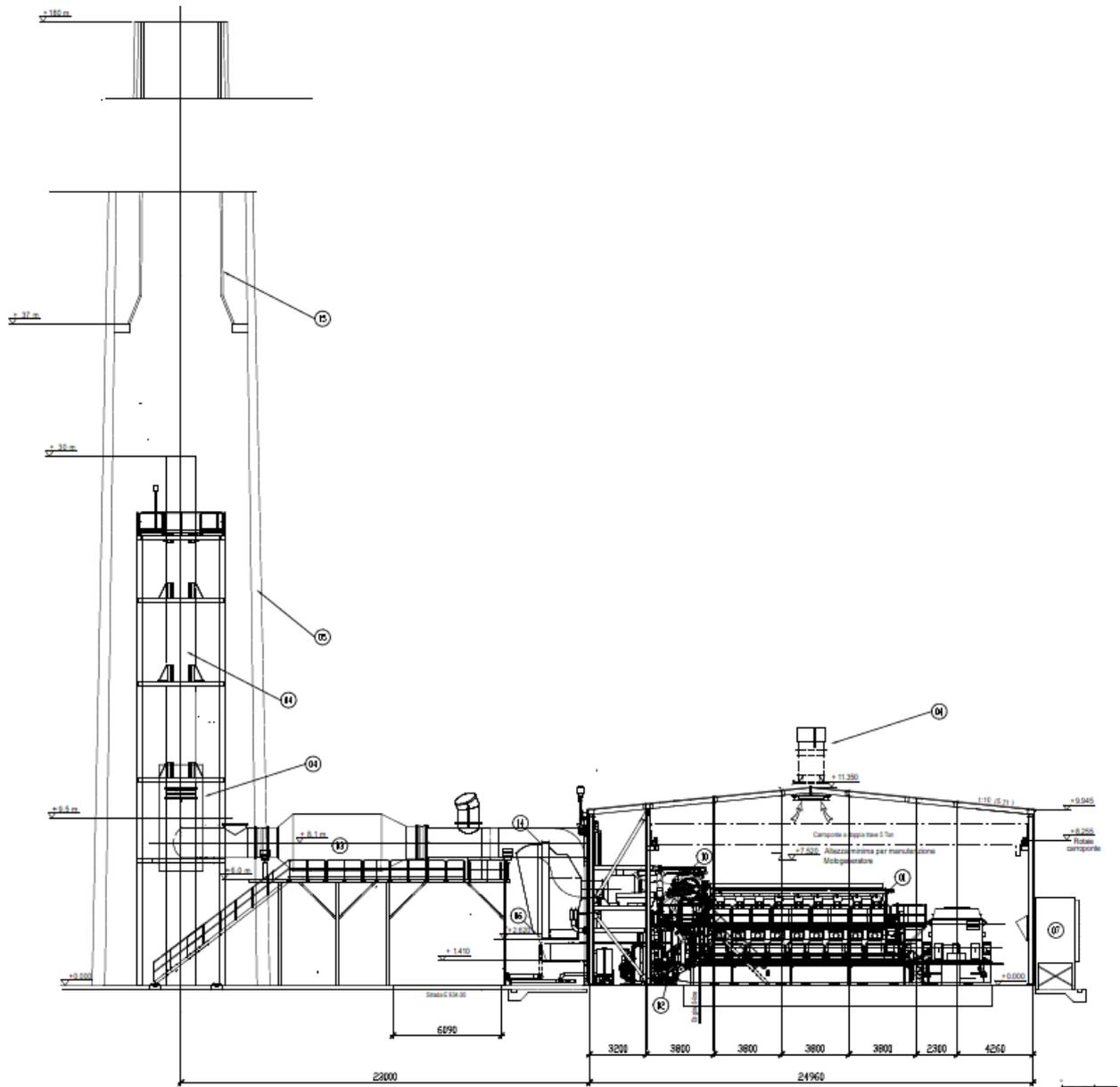


Figura 20 – Sezione sala macchine impianto a motori

5.1.9 Impianti di ventilazione e/o condizionamento

La sala macchine (“engine hall”) sarà dotata di un sistema di ventilazione necessario per rimuovere il calore generato dalle apparecchiature in funzione, fornire i necessari ricambi d’aria in accordo alle Norme vigenti, evitare l’ingresso di polveri dall’esterno mantenendo l’ambiente in leggera sovrappressione (max. 50 Pa). Il dimensionamento del sistema normalmente prevede un massimo di 50 ricambi/ora.

La ventilazione è garantita da tre ventilatori per ciascun motore, uno dal lato degli ausiliari e due dal lato generatore. Le aperture di uscita dell’aria sono realizzate tramite torrini sul tetto dell’edificio e possono a loro volta essere dotate di ventilatori di estrazione.

Una ventilazione minima è necessaria anche a motori fermi a causa della presenza di aree classificate. La ventilazione può essere interrotta se l'alimentazione di gas naturale è intercettata all'esterno della sala macchine. I ventilatori sono dotati di inverter che modulano in automatico la velocità per mantenere un setpoint ideale di temperatura interna non superiore a 10°C di differenza con la temperatura ambiente esterna.

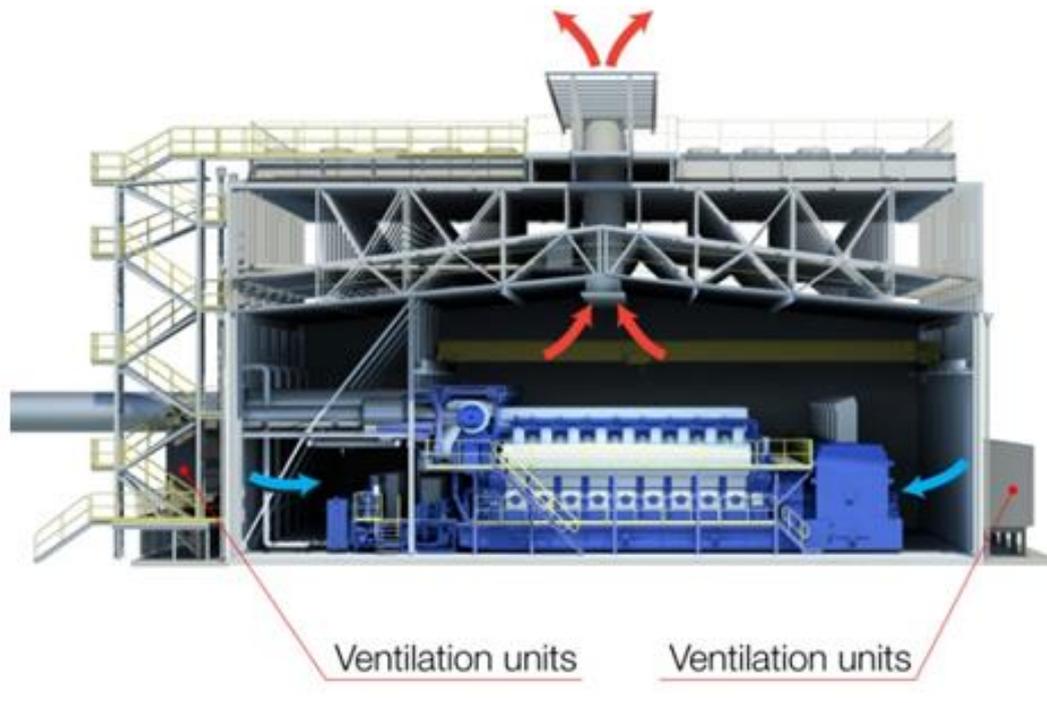


Figura 21 – Sezione sala macchine schema tipico della ventilazione

5.1.10 Sistema di stoccaggio e rievaporazione Gas Naturale Liquefatto

Stanti le incertezze di approvvigionamento del gas, che, in attesa della realizzazione dei previsti gasdotti, sarà assicurata in fase transitoria da autobotti provenienti dal deposito di GNL di Santa Giusta a Oristano, il proponente, per assicurare continuità di servizio ai nuovi motori, ha optato per l'installazione di macchine dual fuel, in grado cioè di operare anche alimentate a Gasolio (con eventuale percentuale di biodiesel).

Con approvvigionamento mediante autobotti, il gas liquefatto in condizioni criogeniche sarà stoccato in serbatoi criogenici dai quali verrà rievaporato per mezzo di scambiatori atmosferici per essere inviato ai motori.

La localizzazione dell'area di stoccaggio e rievaporazione è stata scelta in modo da essere lontana da aree di pericolo e facilmente raggiungibile dai mezzi di trasporto.

Lo stoccaggio sarà realizzato in due serbatoi orizzontali criogenici di capacità complessiva di 187 t.

Lo stoccaggio avverrà a temperatura di -161 °C. Dai serbatoi il gas sarà riscaldato e rievaporato per mezzo di due linee ridondate di evaporatori atmosferici, seguiti da un riscaldatore elettrico finale e da un gruppo di regolazione di pressione che potranno il gas alle condizioni adeguate all'alimentazione dei motori.

Dall'impianto di rievaporazione il gas raggiungerà i motori mediante tubazione su rack.

Le apparecchiature e gli impianti del sistema GNL saranno realizzate in accordo a tutte le norme e gli standards applicabili e dotato di tutte i presidi di sicurezza previsti.

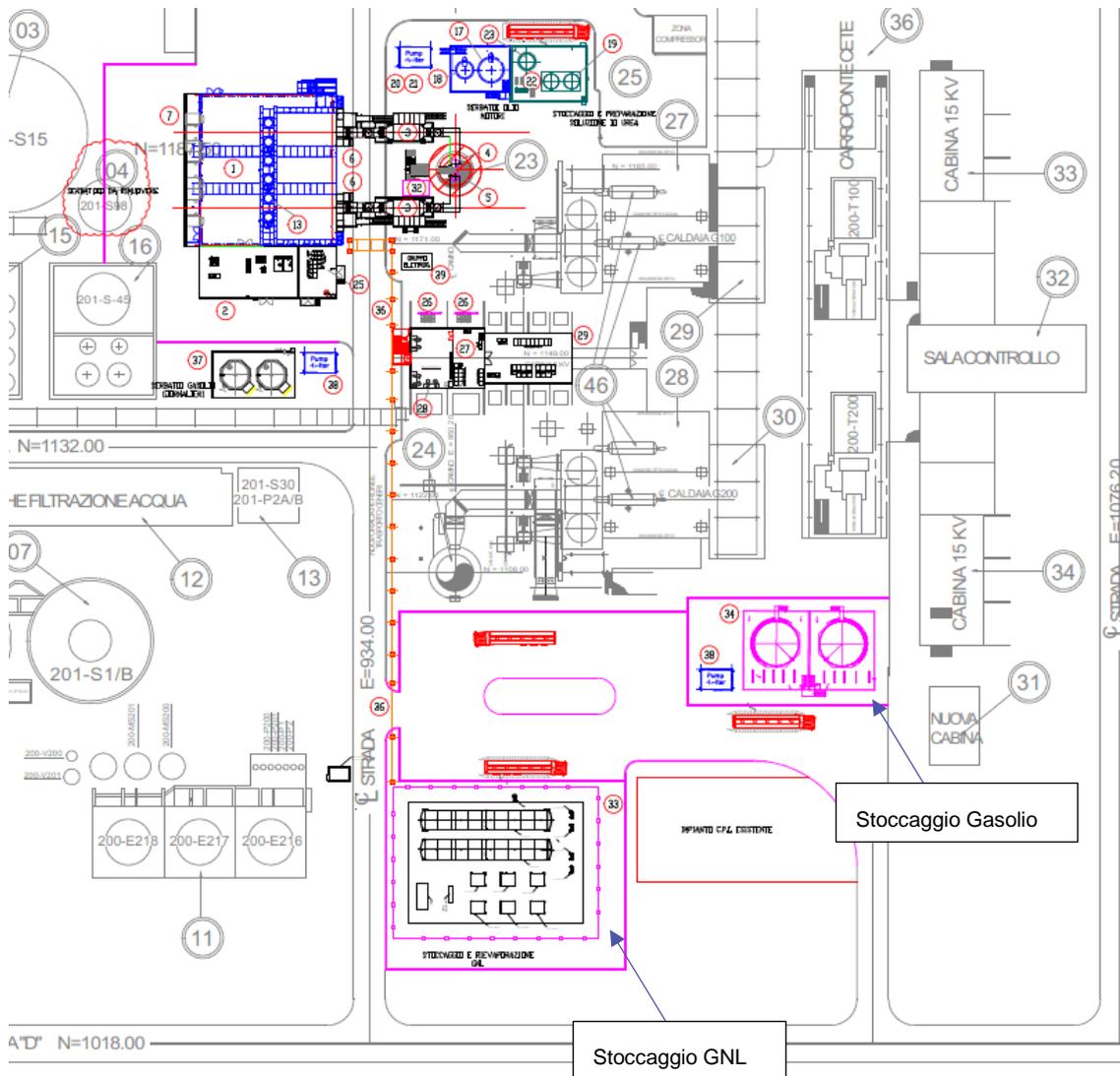


Figura 22 –Localizzazione aree di stoccaggio combustibili

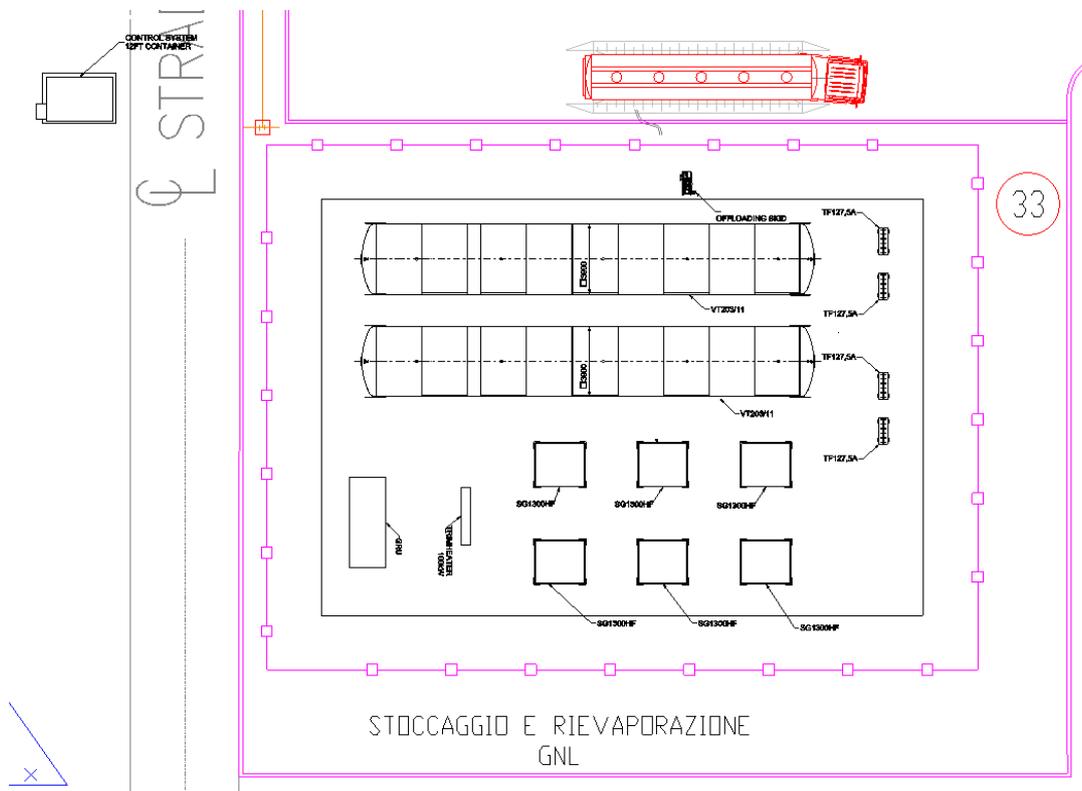


Figura 23 –Layout area stoccaggio e rievaporazione GNL

5.1.11 Sistema di stoccaggio gasolio

Il gasolio destinato alla combustione nei motori sarà approvvigionato mediante autobotti e stoccato in due serbatoi atmosferici di stoccaggio a lungo termine di capacità pari a 450 m³ ciascuno, dai quali verrà prelevato ed inviato mediante pompe ai serbatoi giornalieri situati in prossimità dell'edificio motori.

I serbatoi giornalieri saranno due ed avranno capacità pari a 100 m³ ciascuno.

Da questi delle pompe manderanno il gasolio al gruppo di regolazione ed iniezione dei motori, mediante tubazione su pipe rack.

