

PARTECIPARE

PERIODICO MENSILE A CURA DELLA SEGRETERIA
ZONALE FLAEI - CISL di VITTORIO VENETO

Luglio
N. 7
Anno 2015

Direttore Responsabile: SILVIO DI PASQUA
Proprietario: BENIAMINO MICHIELETTO
Autorizz. Del Tribunale di Treviso n.463 del 5/11/1980
Redazione e stampa:
31029 VITTORIO VENETO
Via Carlo Baxa, 13
tel. 0438-57319 – fax: 0438/946028
.....e-mail: treviso@flaei.org
“Poste Italiane SpA - Spedizione in abbonamento postale – 70% NE/TV”

Hanno collaborato: Le Segreterie Nazionale, Regionale e Territoriale della FLAEI-CISL, Bazzo Giorgio, Griguolo Tiziano, De Luca Adelino, Fontana Sergio, De Bastiani Mario, Perin Rodolfo, Budoia Angelo, Tolot Margherita, Dal Fabbro Edgardo, Battistuzzi Lorenzo, Sandrin Giuseppe, Faè Luciano, Piccin Livio, Da Ros Remigio, Carminati Giovanni, Pilutti Aldo, Tempesta Domenico, Bitto Valter.

SOMMARIO:



ENEL - FUTURE-E PER 23 SITI TRA I QUALI PORTO MARGHRA E PORTOTOLLE

Vuoi ricevere Partecipare per posta elettronica? Segnala a: treviso@flaei.org oppure flaieisl.treviso@gmail.com

ENEL - FUTUR-E

Rinnovabili, generazione distribuita, domanda attiva, efficienza energetica e sviluppo digitale delle reti di distribuzione stanno trasformando in modo profondo il settore energetico italiano caratterizzato da nuove forme di produzione e consumo oltre che dalla riduzione della domanda elettrica.



Per rispondere al nuovo scenario energetico Enel ha avviato il progetto Futur-E alla cui base è stato posto un Manifesto che rappresenta la visione energetica dell'azienda per il Paese e comprende una strategia per far evolvere il suo parco impianti italiano, con particolare riferimento alla produzione termoelettrica.



Le centrali termoelettriche italiane hanno ancora un ruolo rilevante a condizione di essere molto efficienti in termini sia tecnici sia ambientali che economici. Gli impianti che invece non rispondono a questi requisiti hanno esaurito il loro ciclo di vita, la propria