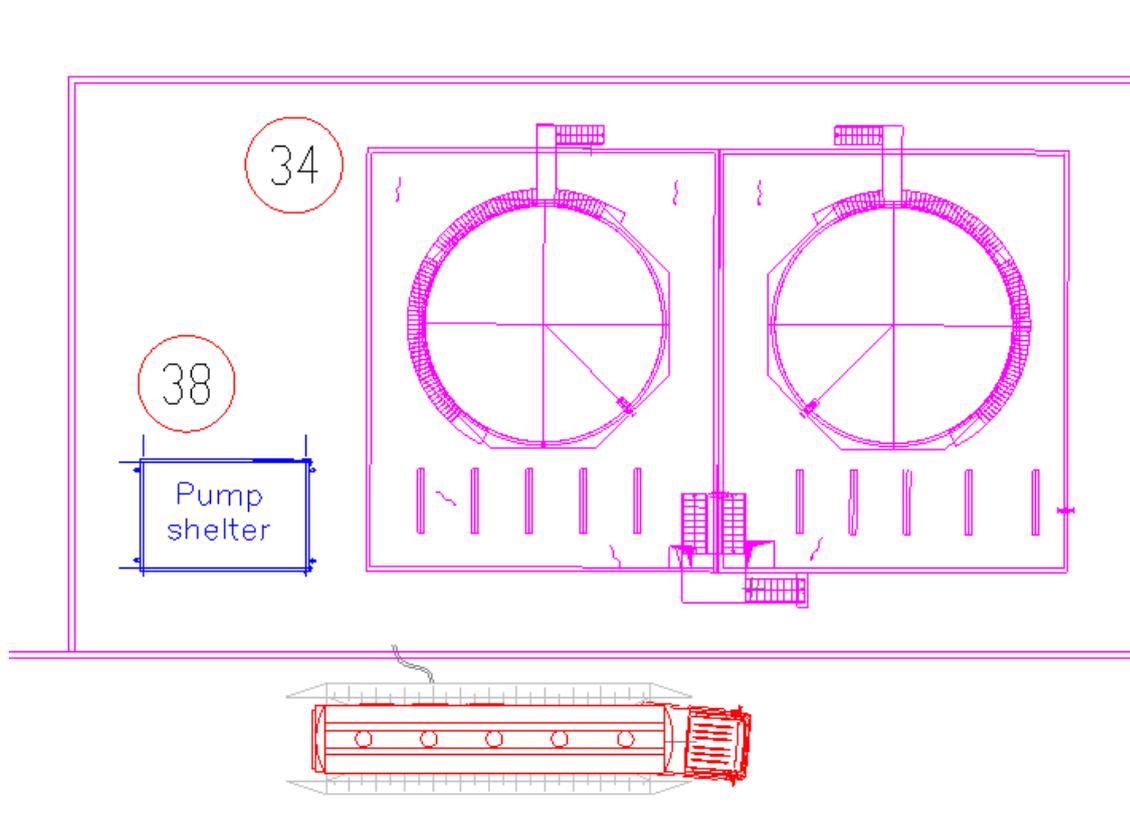


Figura 24 –Layout area stoccaggio gasolio a lungo termine

5.1.12 Sistema di protezione antincendio

La strategia antincendio adottata per le nuove unità di produzione di energia elettrica con motori endotermici a gas si basa su sistemi di protezione, previsti nelle varie parti che compongono la Centrale, tali da assicurare un elevato grado di sicurezza in caso di emergenza; i sistemi saranno progettati sulla base di quanto richiesto dalle norme vigenti, codici, standard di riferimento e di quanto deriva da criteri di buona ingegneria oltre che Corpo Nazionale dei Vigili del Fuoco per quanto riguarda i depositi e le apparecchiature contenenti GNL.

5.1.12.1 Scelte progettuali

In particolare, nella fase di studio preliminare sono individuati gli elementi e le zone a maggior rischio di incidente e nella valutazione del massimo rischio ipotizzabile, viene individuato lo scenario d'incendio di riferimento, definito in funzione del singolo evento incidentale e della relativa area di fuoco da proteggere e dei relativi impianti che in essa insistono.

La massima richiesta di acqua antincendio viene quindi calcolata tenendo conto dello scenario incidentale più gravoso e della corrispondente azione di salvaguardia da attivare.

Particolare importanza viene posta nelle strategie per la prevenzione ed il contenimento del potenziale rilascio di GNL. L'impianto è dotato in tutte le sue sezioni (sia nel deposito che nelle sale macchine e negli skid annessi) di valvole di intercettazione in ingresso ed uscita dalle apparecchiature principali (serbatoi, pompe, motori, vaporizzatori) e sulle linee principali di GNL in

uscita dai serbatoi e dagli altri organi, e parti di impianto, interessati dal passaggio del gas in fase liquida.

Tali sistemi hanno lo scopo di isolare le apparecchiature, presenti sull'impianto e i tratti di linea e di ridurre al minimo i potenziali rilasci di GNL e di gas naturale in caso di perdite.

Nella zona di scarico del GNL dalle autobotti sono previsti sistemi di intercettazione e sgancio rapido dei bracci di scarico, che permettono lo sgancio rapido dei bracci sia in manuale che in automatico, senza provocare danni strutturali.

Nella progettazione ed esecuzione dell'impianto saranno seguite le norme di buona tecnica e, inoltre, i seguenti criteri generali:

- saranno previsti il minor numero possibile di connessioni ai serbatoi, in specie in fase liquida;
- sarà prevista la strumentazione e gli accessori dei serbatoi connessi alla fase vapore dei serbatoi stessi;
- sarà prevista l'accessibilità a ciascun serbatoio e punto pericoloso almeno da una strada e l'aggregabilità con mezzi fissi o mobili da almeno due lati per le situazioni di emergenza;
- sarà realizzato l'impianto in modo da favorire la ventilazione e la diluizione di eventuali perdite di G.N.L., che saranno convogliate in luogo sicuro.

Saranno inoltre minimizzati gli accoppiamenti flangiati, in quanto punti di debolezza dell'impianto.

Ove si reputasse necessario le strutture di acciaio saranno protette da opportuno rivestimento, certificato, a prova di fuoco.

I serbatoi di stoccaggio del gasolio saranno invece della tipologia a singola parete metallica con idonea tecnica costruttiva meccanica, con rivestimento anticorrosione e protezione REI. Sarà garantita l'accessibilità almeno dai due lati ai mezzi dedicati allo spegnimento di eventuali incendi.

I serbatoi saranno installati all'interno di appositi bacini di contenimento avente capacità di stoccare almeno il 100% del volume critico richiesto, e posti al di fuori di aree soggette alla formazione di atmosfere esplosive.

Saranno previsti idonei dispositivi per la verifica in continuo del livello di liquido all'interno dei serbatoi, che non saranno riempiti per più del 90% della capacità volumetrica geometrica. Gli stessi saranno dotati comunque di tubazione di troppopieno posta nella parte alta del serbatoio, nonché di un sistema di sfiato ed ingasso di aria con rompi fiamma.

Saranno osservate le distanze di sicurezza previste dalla normativa relativamente al distanziamento da edifici abitati, depositi di altri materiali combustibili e/o esplosivi, linee elettriche aeree o altre apparecchiature di impianto in esercizio.

Le aree intorno ai serbatoi di GNL e di gasolio saranno mantenute sgombre da materiali (specialmente combustibili), per una fascia di ampiezza non inferiore ai 3 metri, all'interno della quale non è prevista presenza di vegetazione di alcun tipo.

Le apparecchiature contenenti lubrificanti o altri liquidi combustibili usati nel processo saranno provviste di adeguati bacini di contenimento impermeabilizzati e di superficie sufficientemente dimensionata.

5.1.12.2 Impianti di protezione

Dal punto di vista degli impianti di protezione, l'intero impianto sarà dotato di un sistema di rilevazione gas, incendi, perdite e di un sistema di allarme diffuso all'intera area operativa, composto da sirene ed allarmi ottico-acustici, in modo da rendere raggiungibile ciascun punto dell'impianto ed avvertire il personale anche in presenza di rumori di fondo.

Il sistema di rilevazione è progettato per:

- fornire una rivelazione la più possibile rapida e affidabile di gas, incendi o perdite,
- allertare il personale in impianto e in sala controllo;
- minimizzare il rischio al personale e all'impianto ed intraprendere azioni, predeterminate e codificate in base all'evento previsto, di prevenzione e controllo in uno stadio iniziale evitando l'aumento del pericolo dovuto al protrarsi della condizione di incidente;
- Le azioni, conseguenti all'emergenza, includono l'attivazione degli impianti antincendio e la partenza delle pompe ad esso dedicate;
- attivare le procedure di emergenza, previste in fase di studio, per fronteggiare le situazioni che possono verificarsi;

Per determinare la tipologia, la quantità e la dislocazione spaziale dei sensori è stato suddiviso l'intero impianto in zone e identificato, in ciascuna di esse, l'incidente più probabile le conseguenze che lo stesso potrebbe comportare.

La scelta dei rivelatori, in termini di principio operativo, quantità e localizzazione è definita considerando:

- tipo di combustibile che può essere presente;
- tipo di incendio da rivelare;
- condizioni ambientali: temperatura, direzione e velocità del vento, polveri o vapori presenti nell'aria, presenza di inquinanti, ostruzioni presenti nell'impianto;
- comportamento in termini di dispersione dei fumi o dei gas;
- performance richieste in termini di velocità di risposta;
- flussi dell'aria di ventilazione;
- possibili guasti e falsi allarmi;
- requisiti di manutenzione (frequenza e durata).

Il sistema di rivelazione gas, incendi e perdite una volta attivato da un possibile evento incidentale darà inizio alle seguenti procedure di sicurezza:

- allarme visivo e sonoro in Sala Controllo ed all'esterno della stessa;
- attivazione dei segnali necessari ad effettuare ESD;
- attivazione degli impianti fissi previsti su conferma dell'impianto di rivelazione incendi.

Un sistema di controllo dedicato avrà lo scopo di monitorare il buon funzionamento degli impianti sopra descritti e di segnalare, in tempo reale, eventuali guasti o malfunzionamenti.

Il monitoraggio costante sarà determinante per una maggiore efficienza, nel tempo, dell'intero sistema di rivelazione.

L'intera area in cui insistono gli impianti della Centrale è stata divisa in zone, in base alle caratteristiche fisiche, al tipo di impianto che in essa insiste ed in base alle condizioni operative che le caratterizzano e che comprendono:

- Le aree di processo, edifici, locali tecnologici, sistemi ausiliari di impianto, zone sensibili;
- Pareti resistenti a fuoco e gli ambienti in cui esse sono previste, strade di ampiezza adeguata,

- distanze di sicurezza e di protezione;
- Quantità e dislocamento di sostanze infiammabili;
- Dimensioni e caratteristiche dell'area da proteggere;
- Posizione delle aree e parti di sistema a rischio di incidente;

E' proprio lo studio delle componenti ambientali e la dislocazione dei sistemi di processo che consente una corretta valutazione di tutti gli eventi potenzialmente pericolosi associati a ciascuna area e dunque la corretta selezione e posizionamento delle apparecchiature del sistema di rilevazione gas, incendi e perdite.

Gli eventi potenzialmente pericolosi da considerare sono:

- perdite di gas naturale liquefatto
- perdite di gas naturale allo stato gassoso
- incendi nelle adiacenze dei punti pericolosi (sala macchine,- deposito di GNL, depositi gasolio)

Segnalatori di direzione e intensità del vento saranno previsti nel terminale per avere una costante indicazione del vento e quindi agevolare la gestione più efficace delle emergenze, in modo cioè da cercare di capire lo spostamento spaziale della nube critica in fase di eventuale rilascio.

In accordo alla UNI EN 1473 i rivelatori sono installati a protezione di:

- zona di scarico GNL dalle ATB
- linee di trasferimento;
- serbatoi di stoccaggio del GNL;
- aspirazione aria di compressori e motori diesel;
- sala macchine (in prossimità degli accessi, delle prese d'aria e all'interno dei locali)
- vaporizzatori;
- pompe GNL;
- flange;
- bacini di raccolta e punti di possibile accumulo di GNL;
- eventuali compressori gas di boil-off;
- edifici e punti di possibile accumulo di gas naturale;

L'installazione dei rivelatori, nelle varie zone individuate ed oggetto di controllo continuo, terrà conto del peso specifico del gas, della ventilazione, delle condizioni atmosferiche e dei risultati dei calcoli di dispersione atmosferica, in considerazione della specifica posizione dell'area in cui si sorge il deposito.

Il posizionamento viene scelto per consentire una rilevazione quanto più possibile veloce e accurata delle perdite.

I rivelatori installati in ogni zona sono ridondati e collegati con cavi indipendenti, e serviti da percorsi e cavidotti protetti, per consentire il monitoraggio continuo del corretto funzionamento.

I rivelatori e le apparecchiature utilizzati per il sistema di rilevazione gas, incendi e perdite sono i seguenti:

- Rivelatori di gas infiammabile;
- Rivelatori di fiamma;
- Rivelatori di incendio;
- Rivelatori di fumo;
- Pulsanti di allarme manuali.

L'intera centrale sarà inoltre protetta estendendo l'esistente anello interno della rete di Stabilimento, Protezione antincendio mediante idranti uni 70 ed uni 45 - estintori carrellati; la pensilina di scarico ATB sarà protetta da un impianto a diluvio; i sistemi di spegnimento saranno disposti in modo da poter intervenire su tutte le parti dell'impianto in modo efficace; saranno installati anche dei cannoncini idrici fissi e dislocati in luogo protetto da barriere in cls, per la maggior copertura delle zone sensibili.

La zona adiacente i depositi e gli altri punti pericolosi sarà protetta da sistemi di controllo dell'atmosfera con sensori che possono azionare la chiusura delle valvole di blocco previste.

In particolare, il deposito di GNL sarà provvisto di impianti ed attrezzature antincendio aventi le seguenti funzioni:

- controllare ed eventualmente estinguere rapidamente principi di incendio;
- raffreddare in caso di incendio i mezzi in fase di scarico;
- evitare la propagazione del fuoco agli impianti fissi ed ai mezzi mobili, e comunque alle zone adiacenti;
- ridurre i danni alle installazioni fisse o mobili in caso di incendio;
- favorire la diluizione nell'aria di eventuali perdite di G.N.L.;
- favorire l'avvicinamento degli operatori di soccorso agli organi di manovra, comando e controllo dell'impianto;

Il deposito del gasolio sarà anch'esso provvisto di impianti ed attrezzature antincendio aventi le seguenti funzioni:

- controllare ed eventualmente estinguere rapidamente principi di incendio;
- raffreddare in caso di incendio le pareti metalliche dei serbatoi;
- evitare la propagazione del fuoco agli impianti fissi ed ai mezzi mobili, e comunque alle zone adiacenti;
- ridurre i danni alle installazioni fisse o mobili in caso di incendio;
- favorire l'avvicinamento degli operatori di soccorso agli organi di manovra, comando e controllo dell'impianto;

A tal fine, sono previsti dei sistemi di rilascio di acqua mediante anelli toroidi con ugelli situati lungo la circonferenza del singolo serbatoio, all'altezza del tetto. L'adduzione di acqua avverrà dalla rete di distribuzione generale antincendio con linee dedicate.

Tutti gli elementi pericolosi dei depositi saranno dotati di protezione antincendio mediante impianti idrici o estintori.

La rete di idranti sarà provvista anche di attacchi di mandata per autopompa, installati in posizione facilmente accessibile e protetta.

Gli idranti saranno disposti ad intervalli regolari, saranno facilmente accessibili e saranno ubicati in modo da non subire danneggiamenti dovuti al traffico e comunque disposti in modo da coprire l'intera area degli elementi pericolosi dell'impianto. Gli idranti saranno corredati di cassetta di custodia con relative tubazioni flessibili, lance e chiavi. Le lance saranno a getto multiplo, pieno e frazionato.

I sistemi monitori saranno dislocati attorno alle aree a rischio di incidente per permettere di coprire tutta la superficie utile e saranno utilizzati anche per l'eventuale raffreddamento degli involucri dei serbatoi e dei vaporizzatori.

Gli impianti di raffreddamento invece saranno realizzati in modo che l'intera superficie delle zone da proteggere sia efficacemente ed uniformemente irrorata dall'acqua di raffreddamento, anche in presenza di vento.

Gli impianti di raffreddamento dei punti di scarico ATB saranno realizzati con tubi provvisti di ugelli spruzzatori disposti in modo da coprire tutta la possibile area di permanenza delle autocisterne o ferro cisterne durante le operazioni di travaso.

La portata d'acqua degli impianti di raffreddamento sarà dimensionata in funzione della superficie totale della cisterna di maggiori dimensioni sotto travaso e della proiezione orizzontale delle zone da proteggere. Gli impianti per il raffreddamento delle aree dei vari elementi pericolosi saranno intercettabili singolarmente.

Le valvole manuali di intercettazione degli impianti di raffreddamento saranno ubicate a distanza di sicurezza dai punti pericolosi.

Le tubazioni degli impianti di raffreddamento saranno munite di dispositivi di drenaggio, per consentirne lo svuotamento dopo l'utilizzo ed evitare ostruzioni o rotture per congelamento dell'acqua.

La portata complessiva d'acqua dell'impianto idrico antincendio sarà almeno pari a quella necessaria per il funzionamento contemporaneo di tutti gli impianti di raffreddamento posti entro un raggio di 30 m da quello, fra i possibili punti pericolosi, che richiede la maggiore portata d'acqua. L'alimentazione idrica degli impianti antincendio verrà prelevata da almeno tre punti indipendenti lungo l'anello esterno di stabilimento. La riserva idrica sarà costituita dalla vasca di adduzione comune a tutte le installazioni dello Stabilimento

Lo Stabilimento è collegato mediante un sistema di tubazioni di idoneo dimensionamento ad una serie di vasche dipendenti dall'invaso del lago Benzone. L'alimentazione alla rete di stabilimento è garantita in continuo per gravità, con una pressione minima pari a 4 kg/cm² (baseline di dimensionamento degli impianti). La riserva idrica principale è costituita dal lago Benzone da cui, mediante stazione di pompaggio di proprietà ENEL, l'acqua viene forzata ad una sovrastante vasca di carico da cui sono alimentati gli acquedotti del Consorzio Industriale (interrato) e quello del Consorzio di Bonifica (a canaletta). Tramite l'acquedotto del Consorzio Industriale, da cui dipende lo Stabilimento, viene alimentato il sottostante bacino generale da 350.000 mc e in sequenza, sempre tramite condotta, la vasca di accumulo da 35.000 mc. La vasca di accumulo costituisce la riserva idrica più prossima per la rete antincendio dello Stabilimento.

Nelle varie parti della Centrale saranno dislocati a parete ed appositamente segnalati un numero idoneo di estintori. Gli estintori saranno di tipo approvato dal Ministero dell'Interno.

Ogni elemento pericoloso dell'impianto sarà dotato di estintori per fuochi di classe B - C, portatili e/o carrellati. Gli estintori saranno disposti in posizione visibile e facilmente accessibile, a distanza di almeno 10 m dagli elementi pericolosi.

5.1.12.3 Segnaletica di sicurezza

La Centrale sarà corredata di adatta segnaletica, comprendente segnali di avvertimento, divieto e pericolo conformi alle disposizioni vigenti in materia, nonché segnaletica indicante le procedure di emergenza e la mappa delle risorse antincendio.

Sarà installata la cartellonistica di emergenza conforme al D.Lgs. n. 81/2008, avente il seguente scopo:

- avvertire di un rischio o di un pericolo le persone esposte;
- vietare comportamenti che potrebbero causare pericolo;
- prescrivere determinati comportamenti necessari ai fini della sicurezza;
- fornire indicazioni relative alle uscite di sicurezza, o ai mezzi di soccorso osalvataggio;
- fornire altre indicazioni in materia di sicurezza;

Saranno apposti cartelli indicanti:

- le uscite di sicurezza dei locali;
- la posizione dei pulsanti dei punti manuale di allarme;
- la posizione degli estintori a servizio dell'attività;

Saranno installati cartelli di:

- divieto;
- avvertimento;
- prescrizione;
- salvataggio o di soccorso;
- informazione in tutti i posti interni o esterni all'attività, nei quali è ritenuta opportuna la loro installazione;

Saranno installati in particolare i seguenti cartelli:

- divieto di usare fiamme libere;
- divieto di depositare sostanze infiammabili o combustibili;
- divieto di eseguire riparazioni o prove motori;
- divieto di parcheggiare veicoli con perdite anormali di carburante o lubrificante;
- divieto di fumare.

5.2 Sistema di automazione

Il sistema di automazione sarà progettato e sviluppato in modo da permettere, al personale d'esercizio, di gestire in tutte le sue fasi (avviamento, regime, transitori di carico, arresto e blocco) l'intero impianto attraverso le interfacce informatizzate uomo/macchina posizionate in sala controllo esistente attraverso collegamento in fibra ottica ridondato.

Sarà inoltre reso disponibile un protocollo di comunicazione tra il sistema di automazione ed il sistema di controllo d'impianto esistente per lo scambio di informazioni tra i sistemi di controllo esistente e di nuova fornitura per la sola parte di informazioni relative alla supervisione.

5.2.1 Architettura di rete

Il sistema di controllo dell'impianto sarà interfacciato con i quadri elettrici, con il gruppo elettrogeno, con i sistemi privilegiati (UPS, CC) per la gestione della rete elettrica.

Inoltre sarà interfacciato con la strumentazione in campo nell'area serbatoi olio e urea, shelter pompe, edificio compressori aria, sistemi di stoccaggio GNL e gasolio e sistemi SME per il controllo delle emissioni in atmosfera.

Lo schema di principio dell'architettura di rete del sistema di automazione del singolo generatore/motore è riportato nella figura seguente.

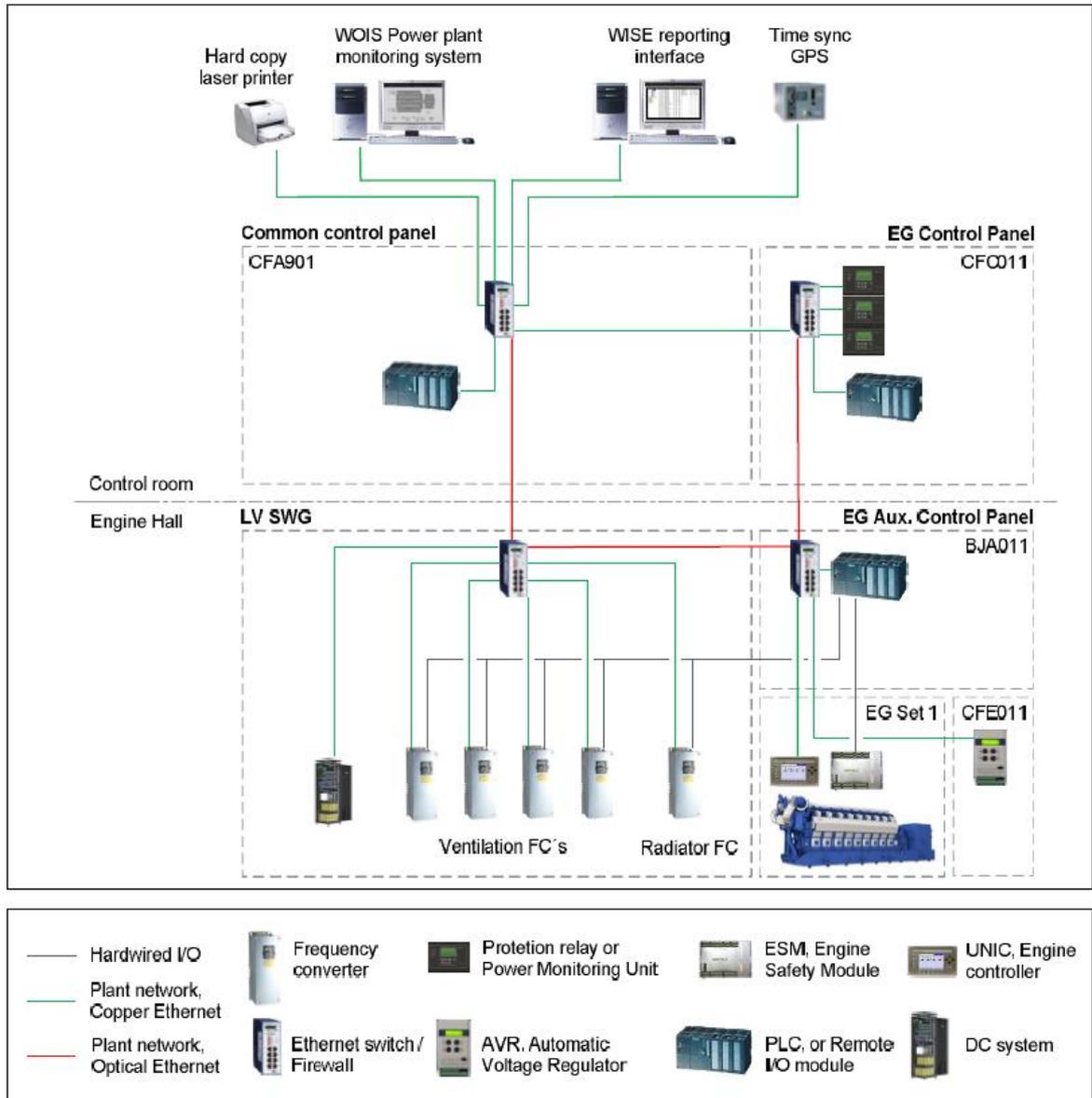


Figura 25 – Schema tipico architettura rete di automazione

Ogni motore/generatore sarà dotato di un quadro di controllo remoto installato nell'edificio elettrico e un quadro di controllo locale installato vicino al generatore stesso e interfacciato con il quadro controllo ausiliari.

Il quadro di controllo svolge le seguenti funzioni:

- Avviamento e fermata motore
- Controllo di carico e velocità (Prescrizioni funzionali come da Codice di Rete Terna Allegato A.15)
- Controllo di tensione e potenza reattiva attraverso il regolatore automatico di tensione (AVR) e tramite il sistema centralizzato di regolazione automatica della potenza reattiva (SART) (Prescrizioni funzionali come da Codice di Rete Terna Allegato A.14 e A.16)
- Supervisione e controllo degli ausiliari
- Gestione allarmi
- Funzioni di sicurezza (blocchi motore, vent rampa gas, etc.)

E' inoltre previsto un quadro di controllo comune con le seguenti funzioni:

- Controllo interruttori di macchina e dispositivi di parallelo
- Controllo ausiliari comuni (serbatoio lubrificante, aria compressa, etc.)
- Controllo della valvola generale di intercettazione gas
- Funzioni di power management (load sharing, load shedding, start/stop automatico, inseguimento del carico, etc.)

Il sistema di automazione sarà progettato in modo da consentire l'acquisizione dei dati per l'ottimizzazione della gestione di impianto, per le funzioni di analisi disservizi, per le funzioni di reportistica gestionale, per la diagnostica di apparati e strumenti e sviluppo delle modifiche software alle logiche.

Pertanto il sistema di automazione sarà dotato di un sistema di Registrazione Cronologica degli Eventi (RCE), di un sistema allarmi, di un server di archiviazione storica, delle stazioni d'ingegneria dedicate alla sezione di automazione e quella relativa ai sistemi di sicurezza delle dell'impianto.

5.3 Sistema elettrico di Centrale

5.3.1 Descrizione generale del sistema elettrico

Di seguito si riporta uno schema generale tipico del sistema elettrico di un impianto a motori similare.

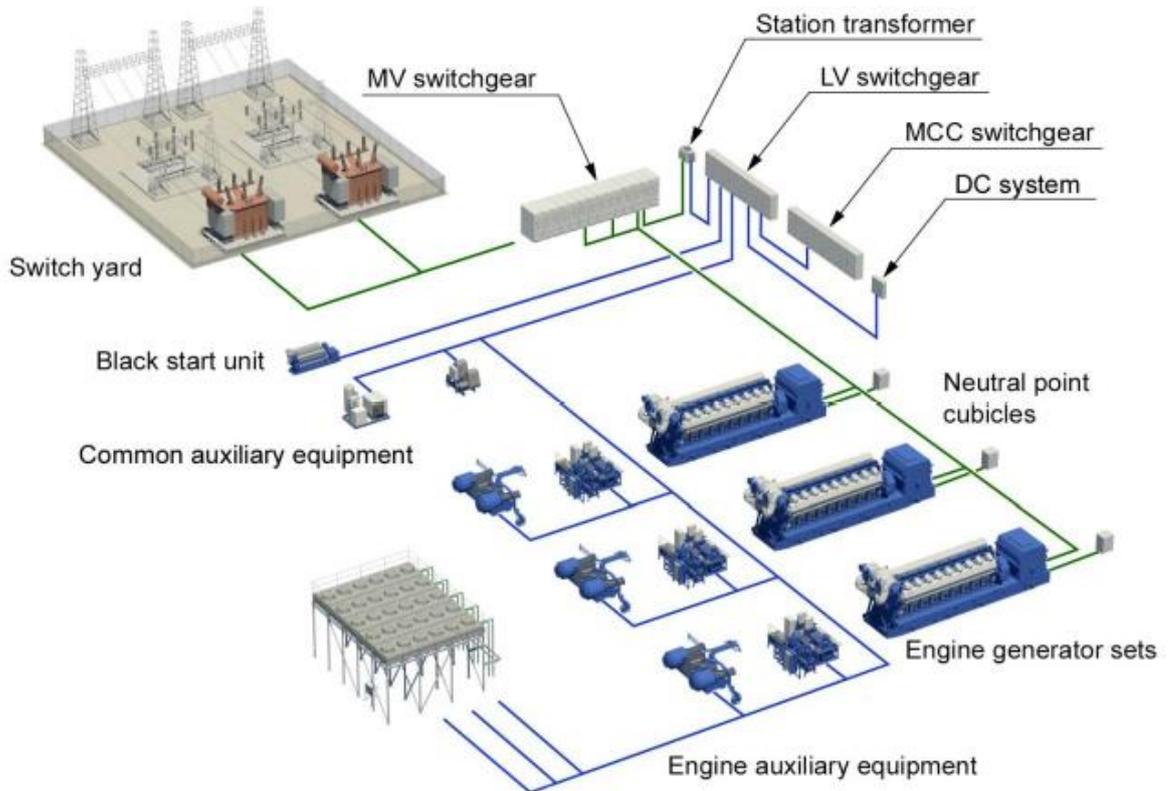


Figura 26 – Schema tipico del sistema elettrico di un impianto a motori

In accordo allo schema unifilare (doc n° R025 1669258PGO V00) il sistema elettrico per l'applicazione all'impianto di Ottana sarà costituito da:

- Quadri 3-4 mt 15 kV esistenti della centrale di Ottana Energia
- 2 linee in cavo mt verso i nuovi generatori
- 2 montanti di generazione costituiti da generatore azionato da motore endotermico;
- due quadri MT a 15 kV (QMT-A/QMT-B) per la connessione alla RIU di Ottana (Quadri 3-4) e dai quali partiranno le linee in media tensione verso i generatori e i trasformatori dei servizi ausiliari;
- due trasformatori servizi ausiliari 15 kV/400 V (TRA e TRB);
- un sistema di distribuzione/utilizzazione a 400V per alimentare i servizi ausiliari dell'impianto, costituito dal quadro di distribuzione principale (PC), dai quadri MCC dei gruppi di generazione e dai quadri di distribuzione e MCC di impianto;
- due sistemi di continuità (UPS1 e UPS2) per l'alimentazione delle utenze privilegiate.
- un sistema in corrente continua 110 Vcc/24 Vcc per l'alimentazione di comando delle apparecchiature elettriche e della strumentazione;

- un gruppo elettrogeno di emergenza connesso al quadro di distribuzione principale in bassa tensione, per alimentare le utenze essenziali in caso di fuori servizio della rete esterna.

Nella figura seguente è riportato lo schema unifilare del nuovo impianto.

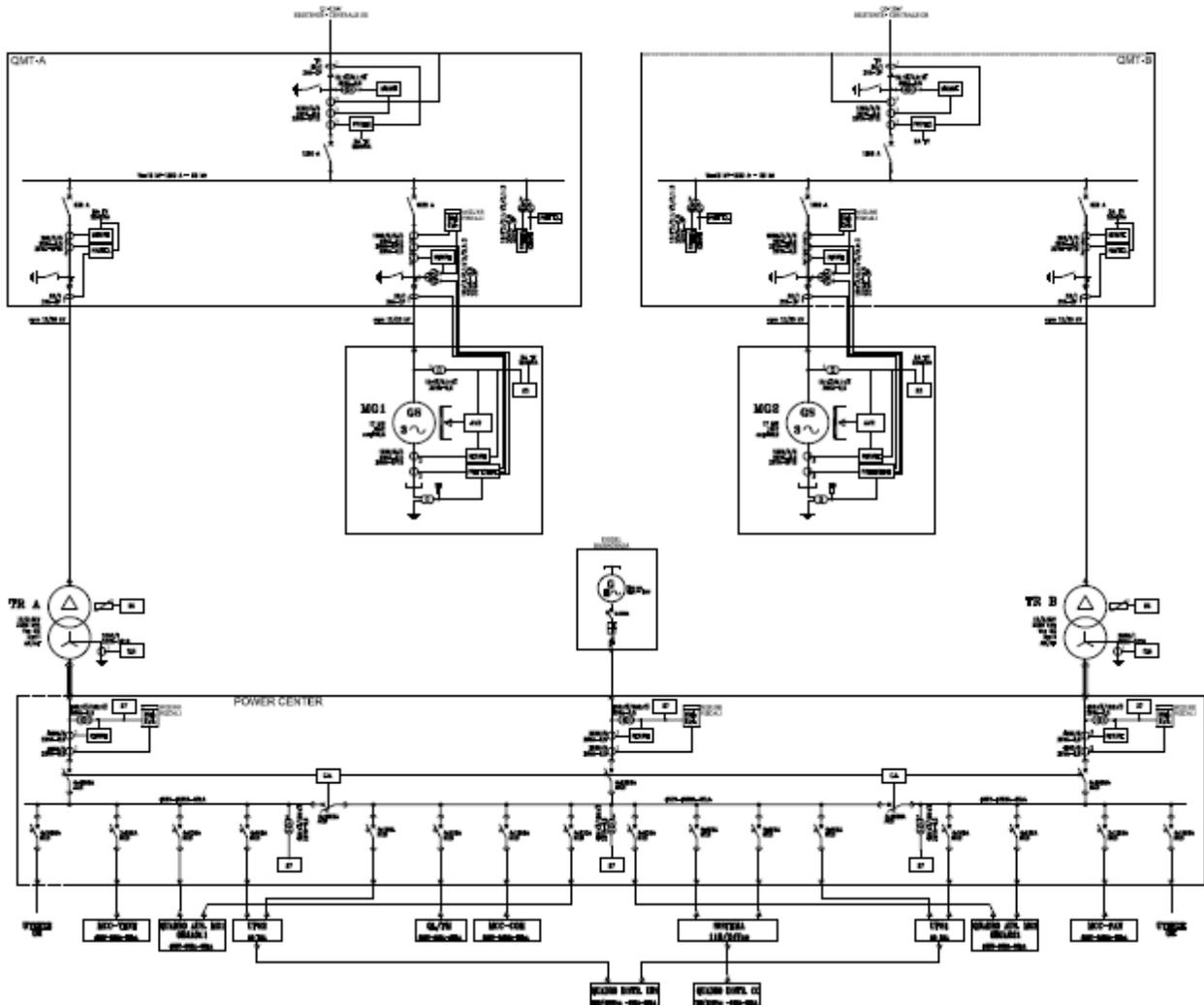


Figura 27 – Schema unifilare del sistema elettrico AT/MT

5.3.2 Caratteristiche delle apparecchiature, componenti e sistemi elettrici principali

Viene di seguito riportata una descrizione dei principali componenti ed apparecchiature costituenti il sistema elettrico.

5.3.2.1 Quadri 3-4 a 15 kV esistenti

Per la connessione alla RIU di Ottana si utilizzeranno due scomparti disponibili dei quadri esistenti a 15 kV (quadro 3 e quadro 4) installati nella centrale di Ottana Energia.

Saranno previsti interventi di adeguamento degli scomparti esistenti al fine di renderli funzionali allo scopo.

5.3.2.2 Linee in cavo mt di collegamento

Il collegamento del nuovo impianto alla RIU avverrà attraverso due linee in cavo di media tensione (cavi unipolari, ad isolamento in gomma, tensione di isolamento 12/20 kV) che saranno posati nella via cavi esistente che collega l'area di installazione del nuovo impianto alla centrale di Ottana Energia.

5.3.2.3 Sistema MT

Il sistema MT a 15 kV sarà costituito da due quadri di distribuzione (QMT-A e QMT-B), isolati in aria con forma costruttiva LSC-B a tenuta d'arco interno, ai quali si attesteranno le due linee in cavo di connessione alla RIU.

A ciascun quadro saranno connessi:

- N. 1 generatore
- N.1 trasformatore ausiliario MT/BT.

I quadri saranno equipaggiati con interruttori isolati in vuoto con caratteristiche idonee a interrompere le correnti di cortocircuito unidirezionali e resistere alle sovratensioni di manovra che si possono manifestare sull'impianto. Tutti gli scomparti saranno opportunamente segregati con compartimentazioni metalliche e opportuni interblocchi al fine di garantire la segregazione delle parti in tensione e l'accessibilità agli organi di manovra (sezionatore di terra, interruttore) e al vano cavi.

Sarà previsto per ogni scomparto un vano ausiliari bassa tensione ove saranno installati i circuiti di manovra e i dispositivi di misura.

5.3.2.4 Generatori

I generatori, sincroni trifase, saranno del tipo a poli salienti, con sei coppie polari, con raffreddamento ad aria tramite una ventola calettata sull'albero.

Il singolo generatore sarà selezionato in modo da garantire il servizio continuo in parallelo con la rete in tutte le possibili condizioni di funzionamento e in particolare con variazioni di tensione e frequenza, comunque combinate, definite dal Codice di Rete. Sarà inoltre dotato di un avvolgimento smorzatore per stabilizzare il funzionamento durante le rampe di carico e per permetterne il funzionamento in parallelo con gli altri gruppi.

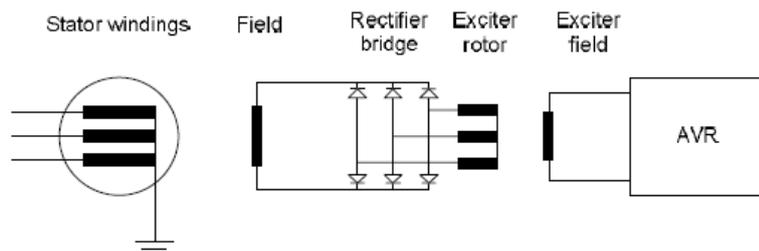
Il singolo generatore sarà dimensionato per erogare tutta la potenza meccanica trasmessa dai motori al netto delle proprie perdite, in tutte le condizioni di funzionamento ed ambientali specificate e tenendo conto delle caratteristiche del sistema di raffreddamento dell'acqua previsto.

Di seguito le principali caratteristiche:

Potenza apparente	21250 kVA
Fattore di potenza	0.8
Tensione nominale	15000 V
Campo di variazione	±5%
Corrente nominale	819 A
Frequenza	50 Hz
Contributo Icc	>2.5 x I _n
Classe di isolamento	F
Variazione temperatura	F (statore)
Temperature rise rotor	F (rotore)
Metodo di raffreddamento	Air cooled
Grado di protezione	IP23
Normativa	IEC60034
Altitudine slm	<1000 m

Tabella 12 – Dati caratteristici tipici dei generatori

Il sistema di eccitazione sarà del tipo brushless a diodi rotanti, alimentato da un sistema di regolazione (AVR) esterno installato nel quadro di controllo del singolo generatore.



A pieno carico, l'unità è in grado di erogare potenza in un range di $\cos\phi$ tra 0,95 (leading) e 0,8 (lagging). Ogni singolo generatore, abbinato al relativo motore, sarà equipaggiato con un quadro di controllo remoto, un quadro di controllo locale e quadri ausiliari di potenza.

5.3.2.5 Trasformatori ausiliari di impianto

I trasformatori dei servizi ausiliari (TRA e TRB), saranno dimensionati per alimentare singolarmente tutti i servizi ausiliari dell'impianto.

Essi saranno equipaggiati, sull'avvolgimento primario, di un commutatore di prese a vuoto e saranno isolati in resina con ventilazione naturale forzata.

Saranno previste sonde di temperatura (ferro e avvolgimenti) collegate ad una centralina termometrica.

Il gruppo vettoriale sarà Dyn11 con centro stella lato bassa tensione collegato direttamente a terra per realizzare un sistema TN-S di collegamento del neutro e delle masse.

Attraverso i trasformatori ausiliari saranno alimentate anche le utenze esistenti di OE presenti nell'area di realizzazione del nuovo impianto.

5.3.2.6 Sistema di distribuzione BT

Il sistema BT a 400 V verrà alimentato dal sistema MT tramite i trasformatori ausiliari MT/BT e in caso di emergenza dal gruppo elettrogeno.

Il quadro di bassa tensione di distribuzione (PC) sarà configurato secondo lo schema a doppio radiale con 2 arrivi da trasformatore, 1 arrivo da gruppo elettrogeno e 2 congiuntori. Saranno pertanto previste 3 semisbarre, quella centrale alimentata dal gruppo elettrogeno e alla quale saranno sottese le alimentazioni privilegiate.

Il quadro sarà costruito con forma 4b, scomparti segregati e a tenuta d'arco interno.

In condizioni normali di funzionamento il quadro sarà alimentato da un solo trasformatore con i congiuntori chiusi, il secondo trasformatore alimentato a vuoto (riserva calda) e il gruppo elettrogeno spento.

Sarà previsto un sistema di commutazione automatica che in caso di anomalia del trasformatore in servizio provvederà a commutare l'alimentazione sull'altro trasformatore. In caso di mancanza tensione a monte (sulla rete MT) o di anomalia di entrambi i trasformatori si avvierà in automatico il gruppo elettrogeno che alimenterà solo la sbarra privilegiate con i due congiuntori aperti.

Dal quadro di distribuzione principale si deriveranno le alimentazioni per i quadri ausiliari dei singoli generatori, per i quadri MCC dei ventilatori, degli ACC per il sistema di raffreddamento, dei servizi comuni e del sistema di illuminazione e alimentazioni preferenziali (UPS e corrente continua).

5.3.2.7 Sistema in corrente continua

Il sistema c.c. dell'impianto sarà costituito da:

- un sistema in c.c. a 110 Vcc composto da raddrizzatore, carica batterie a doppio ramo e batterie stazionarie del tipo ermetico, per l'alimentazione dei circuiti di comando dei quadri mt e del quadro PC di bassa tensione;
- un sistema in c.c. a 24 Vcc derivato da quello a 110 Vcc per l'alimentazione della strumentazione in campo.

L'autonomia delle batterie sarà tale da consentire la fermata in sicurezza dell'intero impianto in caso di assenza dell'alimentazione da rete esterna.

I sistemi saranno realizzati in modo da assicurare la massima disponibilità delle fonti di alimentazione sia in condizioni normali di esercizio sia in manutenzione.

5.3.2.8 Sistema UPS

Per l'alimentazione delle utenze preferenziali saranno previsti 2 UPS che alimenteranno in parallelo il quadro di distribuzione. Ogni UPS sarà a doppio ramo con commutatore statico e by-pass manuale e batterie stazionarie del tipo ermetico.

L'autonomia delle batterie sarà tale da consentire la fermata in sicurezza dell'intero impianto in caso di assenza dell'alimentazione da rete esterna.

5.3.2.9 Motori a induzione

I motori a corrente alternata saranno del tipo asincrono trifase con rotore a gabbia e saranno dimensionati per il servizio continuo con tensione nominale di 400 V.

I motori BT avranno un livello minimo di efficienza pari a "IE3" in accordo a quanto prescritto dalla Direttiva Europea 2005/32/CE.

Le modalità di avviamento saranno DOL (avviamento diretto), con sofstarter o VFD (azionamenti a velocità variabile) in funzione della tipologia di carico e delle modalità di funzionamento.

Dove economicamente conveniente (es. ventilazione sala macchine, ACC del sistema di raffreddamento), saranno previsti azionamenti a velocità variabile (VFD).

Tutti i motori saranno gestiti dal sistema di controllo dell'impianto e solo alcuni casi particolari saranno dotati di solo comando locale in campo (colonnina).

5.3.2.10 Cavi per energia, segnalazione e strumentazione

I cavi per energia di media tensione saranno del tipo con conduttori in rame, unipolari, isolati in gomma di qualità G26 conformi al regolamento CPR, con livello di isolamento 12/20 kV.

I cavi per energia di bassa tensione per energia e strumentazione saranno del tipo con conduttori in rame, unipolari o multipolari, isolati in gomma ad alto modulo G16, conformi al regolamento CPR, con livello di isolamento in funzione dell'applicazione.

5.3.2.11 Sistema di illuminazione

Il sistema di illuminazione sarà progettato in modo da fornire un livello di illuminamento adeguato a permettere al personale a svolgere in sicurezza le attività legate alla conduzione dell'impianto.

Il sistema di illuminazione previsto sia per le zone interne che per le aree esterne sarà formato dai seguenti sottosistemi:

- illuminazione normale
- illuminazione di emergenza
- illuminazione di sicurezza (per le vie di fuga)

Durante le condizioni di normale funzionamento, il sistema di illuminazione normale ed il sistema di sicurezza saranno attivi.

L'illuminazione di emergenza entrerà in funzione solo nel caso di mancanza di alimentazione ai circuiti del sistema di illuminazione normale.

I sistemi di illuminazione normale e di emergenza saranno dimensionati in modo da permettere il raggiungimento dei livelli di illuminamento richiesti dalla Normativa vigente per le singole aree di lavoro.

Il sistema di illuminazione di sicurezza dovrà permettere, secondo la Normativa vigente, una sicura evacuazione del personale (illuminazione vie di fuga, uscite di sicurezza ecc.) in caso di perdita dell'alimentazione normale. Sarà costituito da apparecchi dotati di batteria incorporata, con autonomia di 1 ora, che, in caso di mancanza dell'alimentazione normale, entrano in funzione automaticamente senza interruzione.

5.3.2.12 Sistema di protezione elettrica

Sarà previsto un sistema di protezioni elettriche per tutti i circuiti del sistema elettrico, comprendente protezioni principali e di rincalzo, allo scopo di garantire la protezione dei circuiti e delle persone contro i guasti di natura elettrica.

Il sistema di protezione dell'impianto sarà realizzato allo scopo di:

- assicurare la protezione delle persone;
- minimizzare i tempi di eliminazione dei guasti in modo da aumentare la stabilità del sistema elettrico e ridurre i danni ai componenti elettrici affetti da guasto;
- isolare le aree coinvolte nel guasto in modo da minimizzare l'impatto sul funzionamento del sistema elettrico nel suo complesso;
- realizzare la selettività di intervento delle protezioni.

Le funzioni protettive del singolo montante di generazione saranno scelte e tarate in accordo alle prescrizioni del Codice di Rete.

I relè di protezione saranno del tipo a microprocessore di ultima generazione, con funzioni avanzate di diagnostica e oscillografia. Inoltre saranno predisposte per la connessione via ethernet con protocollo IEC 61850.

5.3.2.13 Strumentazione

La strumentazione sarà in accordo alle richieste del processo e definita sugli schemi di processo strumentati (P&ID) che saranno elaborati in fase di ingegneria esecutiva.

Le apparecchiature ed i materiali costituenti la strumentazione in campo saranno progettati e costruiti per funzionare correttamente nelle condizioni ambientali e di processo del punto di installazione.

Le loro caratteristiche saranno in funzione della classificazione ambientale (ambiente ordinario, a maggior rischio in caso di incendio o luogo ATEX per la presenza di gas, vapori, nebbie o polveri combustibili) e di conseguenza avranno un idoneo grado di protezione meccanico, adeguata certificazione e marchio CE.

5.3.2.14 Gruppo elettrogeno

È prevista l'installazione di un gruppo elettrogeno alimentato a gasolio che interverrà in caso emergenza per indisponibilità di energia elettrica di rete e in caso di black start.

<p>Tipico gruppo elettrogeno</p> 	<p>Lunghezza L 5000 mm Larghezza W 2000 mm Altezza H 2500 mm</p>
--	--

Il gruppo elettrogeno, le cui dimensioni indicative sono riportate sopra, avrà le seguenti caratteristiche:

- potenza nominale massima di 1500 kVA;
- basamento realizzato con profili saldati, con supporti antivibranti e piedi di supporto;
- serbatoio del carburante integrato da Litri.
- cofanatura caratterizzata da:
 - insonorizzazione ottenuta con materiali insonorizzanti idonei e marmitta residenziale ad alta attenuazione del rumore integrata nella cofanatura;
 - realizzazione con pannelli modulari in acciaio zincato opportunamente trattati per resistere alla corrosione ed a condizioni ambientali aggressive, fissati e sigillati consentono di avere una completa tenuta;
 - facile accessibilità al gruppo per interventi di manutenzione e disporrà di larghe porte di accesso laterali complete di cerniere in acciaio inossidabile e maniglie con serratura;
 - pannelli modulari smontabili tramite apposite viti protette da tappi in materiale plastico (smontabili);
 - pannello comandi protetto da apposito sportello con oblò trasparente e chiusura a chiave;
 - presa d'aria laterale opportunamente protetta e insonorizzata.

5.3.2.15 Impianto di messa a terra

La rete di terra del nuovo impianto sarà connessa all'esistente rete di terra dell'insediamento industriale e sarà dimensionata sulla base delle norme CEI EN 50522 (CEI 99-3) "Messa a terra degli impianti elettrici a tensione superiore a 1 kV in c.a."

Lo scopo principale dell'impianto di terra sarà quello di assicurare:

- la sicurezza delle persone;
- la protezione contro l'accumulo di cariche elettrostatiche;
- la protezione contro le fulminazioni;
- la messa a terra di funzionamento;
- il collegamento a terra di apparecchiature elettroniche di controllo e strumentazione.

Il nuovo impianto di terra sarà costituito dalla rete di terra secondaria, realizzata nelle aree del nuovo impianto, nell'edificio servizi di nuova costruzione e nei locali elettrici esistenti e riutilizzati per il nuovo impianto.

5.3.2.16 Impianto di protezione contro i fulmini e le sovratensioni

Sarà assicurata in accordo alla CEI EN 62305 la protezione delle persone contro il rischio di perdita umana sia nel caso di fulminazione diretta che nel caso di fulminazione indiretta.

In accordo alla CEI ENE 62305 saranno adottati limitatori di sovratensione e scaricatori per proteggere le apparecchiature dalle sovratensioni di origine atmosferica.

5.3.2.17 Ubicazione quadri elettrici/automazione

I quadri elettrici di distribuzione, i quadri di automazione, la sala controllo saranno installati nei locali al primo piano dell'edificio esistente (ex cabina 6 kv), adiacente all'area di installazione dell'impianto.

I trasformatori ausiliari saranno installati in box esistenti ubicati al piano terra della suddetta cabina.

I quadri MCC saranno ubicati nella sala elettrica dell'edificio servizi che sarà realizzato a fianco dell'edificio motori.

Nella sala controllo della centrale Ottana energia sarà remotizzata una stazione di supervisione del nuovo impianto.

Nella figura seguente è riportata la disposizione dei quadri elettrici sull'impianto.

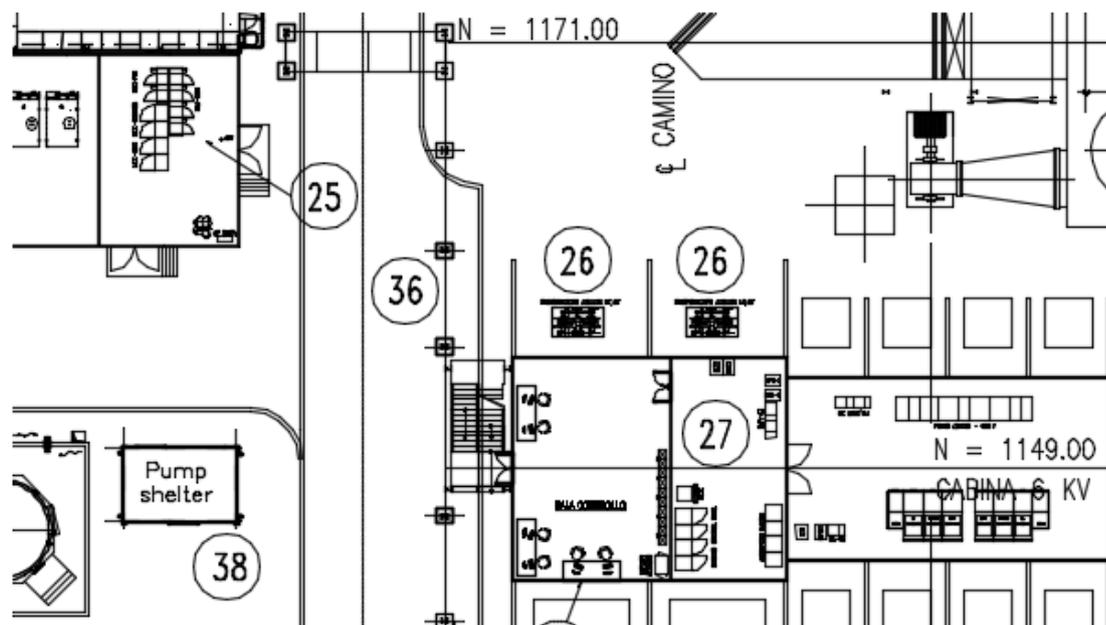


Figura 28 – Disposizione quadri

5.4 Opere civili

5.4.1 Attività di cantiere civile

Le principali attività di cantiere civile da eseguire nell'ambito del progetto in esame sono sostanzialmente legate a demolizioni e opere di nuova realizzazione.

Per quanto riguarda le demolizioni/dismissioni strettamente legate alla realizzazione del nuovo impianto, le attività da effettuare sono sostanzialmente quelle di rimozione della struttura del sistema ceneri di parte del trattamento fumi della caldaia G100 e di parte del sistema di trattamento fumi della caldaia G200 della centrale esistente, di condotti fumi, degli interni delle torri di raffreddamento, di parte della canna interna in materiale refrattario del camino principale, di una cabina elettrica in c.a, di parte del pipe rack, delle fondazioni delle apparecchiature rimosse e relativi sottoservizi dismessi che insistono nell'area di intervento, come descritto al paragrafo 5.4.2.

Per quanto concerne gli interventi di nuova realizzazione, le attività di cantiere previste possono essere sintetizzate nelle seguenti macro voci:

- pulizia del sito;
- rilevamenti topografici;
- eventuali opere di consolidamento terreno;
- scavi generali ed eventuali opere provvisori;
- getti di calcestruzzo di sottofondo e strutturale;
- posa di casseri in legno o in ferro;
- posa in opera delle armature (piegatura e posa in opera);
- posa di tirafondi di ancoraggio, piastre, in generale inserti e/o predisposizione da annegare nei getti;
- esecuzione degli scavi, posa e riempimento di tutti i servizi interrati (antincendio, fognature, condotti cavi, etc.), inclusa la modifica e la risistemazione dei sottoservizi esistenti, e interferenti con le nuove opere in progetto;
- realizzazione pozzetti per tubazioni e cavi;
- realizzazione canalette e cunicoli;
- realizzazione delle opere in elevazione in carpenteria metallica tamponata con pannelli tipo sandwich: edifici motori, edificio compressori, edificio quadri elettrici;
- montaggio componenti in carpenteria metallica di sostegno delle apparecchiature e dei camini;
- esecuzione di pavimenti e rivestimenti compresa la formazione di giunti e sigillature;
- opere varie di finitura (murature, intonaci, tinteggiature, impermeabilizzazioni, etc.);
- esecuzione di strade;
- ripristino dell'area.

Le aree di lavorazione, destinate a stoccaggio materiali, installazione uffici e depositi temporanei, officine, spogliatoi, mensa/refettorio, e quanto altro necessario alla realizzazione dell'opera, saranno tutte interne all'area dove attualmente sorge la centrale di Ottana Energia.

L'area complessiva dove sorgerà l'isola di potenza del nuovo impianto è pari a circa 7500 m² più circa 5500 m² di aree destinata all'installazione dei sistemi di stoccaggio combustibili, piazzale e viabilità per manovre di scarico e carico automezzi.

Gli spazi di cantiere saranno delimitati e recintati con rete adeguatamente fissata e sostenuta, muniti di adeguata cartellonistica di cantiere (cartelli di pericolo, di avviso, segnali luminosi ed illuminazione generale). Saranno previsti, se necessari, un certo numero di cancelli di ingresso al fine di consentire l'accesso al personale che sarà impiegato alla costruzione dell'impianto ed a tutti i mezzi di cantiere da quelli di soccorso a quelli necessari per i movimenti terra.

La viabilità e gli accessi sono assicurati dalle strade esistenti, in grado di far fronte alle esigenze del cantiere sia qualitativamente che quantitativamente.

Le tipologie principali di mezzi che si prevede potranno essere utilizzate per le attività di costruzione sono:

- mezzi cingolati;
- autocarri;
- escavatori;
- pale caricatrici;
- martelloni demolitori;
- autobetoniere;
- macchina per pali di fondazione;
- autogru.

5.4.2 Demolizioni e preparazione del sito

Una volta installato il cantiere si procederà con la demolizione delle apparecchiature, fondazioni e dei sottoservizi (reti idriche, vie cavi). Le attività di demolizione riguarderanno solamente le aree destinate all'installazione dei nuovi impianti.

Verrà effettuata la rilocazione, se necessario, dei sottoservizi od eventuali impianti presenti nelle aree interessate dalla nuova sezione di generazione a motori che dovranno essere mantenuti attivi.

Attualmente su tale area insistono le fondazioni di apparecchi ed impianti dell'attuale centrale ad olio di Ottana Energia.

Le attività propedeutiche, al fine di creare gli spazi necessari alla costruzione del nuovo impianto a motori a gas, consisteranno nella demolizione dei manufatti fuori terra e nella demolizione delle fondazioni e dei sottoservizi presenti nell'area oggetto dei nuovi interventi.

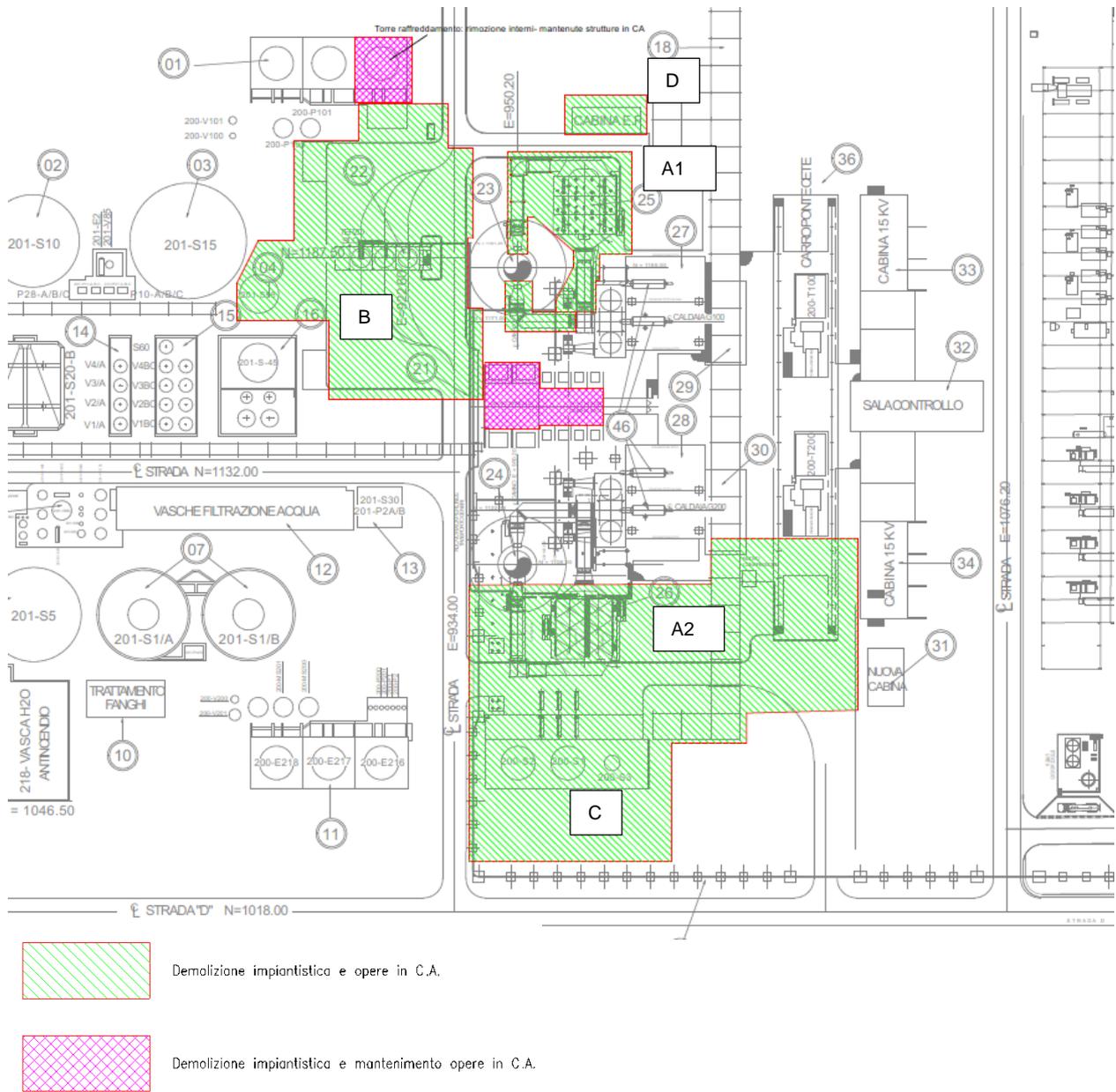


Figura 29 – Identificazione delle aree oggetto di demolizione

Nelle immagini seguenti si riportano i principali manufatti in elevazione destinati alla demolizione per la realizzazione della Nuova Centrale a motori.



Figura 30 – Le linee fumi delle caldaie G100 e G200 oggetto di demolizione (sigle A1 e A2 di figura 29)



Figura 31 – Il deposito ceneri della caldaia G100 oggetto di demolizione (sigla B di figura 29)



Figura 32 – I serbatoi oggetto di demolizione (sigla C di figura 29)



Figura 33 – cabina elettrica in c.a. (sigla D di figura 29)

Oltre ai manufatti di cui sopra, ricavati dai disegni progettuali dell'esistente Centrale Ottana Energia, saranno da demolire le seguenti opere secondarie, difficilmente quantificabili ad oggi:

- fondazioni minori non riportate sui disegni progettuali dell'esistente e che sono state fatte nel corso degli anni per esigenze di Centrale e che attualmente risultano non più utilizzate ma ancora presenti nel sottosuolo;
- tratti di strade, piazzali, marciapiedi, cordolature, caditoie ecc..
- sottoservizi insistenti nelle aree dei nuovi interventi, costituiti principalmente da pozzetti e tubazioni di reti raccolta reflui, pozzetti e tubazioni di distribuzione elettrica, ecc..

Alcuni elementi e sottoservizi civili insistenti nelle aree interessate ai nuovi interventi, saranno invece da rilocare, qualora sia necessario il loro mantenimento in servizio per la Centrale esistente e/o il loro utilizzo per la nuova centrale a motori, per esempio:

- linee della rete antincendio, idranti;
- tubazioni di processo interrate da mantenere (se presenti).

Di seguito si riporta una quantificazione di massima di tali elementi, effettuata per eccesso, non avendo a disposizione elaborati completi dettagliati in versione "as built". In fase esecutiva si procederà ad un censimento quanto più preciso possibile degli elementi da demolire e rilocare anche con utilizzo di georadar.

	<i>M³</i>	<i>t</i>
Cemento armato fondazioni esistenti	800	2000
Cemento armato fondazioni minori	500	1250

		t
Ferro di armatura		150
		t
Pozzetti reti reflue in cemento		10
Pozzetti reti elettriche in cemento		10
	m	t
Tubi PVC/PEAD raccolta reflui e conduits elettrici	2000	12

Tabella 13 – Stima delle fondazioni e manufatti civili da demolire nell'area di intervento

Le demolizioni dei manufatti in c.a verranno effettuate mediante l'ausilio di escavatori dotati di martelloni demolitori procedendo dall'alto verso il basso e con le necessarie precauzioni, in modo da tale da prevenire qualsiasi infortunio agli addetti al lavoro, non danneggiare le residue opere esistenti ed evitare incomodi o disturbo; onde evitare la propagazione di polveri i materiali di risulta dovranno essere opportunamente bagnati. I materiali di scarto provenienti dalle demolizioni e rimozioni, previa accurata separazione degli inerti in cls dalle armature in acciaio, verranno trasportati fuori del cantiere a impianti di recupero/smaltimento.

Le demolizioni dei manufatti in carpenteria metallica (linee fumi caldaie G100 e G200, deposito ceneri Caldaia G100, interni delle torri di raffreddamento, parte della canna interna in refrattario del camino principale, cabina elettrica in c.a., parte del pipe rack) non quantificabili ad oggi, ma comunque non in quantità significativa, verranno effettuate mediante l'ausilio di escavatori dotati di apposite pinze di tipo "Coccodrillo" capace di sezionare le strutture del pipe rack e procedendo dall'alto verso il basso e con le necessarie precauzioni, in modo da tale da prevenire qualsiasi infortunio agli addetti al lavoro, non danneggiare le residue opere esistenti ed evitare incomodi o disturbo.

I materiali di scarto provenienti dalle demolizioni e rimozioni, previa accurata separazione degli elementi in acciaio dagli elementi isolanti o quanto altro presente, verranno trasportati fuori del cantiere a impianti di recupero/smaltimento.

Con specifico riferimento alle terre movimentate dalle attività di cantiere per la realizzazione del nuovo impianto risulta che le terre scavate nell'area di intervento ammontano a circa 8.000 m3. Queste saranno inviate a recupero/smaltimento, come rifiuto ai sensi della normativa vigente.

I rinterri, pari a circa 2.500 m3, saranno eseguiti con materiale riciclato misto stabilizzato approvvigionato dall'esterno.

5.4.3 Edifici e cabinati

I principali edifici e cabinati in progetto sono:

- Edificio motori (Corpo A e Corpo B);
- Edificio elettrico, automazione e sala manovra (fabbricato esistente ricondizionato);
- Edificio ausiliari (adiacente a edificio motori)

Sono inoltre presenti cabinati, tettoie e corpi edilizi secondari.

I materiali utilizzati per le strutture in elevazione saranno principalmente:

ACCIAIO PER LE STRUTTURE METALLICHE IN ELEVAZIONE

Per l'acciaio di carpenteria metallica verrà utilizzato un acciaio S235JR avente le seguenti caratteristiche.

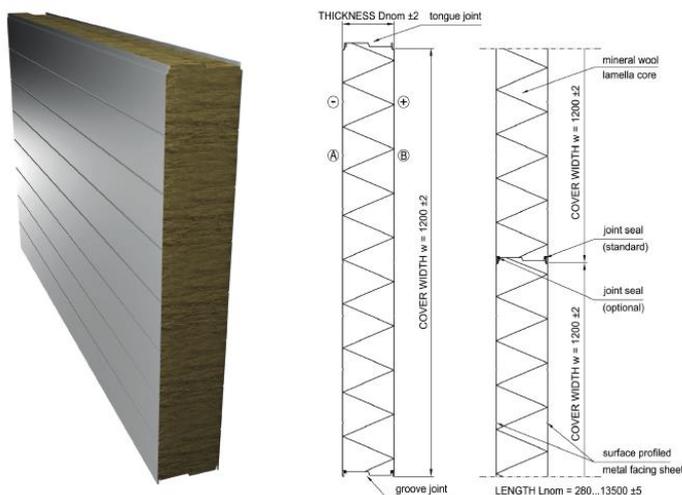
$f_{yk} = 235 \text{ MPa}$ (resistenza caratteristica di snervamento #11.3.4 – NTC18);

$f_{tk} = 360 \text{ MPa}$ (resistenza caratteristica di rottura #11.3.4 – NTC18);

$\gamma_{M0} = 1.05$ (coefficiente di sicurezza #4.1.2.1.1.3 – NTC18).

PANNELLATURE

Pannelli sandwich realizzati in lamiere metalliche profilate con anima in lana minerale. Sono dotati di opportuna resistenza al fuoco come descritto nei documenti progettuali antincendio e realizzano un'elevata attenuazione acustica.



Di seguito una breve descrizione dei suddetti edifici.

5.4.3.1 Edificio motori

La sala macchine ospitante i due motori, ha dimensioni in pianta di circa 29 m x 25 m x h 11.3 m. L'edificio alloggerà le seguenti apparecchiature principali:

- gruppi di generazione (motori + generatori);
- skid ausiliari di macchina;
- carroponete bitrave da 5 t;

Le strutture portanti saranno realizzate in carpenteria metallica e le tamponature laterali e la copertura superiore verranno realizzate con pannelli sandwich interni ed esterni alla struttura stessa per ottenere la prestazione richiesta di isolamento acustico.

I pannelli utilizzati saranno in lamiera metallica con interposta lana di roccia ed avranno opportuna resistenza al fuoco come specificato nella documentazione progettuale dei sistemi antincendio.

In generale si prevede l'utilizzo di sistemi di protezione al fuoco di classe almeno EI 60, salvo in particolari casi come la facciata dei fabbricati accanto alla quale corre la tubazione del gas naturale che avrà classe di resistenza al fuoco EI120.

Le strutture portanti in carpenteria metallica avranno uno schema statico a telaio con controventi verticali e controventi di falda con una capriata reticolare superiore a sostegno dei pannelli di copertura e degli impianti di raffreddamento a servizio dei motori.

La quota di colmo della copertura è pari a 11.35 m, mentre la quota di gronda è pari a 9.945 m dal piano campagna.

Le strutture di fondazione del fabbricato sono costituite da travi a graticcio; i basamenti dei motogeneratori sono fondazioni monolitiche di dimensioni in pianta di 18.10x4.80 m ed altezza 1.20 m.

In tali locali non è prevista permanenza continuativa di addetti e pertanto sono esenti da prescrizioni minime sui rapporti aeroilluminanti e gli stessi sono dotati di impianto di ventilazione e raffreddamento macchinari.

Estratto da elaborati R022

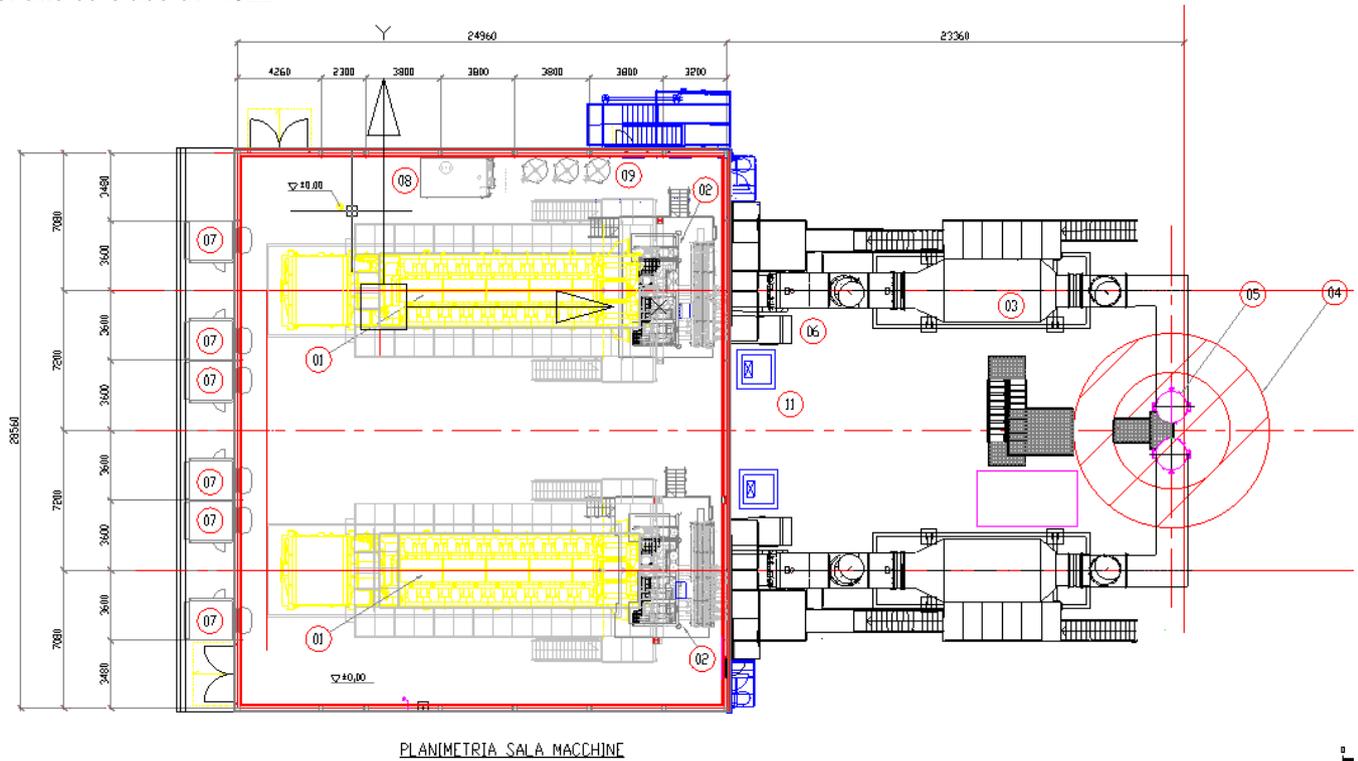


Figura 34 – Pianta edificio motori

5.4.3.2 Edificio quadri elettrici e controllo (esistente)

Per alloggiare i quadri elettrici, di automazione e la sala manovra del Nuovo Impianto a Motori sarà riutilizzato il piano intermedio dell'edificio esistente in c.a. della Centrale Ottana Energia, opportunamente ricondizionato in termini di adeguamento edilizio e di impiantistica civile.

L'edificio ospita la sala quadri elettrici MT e BT, il locale batterie, i trasformatori ausiliari e i servizi igienici, i quadri di automazione e la sala manovra.

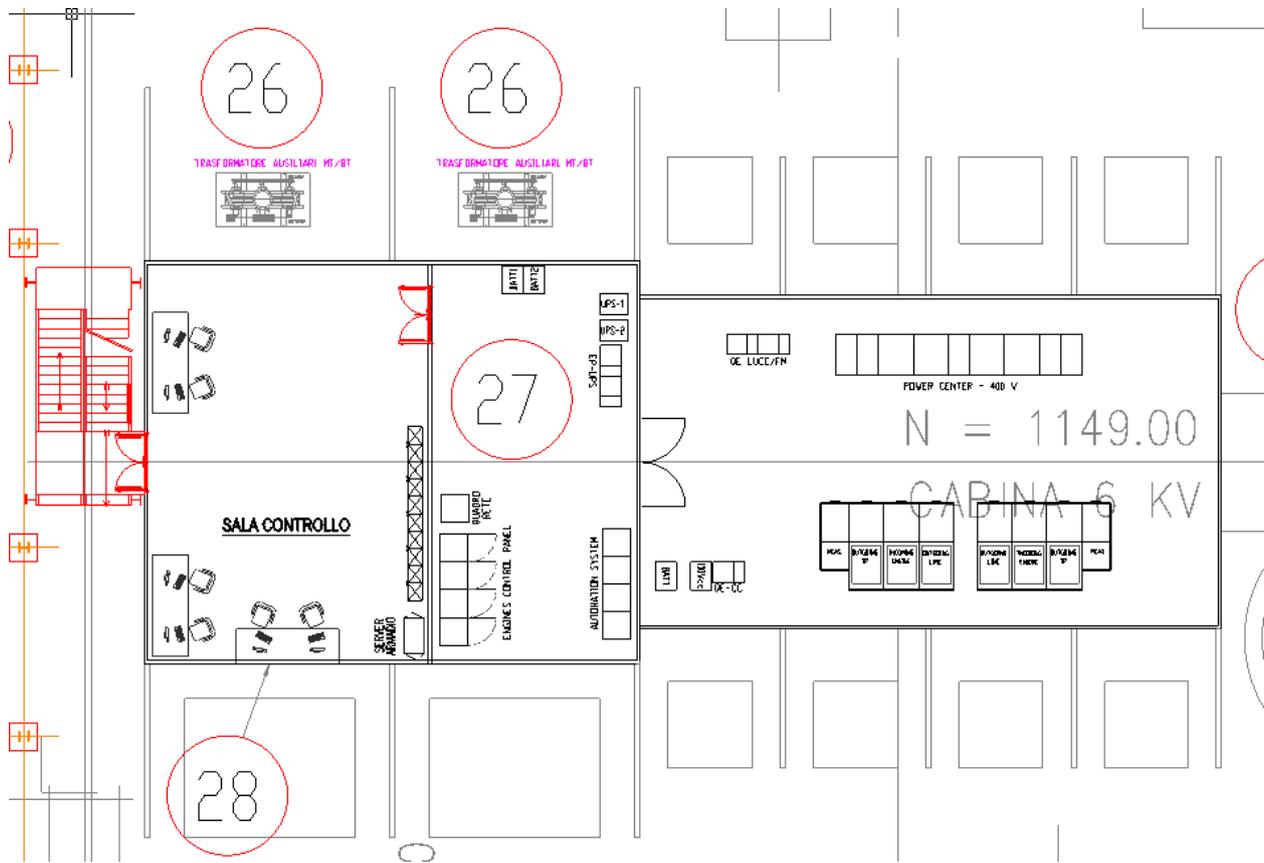


Figura 35 – Pianta delle sale quadri elettrici, automazione e sala manovra nell'esistente edificio della centrale di Ottana Energia

5.4.3.3 Edificio ausiliari

In un corpo di fabbrica adiacente l'edificio motori saranno installati gli ausiliari meccanici dei motogeneratori (compressori aria, gruppi di spinta combustibile gasolio, pompe di trasferimento olio ecc..).

Le strutture portanti saranno realizzate in carpenteria metallica e le tamponature laterali e la copertura superiore verranno realizzate con pannelli sandwich interni ed esterni alla struttura stessa per ottenere la prestazione richiesta di isolamento acustico.

I pannelli utilizzati saranno in lamiera metallica con interposta lana di roccia.

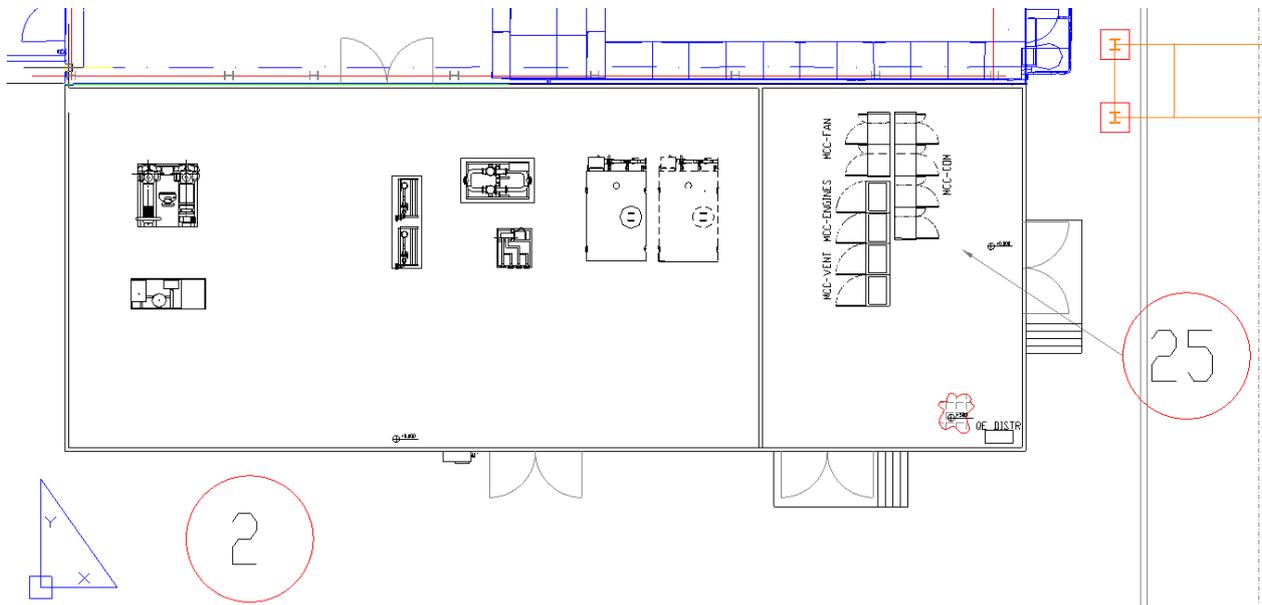


Figura 36 – Pianta dell'edificio ausiliari

5.4.3.4 Cabinati, tettoie e corpi edilizi secondari

È prevista la realizzazione di una serie di corpi edilizi secondari, di natura tecnica, atti a proteggere l'installazione di impianti ed apparecchiature di diversa natura; di seguito una lista sommaria con indicazione delle principali tipologie:

- cabinato per l'installazione di pompe gasolio urea e olio;
- cabinato per l'alloggiamento di sistemi di analisi in continuo dei fumi (SCR);
- cabinato per il gruppo elettrogeno d'emergenza.

I cabinati per l'installazione delle pompe urea e olio, per l'alloggiamento di sistemi di analisi in continuo dei fumi (SCR) e per il gruppo elettrogeno d'emergenza sono cabinati prefabbricati in carpenteria metallica di tipo container marittimo (container ISO) di misure standard, con pareti laterali e tetto in acciaio grecato, con angoli anch'essi in acciaio posizionati a norma ISO, oltre ad avere il pavimento in carpenteria metallica rivestita con pavimento adeguato alle caratteristiche delle diverse apparecchiature che verranno installate e con adeguate aperture di accesso e di ventilazione e/o climatizzazione.

In tali locali non è prevista permanenza continuativa di addetti e pertanto sono esenti da prescrizioni minime sui rapporti aeroilluminanti e gli stessi sono dotati di impianto di ventilazione e di condizionamento.

5.4.4 Opere di fondazione

In particolare saranno oggetto di nuova realizzazione le seguenti strutture di fondazione, le quali saranno trattate più dettagliatamente con i calcoli strutturali nel documento CSPRTC100035IMAG00, relazione tecnica strutturale:

- Fondazioni Edificio Motori
- Fondazioni motori ed ausiliari
- Fondazioni Edificio ausiliari
- Fondazione condotti fumi
- Fondazione SME
- Fondazioni pompe
- Fondazioni gruppo elettrogeno
- Fondazione SCR
- Fondazioni serbatoi urea e olio con ausiliari
- Fondazioni serbatoi gasolio ausiliari
- Fondazioni serbatoi e apparecchiature sistema stoccaggio GNL
- Fondazioni pipe racks
- Fondazioni minori

I materiali utilizzati per le opere di fondazione saranno i seguenti:

CALCESTRUZZO PER LE STRUTTURE DI FONDAZIONE

Per le strutture in oggetto verrà utilizzato un calcestruzzo di classe C25/30 avente pertanto le seguenti caratteristiche:

$R_{ck} = 30 \text{ N/mm}^2$ (resistenza caratteristica a compressione cubica)

$f_{ck} = 25 \text{ N/mm}^2$ (resistenza caratteristica a compressione cilindrica)

Per le verifiche a SLU:

$\gamma_c = 1.5$ (#4.1.2.1.1.2 – NTC18)

$f_{cd} = \alpha_{cc} \cdot (f_{ck} / \gamma_c) = 0.85 \cdot (25/1.5) = 14.16 \text{ N/mm}^2$ (resistenza a compressione di calcolo)

$f_{ctm} = 0.3 \cdot f_{ck}^{2/3} = 2.56 \text{ N/mm}^2$ (#11.2.10.2 – NTC18)

$f_{ctk} = 0.7 \cdot f_{ctm} = 0.7 \cdot 2.56 = 1.79 \text{ N/mm}^2$ (#11.2.10.2 – NTC18)

$E_{cm} = 22000 \cdot (f_{cm} / 10)^{0.3} = 31500 \text{ N/mm}^2$ (#11.2.10.3 – NTC18)

dove $f_{cm} = f_{ck} + 8 = 33 \text{ N/mm}^2$

Esposizione ambientale delle strutture in fondazione: **XC2 – ambiente non aggressivo**

Copriferro minimo delle armature: **$C_{min} = 30 \text{ mm}$** (da Tabella C4.1.IV della Circ. Min. 02.02.09).

ACCIAIO PER LE STRUTTURE IN C.A.

Per l'acciaio di armatura è stato utilizzato un acciaio B 450 C avente le seguenti caratteristiche.

$f_{yk} = 450 \text{ MPa}$ (resistenza caratteristica di snervamento #11.3.2 – NTC18);

$f_{tk} = 540 \text{ MPa}$ (resistenza caratteristica di rottura #11.3.2 – NTC18);

$\gamma_s = 1.15$ (coefficiente di sicurezza #4.1.2.1.1.3 – NTC18).

5.4.4.1 Fondazioni edificio motori

Le strutture di fondazione di dimensioni massime in pianta pari a circa 27.00x31.40 m sono costituite da fondazioni a graticcio con reticolo di travi di collegamento.

5.4.4.2 Fondazioni motori e ausiliari

I basamenti dei motogeneratori sono fondazioni monolitiche di dimensioni in pianta di 18.10x4.80 m ed altezza 1.20 m, eseguiti in un unico getto continuo. Essi sono separati dalla soletta del pavimento circostante con un giunto elastico. Un canale di drenaggio collegato a un pozzetto di raccolta dei reflui oleosi corre attorno al blocco. Vedi figura.

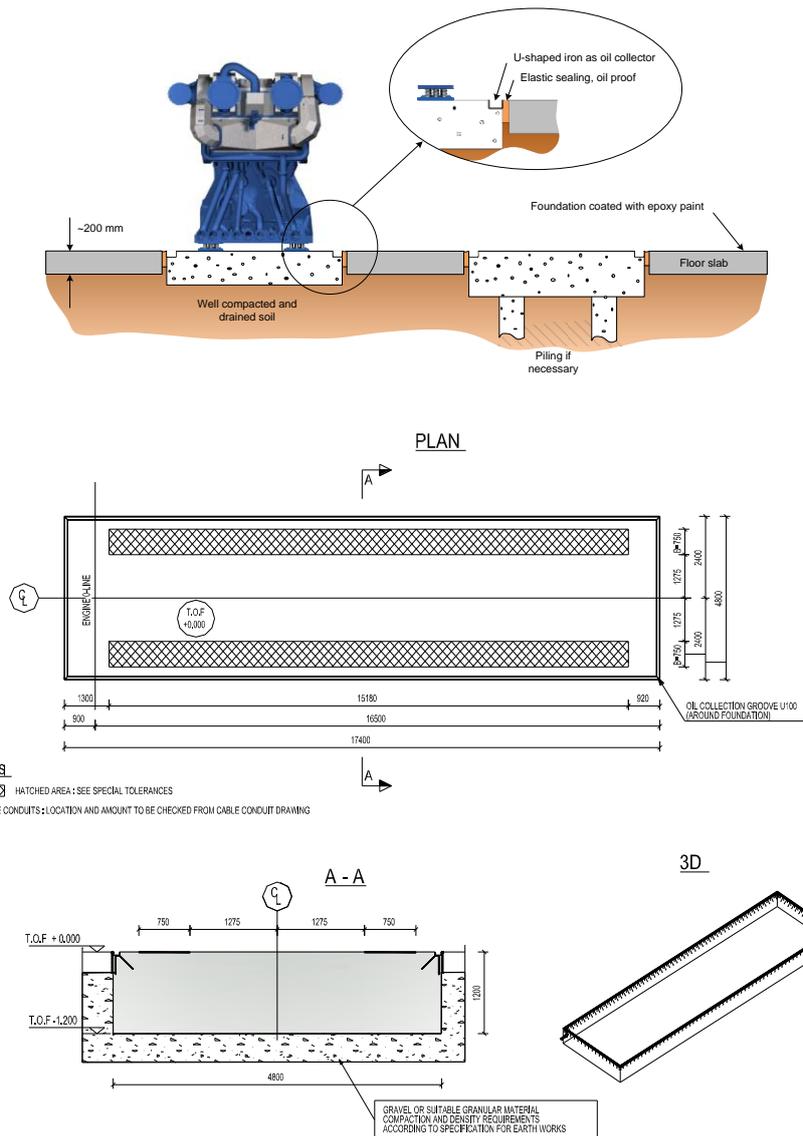


Figura 37 – Tipico fondazione motori

5.4.4.3 Fondazioni edificio ausiliari

Le strutture di fondazione sono costituite da una platea in c.a. di dimensioni massime in pianta pari a 27x14m e spessore pari a 40 cm.

5.4.4.4 Fondazione SME

Le strutture di fondazione sono costituite da una platea in c.a. di forma rettangolare e dimensioni massime in pianta pari a 3.50x10.60 m e spessore pari a 40 cm.

5.4.4.5 Fondazione pompe e locale pompe

Per ciascun modulo pompe, le strutture di fondazione sono costituite da una platea in c.a. di forma rettangolare e dimensioni massime in pianta pari a 4.40x6.40 m e spessore pari a 40 cm.

5.4.4.6 Fondazioni gruppo elettrogeno

Le strutture di fondazione sono costituite da una platea in c.a. di forma rettangolare e dimensioni massime in pianta pari a 3.50x6.50 m e spessore pari a 40 cm.

5.4.4.7 Fondazione SCR

Le strutture di fondazione sono costituite da platea in c.a. di forma rettangolare e dimensioni massime in pianta pari a 5x12 m e spessore pari a 40 cm.

Fondazioni serbatoi urea e olio con ausiliari

La fondazione è costituita da due vasche, una contenente i serbatoi urea più il serbatoio di preparazione della soluzione e l'altra contenente i serbatoi oli.

La vasca che contiene i serbatoi urea presenta dimensioni massime in pianta pari a 14 m x10.00 m ed è costituita da una platea di fondazione dello spessore di 40 cm, con aumento dello spessore della stessa a 90 cm in corrispondenza dei serbatoi dell'urea, tali da realizzare un sopralzo circolare di diametro 3.45 m. La vasca presenta pareti perimetrali di altezza pari a 2.10 m e spessore 30 cm.

La vasca che contiene i serbatoi oli presenta dimensioni massime in pianta pari a 8.60 mx11.15 m. Tale vasca è costituita da una platea di fondazione dello spessore di 40 cm, con aumento dello spessore della stessa a 90 cm in corrispondenza dei serbatoi olio fresco e olio di servizio, tali da realizzare un sopralzo circolare di diametro 4.90 m (serbatoio olio di servizio) e di diametro 3.40 m (serbatoio olio fresco). La vasca presenta pareti perimetrali di altezza pari a 1.8 m e spessore 30 cm.

Le vasche di contenimento, fuori terra, sono dimensionate per contenere tutta la capacità dei serbatoi in caso di rottura degli stessi.

Le acque meteoriche ricadenti all'interno delle vasche saranno convogliate:

- alla rete acque oleose di centrale per le acque ricadenti nella vasca olio;
- alla rete acque acide di centrale per le acque ricadenti sulla vasca dei serbatoi urea.

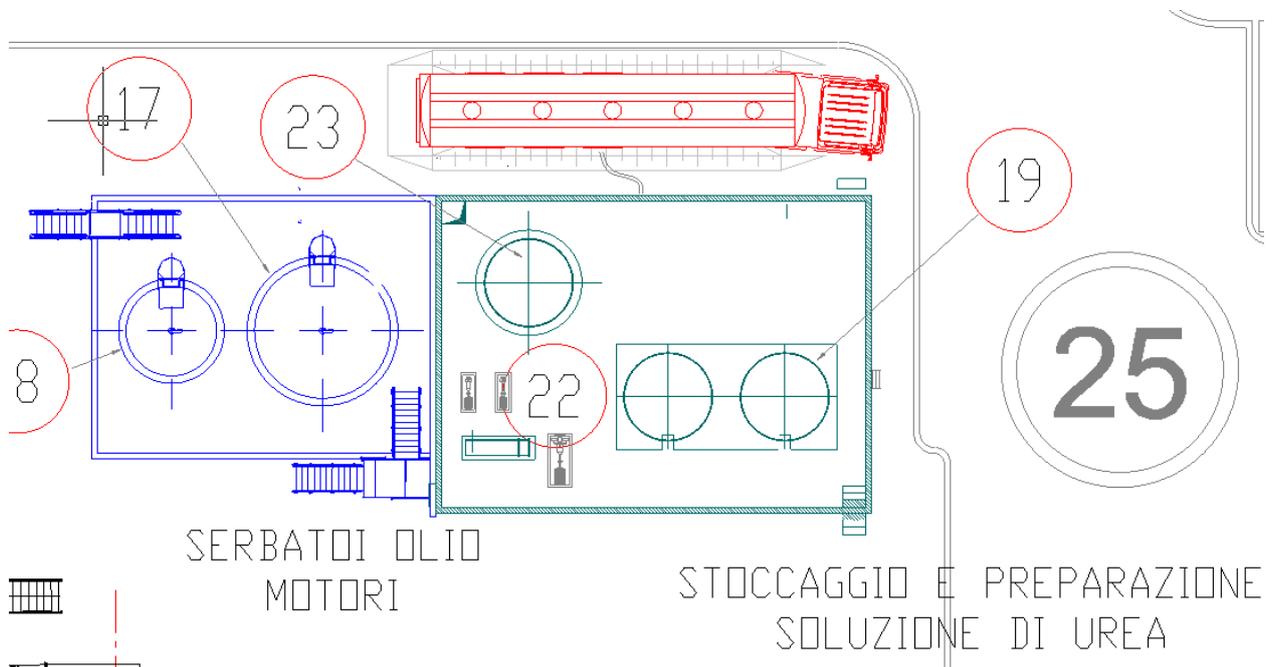


Figura 38 – Pianta fondazioni area olio e urea

5.4.4.8 Fondazioni minori

All'esterno dell'edificio motori e dell'edificio quadri elettrici potrà essere necessario realizzare delle fondazioni minori a sostegno delle apparecchiature a servizio dell'impianto, quali ad esempio le fondazioni per le paline di sostegno dei rack tubazioni.

5.4.5 Sistema raccolta acque reflue

I reflui liquidi generati dal nuovo impianto a motori saranno trattati nell'ITAR di Centrale esistente.

Per la gestione delle acque reflue prodotte dal nuovo impianto saranno utilizzate le reti fognarie già presenti in Centrale che presentano caratteristiche idonee a raccogliere tutti gli effluenti provenienti dalla nuova sezione di generazione a motori, nel rispetto della normativa vigente e dell'AIA in essere.

Le reti fognarie esistenti saranno estese, laddove non presenti, mediante tratti di nuova realizzazione, alle aree interessate dagli interventi in progetto.

Il nuovo impianto genererà le seguenti tipologie di effluenti, ciascuna gestita con una rete dedicata:

- Acque potenzialmente inquinabili da olio: acque di lavaggio delle sale macchine e dell'edificio ausiliari, acque meteoriche ricadenti all'interno dei bacini di contenimento dei serbatoi del gasolio, dell'olio di lubrificazione e nell'area del generatore diesel di emergenza e da acque meteoriche ricadenti all'interno della vasca dei trasformatori ausiliari;

- Acque potenzialmente inquinabili da sostanze acide/basiche: acque meteoriche ricadenti nella zona del trattamento fumi e dei camini e nel bacino di contenimento dei serbatoi urea;
- Acque meteoriche non contaminate provenienti dalle coperture degli edifici (eccetto le coperture degli edifici motori) e dai piazzali puliti del nuovo impianto più le acque di spurgo continuo (blow down) delle torri evaporative di raffreddamento;
- Acque biologiche provenienti dai servizi igienici previsti nell'edificio elettrico a servizio dei motori.

Per una descrizione dei principi e delle linee guida del progetto di raccolta e conferimento reflui dall'impianto a motori si veda anche il paragrafo 6.2.

5.4.6 Altre opere

L'accesso al nuovo gruppo di produzione avverrà mediante l'ingresso attuale della Centrale, posizionato nella zona nord-ovest dell'impianto.

La viabilità interna, in parte assicurata dal sistema esistente, verrà adeguata alle esigenze delle nuove installazioni, mediante un sistema di strade attorno ai principali componenti dell'impianto e la realizzazione di un piazzale di manovra in prossimità dei sistemi di stoccaggio combustibili per le operazioni di scarico dagli automezzi

Le nuove strade e le aree attorno ai componenti del nuovo impianto saranno costituite da una pavimentazione di tipo stradale realizzata con le seguenti caratteristiche:

- Realizzazione degli eventuali riempimenti in materiale inerte adeguatamente compattati necessari alla regolarizzazione e livellamento del piano di posa del nuovo cassonetto stradale di spessore totale 65 cm;
- Realizzazione dello strato di fondazione in misto granulare stabilizzato di spessore 45 cm adeguatamente rullato e compattato;
- Applicazione di emulsione bituminosa spruzzata a caldo, allo scopo di garantire un'adeguata adesione tra lo strato di fondazione ed il successivo strato;
- Stesura dello strato di base di spessore 10 cm in conglomerato bituminoso mediante vibro finitrice o a mano, nei luoghi difficilmente accessibili dai macchinari, opportunamente vibrato e compattato con l'ausilio di rulli compattatori e/ con piastra vibrante;
- Stesura dello strato di collegamento (binder) di spessore 7 cm in conglomerato bituminoso mediante vibro finitrice o a mano, nei luoghi difficilmente accessibili dai macchinari, opportunamente vibrato e compattato con l'ausilio di rulli compattatori e/ con piastra vibrante;
- Stesura dello strato di usura di spessore 3 cm in conglomerato bituminoso mediante vibro finitrice o a mano, nei luoghi difficilmente accessibili dai macchinari, opportunamente vibrato e compattato con l'ausilio di rulli compattatori e/ con piastra vibrante;
- Al termine della posa e compattazione dello strato d'usura dovrà essere disteso uno strato di sabbia sulle aree asfaltate e dovranno essere realizzate le sigillature dei perimetri con emulsione bituminosa;
- In tutte le fasi si dovrà tener conto della realizzazione delle adeguate pendenze verso i tombini ricettori delle acque meteoriche

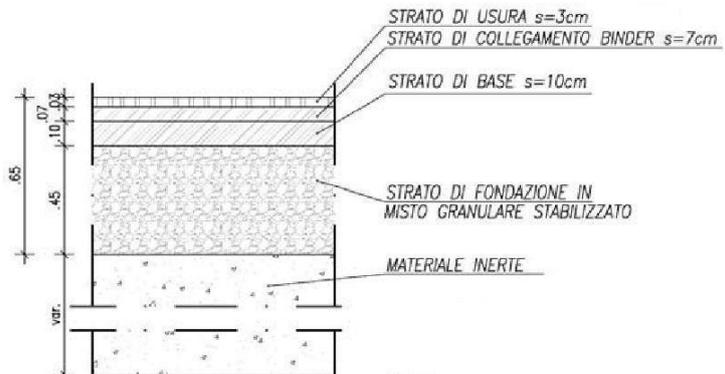


Figura 39 – Tipico finiture strade e piazzali

6 Interconnessioni con le reti di centrale

6.1 Connessione alla Rete elettrica di Trasmissione Nazionale

I motori saranno connessi alla RIU (rete interna di utenza) dell'insediamento industriale, con due linee in cavo MT a 15 kV che si attesteranno sui quadri di media tensione della centrale Ottana Energia.

La connessione alla RTN avverrà tramite i trasformatori elevatori esistenti installati in centrale OE e le linee in cavo AT di connessione alla stazione AT a 220 kV esistente dell'insediamento industriale.

La stazione AT a 220 kV esistente è del tipo isolata in aria (AIS), a cui si attestano le linee AT RTN di connessione alla stazione Terna di Ottana.

Per la connessione del nuovo impianto saranno utilizzati due scomparti disponibili dei quadri esistenti della centrale OE, che saranno opportunamente ammodernati per la connessione dei nuovi motori.

La RIU esistente ha caratteristiche tali da consentire l'evacuazione e quindi l'immissione in rete, senza limitazioni, di tutta la potenza prodotta dalle due unità di generazione in tutte le condizioni di esercizio ed ambientali.

Le linee in media tensione di nuova realizzazione si collegheranno al quadro mt a 15 kV di ogni unità di generazione, al quale sarà connesso il relativo generatore e dal quale si deriverà l'alimentazione dei servizi ausiliari, tramite trasformazione mt/bt.

6.2 Scarichi idrici

I reflui liquidi generati dal nuovo impianto saranno trattati negli impianti di trattamento esistenti come descritti al capitolo 1.

Per la gestione delle acque reflue prodotte dal nuovo impianto saranno utilizzate le reti fognarie già presenti in Centrale che saranno estese, laddove non presenti, mediante tratti di nuova realizzazione, alle aree interessate dagli interventi in progetto.

Il nuovo impianto genererà le seguenti tipologie di effluenti, ciascuna gestita con una rete dedicata:

- Acque di lavaggio o meteoriche su aree potenzialmente inquinabili da olio;
- Acque di lavaggio o meteoriche su aree potenzialmente inquinabili da sostanze acide/basiche;
- Acque meteoriche non contaminate e blow down (spurgo continuo) torri evaporative di raffreddamento;

Le acque inquinabili da olio sono costituite da acque di lavaggio delle sale macchine e dell'edificio ausiliari, acque meteoriche ricadenti all'interno dei bacini di contenimento dei serbatoi del gasolio, dell'olio di lubrificazione e nell'area del generatore diesel di emergenza e da acque meteoriche ricadenti all'interno delle vasche dei trasformatori ausiliari. Le acque potenzialmente oleose saranno recapitate mediante nuovo sistema di drenaggio alla rete acque oleose di Centrale e quindi trattate nell'impianto di trattamento CPI esistente e di qui scaricate nella rete acque chimiche e quindi inviate al depuratore consortile.

Le acque potenzialmente inquinabili da sostanze acide/basiche sono costituite da acque meteoriche ricadenti nella zona del trattamento fumi e dei camini in aree opportunamente dotate di cordoli di contenimento e acque

meteoriche ricadenti all'interno dei bacini di contenimento dei serbatoi dell'urea e saranno recapitate mediante nuovo sistema di drenaggio alla rete acque Chimiche esistente di Centrale e quindi inviate al depuratore consortile.

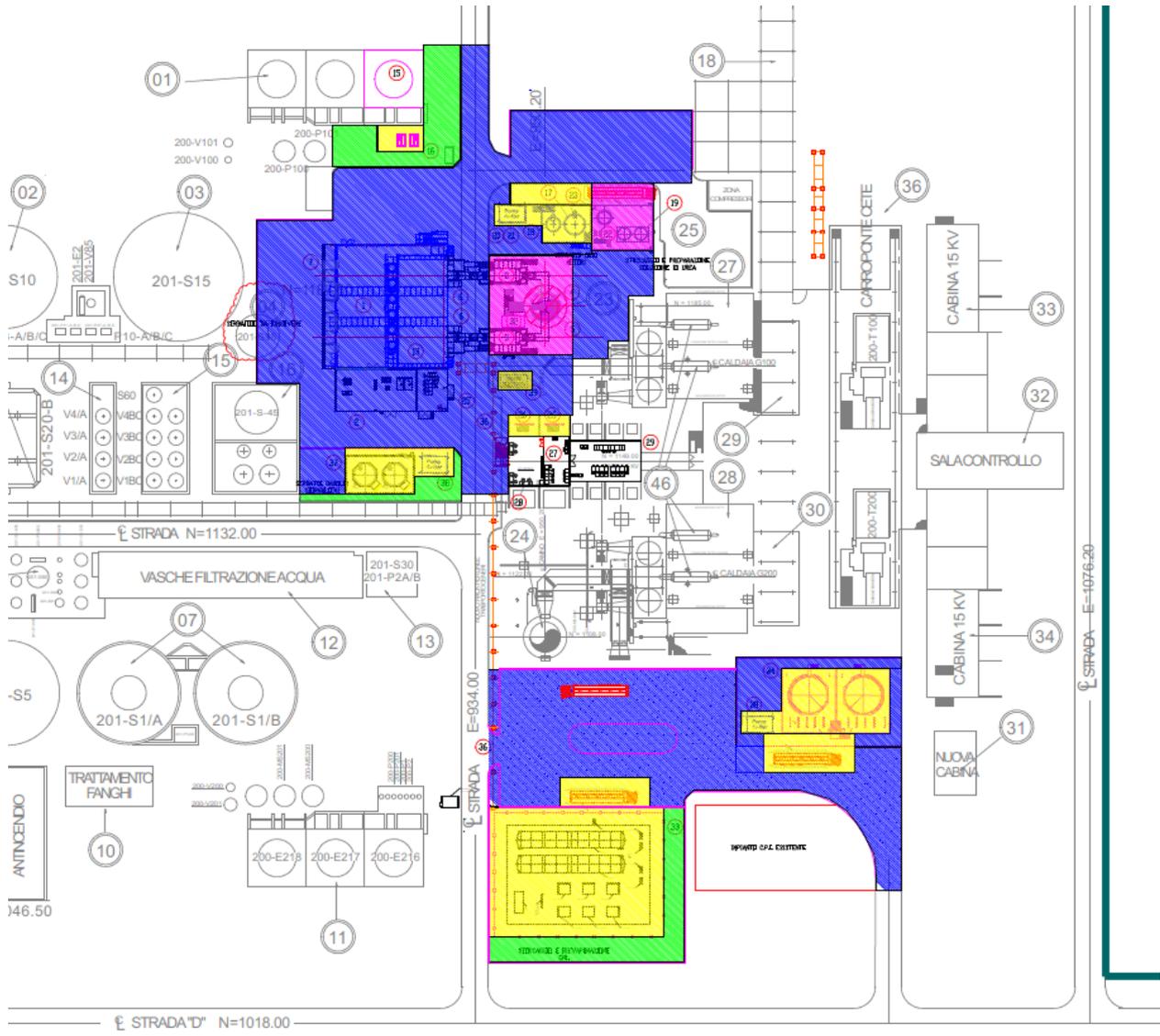
Le acque meteoriche ricadenti sulle coperture degli edifici e sui piazzali del nuovo impianto e le acque del blow down delle torri di raffreddamento saranno inviate alla rete di raccolta esistente delle acque meteoriche non contaminate che sarà adeguata per tener conto del layout dei nuovi impianti. Tali acque saranno inviate al depuratore consortile.

Per la descrizione dei sistemi di raccolta, trattamento (ITAR) e scarico dei reflui liquidi della Centrale si rimanda al SIA e alla documentazione AIA.

A valle della realizzazione degli interventi in progetto, i quantitativi di acque scaricate dagli scarichi di Centrale rimarranno sostanzialmente invariati in quanto:

- le acque potenzialmente oleose derivanti dai lavaggi della sala macchine e dell'edificio ausiliari, non quantificabili a priori, saranno comunque un quantitativo esiguo, legato alle eventuali attività saltuarie di pulizia, se paragonate agli analoghi reflui generati dall'esistente centrale ad olio combustibile di Ottana Energia; ;
- le acque potenzialmente acide/basiche, saranno comunque un quantitativo esiguo se paragonate agli analoghi reflui generati dall'esistente centrale ad olio combustibile di Ottana Energia;
- la superficie dilavata dalle acque meteoriche sostanzialmente non cambia in quanto i nuovi interventi non comporteranno l'impermeabilizzazione di aree aggiuntive rispetto alla situazione attuale, venendo realizzati nella stessa area precedentemente occupata dagli impianti della centrale esistente di Ottana Energia ad olio combustibile;
- le acque biologiche, generate dall'aumento di personale necessario per la manutenzione della nuova sezione a motori, saranno un quantitativo esiguo, dell'ordine di qualche decina di m³/anno.

A valle della realizzazione degli interventi in progetto continueranno ad essere rispettati per gli scarichi i limiti di emissione fissati dall'Autorizzazione Integrata Ambientale in essere.



-  AREE METEORICHE POTENZIALMENTE OLEOSE - 2650 m²
-  AREE METEORICHE POTENZIALMENTE ACIDE - 700 m²
-  AREE METEORICHE TETTI, COPERTURE E STRADALI PULITE - 6600 m²
-  AREE VERDI O PERMEABILI

Figura 40 – Planimetria azzonamento pluviometrico dei reflui nelle aree dei nuovi interventi

6.3 Approvvigionamenti idrici

I consumi idrici della nuova centrale a motori saranno soddisfatti dalle reti di distribuzione dell'attuale centrale esistente di Ottana Energia.

In particolare:

- l'acqua servizi destinata ad usi industriali come lavaggi e servizi vari sarà prelevata mediante opportuni stacchi dalla rete acqua industriale esistente che corre in prossimità dell'attuale area demineralizzazione localizzato a est dell'area dei nuovi interventi e distribuita alle nuove utenze della centrale a motori;
- l'acqua demineralizzata per il reintegro dei circuiti di raffreddamento e altri usi di processo sarà prelevata mediante opportuni stacchi dalla rete di distribuzione acqua demi esistente che corre in prossimità dell'attuale area di produzione acqua demineralizzata localizzato a est dell'area dei nuovi interventi e distribuita alle nuove utenze della centrale a motori;
- l'acqua potabile per i servizi igienici dell'edificio elettrico sarà derivata dall'attuale rete acqua potabile e portata nell'edificio elettrico;
- l'acqua per servizi antincendio sarà prelevata mediante appositi stacchi dalla rete antincendio dell'attuale centrale e distribuita nelle nuove aree della sezione di generazione a motori come descritto nella documentazione relativa al progetto antincendio.

I punti di interfaccia di approvvigionamento idrico del Nuovo Impianto a Motori dalle reti esistenti di centrale sono mostrati nel documento R17 Planimetria approvvigionamenti idrici.

7 Piano di dismissione dell'impianto a fine vita

Lo scopo di questo paragrafo è fornire una descrizione sintetica delle attività necessarie per la dismissione della Nuova Centrale a Motori di Ottana alla fine della sua vita tecnica.

Il progetto di dettaglio relativo alla dismissione sarà presentato, con congruo anticipo rispetto alla data effettiva, agli Enti competenti al fine di ottenere le necessarie autorizzazioni.

Lo scenario ipotizzato, a dismissione avvenuta, è rendere disponibile il sito ad una futura utilizzazione industriale a scopi di produzione energetica.

Le attività di dismissione consisteranno nella rimozione di tutte le sostanze potenzialmente contaminanti e nello smontaggio, smantellamento o demolizione e successiva rimozione di:

- motori endotermici e accessori;
- condotti fumi e sistemi di trattamento fumi;
- trasformatori;
- apparecchiature e sistemi meccanici ausiliari;
- apparecchiature e sistemi elettrici ausiliari;
- apparecchiature e sistemi di controllo;
- sistemi di interconnessione meccanica fuori terra;
- sistemi di interconnessione elettrica fuori terra;
- opere e strutture fuori terra quali cabinati, piperack e basamenti.
- sistemi di stoccaggio, trattamento e trasferimento combustibili (GNL e combustibile liquido)

Avendo ipotizzato che l'area manterrà la connotazione industriale ad uso di produzione energetica, saranno mantenute le seguenti strutture e infrastrutture:

- strade di accesso e strade interne al sito;
- rete fognaria;
- rete e sistema acqua antincendio;
- edifici (sala macchine, ecc.);
- connessione alla rete elettrica;

I sistemi che saranno mantenuti costituiranno un valore per l'eventuale nuova installazione e non certo un costo. Un simile approccio avrà oltretutto il vantaggio ambientale di ridurre, per quanto possibile, la produzione di rifiuti generati dalle attività di dismissione.

Ogni attività di seguito descritta sarà condotta nel rispetto della salute e sicurezza degli operatori e della protezione dell'ambiente, tramite l'ausilio di ditte specializzate.

7.1 Fase preliminare – rimozione prodotti chimici

La fase preliminare delle attività di dismissione consisterà nella rimozione degli eventuali prodotti chimici stoccati nell'area della Nuova Centrale a Motori e nelle relative apparecchiature (rifiuti e residui).

Nel corso di questa fase si provvederà:

- a scollegare elettricamente ed idraulicamente le varie apparecchiature;
- a smaltire i rifiuti (oli, stracci, fanghi, filtri, apparecchiature da ufficio e da laboratorio ecc.) ed i prodotti (acidi, soda, bombole gas vari, ecc.) ancora presenti;
- a svuotare e bonificare, ove necessario, i serbatoi, le tubazioni (incluse quelle interrato, quali fognature bianche e nere), le apparecchiature (pompe, trasformatori ecc.), raccogliendo i residui in opportuni contenitori che andranno classificati e quindi smaltiti adeguatamente;
- a “mettere in sicurezza” le strutture e gli impianti, aprendo le valvole e i passi d'uomo, fissando le strutture in quota (funi, cavi, tiranti, gru, ecc.) e impedendo l'accesso all'area ad estranei.

Al termine di questa fase l'impianto si presenterà come un insieme di strutture ed impianti puliti, scollegati e non pericolosi.

7.2 Creazione aree di lavoro e installazione cantiere

Fin dalle prime fasi delle attività si creeranno aree di lavoro prossime alle zone operative, per limitare gli spostamenti interni, opportunamente distribuite per evitare ogni intralcio reciproco.

L'installazione del cantiere consisterà essenzialmente nella creazione di un centro operativo (uffici/spogliatoio/magazzino) e “imprese esterne” con lo scopo di creare una prima area di stoccaggio materiali.

7.3 Rimozione tubazioni di collegamento e carpenteria

Allo scopo di facilitare l'accesso ai mezzi operativi e consentire la movimentazione di tutte le apparecchiature, anche le più ingombranti, nelle prime fasi del lavoro sarà svolta la rimozione di tutte le strutture aeree e di collegamento tra le varie aree dell'Impianto.

Tale fase prevede:

- rimozione dell'isolamento delle tubazioni coibentate;
- rimozione dei piccoli serbatoi;
- taglio e rimozione di tutte le tubazioni e cavidotti su rack e dei loro sostegni, per facilitare l'accesso dei mezzi alle aree di lavoro;
- rimozione della carpenteria (scale, ballatoi e corrimano).

7.4 Dismissione sistema elettrico

Si procederà quindi allo smontaggio e alla rimozione delle apparecchiature elettriche, della linea di interconnessione con la stazione elettrica e dei quadri elettrici presenti nell'edificio elettrico. In questa fase si provvederà anche a rimuovere tutti i cavi dai cunicoli di collegamento.

La linea in alta tensione di connessione alla RTN verrà mantenuta disponibile per futuri utilizzi.

7.5 Dismissione degli impianti ausiliari

Questa fase di attività prevede la dismissione degli impianti ausiliari della Nuova Centrale a Motori che non saranno più utili per l'utilizzo dell'area post dismissione.

7.6 Dismissione dell'area di produzione

Questa fase di attività prevede:

- rimozione motori endotermici e sistemi ausiliari;
- rimozione dei sistemi di trattamento fumi e delle canne fumi in metallo dei motori;

Le operazioni di smantellamento, condotte da ditte specializzate, consisteranno nello smontaggio delle strutture metalliche, nella loro riduzione a dimensioni idonee al trasporto e nella demolizione meccanica delle opere in calcestruzzo armato fuori terra con l'utilizzo di apposite macchine operatrici. Le fondazioni saranno demolite fino a piano campagna. Tutti i residui di demolizione saranno suddivisi per tipologia e destinati al riutilizzo secondo necessità e possibilità.

7.7 Operazioni conclusive

La fase conclusiva del lavoro sarà prevalentemente costituita dall'eventuale smaltimento/recupero dei moduli impiantistici, dalla pulizia delle aree di lavoro e dalla sistemazione finale.

7.8 Materiali e loro smaltimento

Le operazioni di dismissione produrranno essenzialmente i seguenti materiali residui:

- metalli facilmente recuperabili (acciaio, ferro, alluminio ecc.);
- coibentazioni;
- materiali plastici e in fibra (conduit, vetroresina ecc.);
- oli lubrificanti e dielettrici;
- materiali e apparecchiature composite (quadri elettrici ed elettronici);
- fanghi e acque da lavaggio.

Per i metalli, la possibilità di recupero in fonderia è elevata e quindi se ne prevede la rivendita.

Le coibentazioni, le acque/fanghi di lavaggio e parte dei materiali plastici saranno avviati a recupero e in subordine a smaltimento.

I macchinari elettromeccanici, i quadri elettrici e altre apparecchiature simili sono estremamente soggetti agli andamenti di mercato in funzione della loro riutilizzabilità: anche questi saranno avviati a recupero e in subordine a smaltimento.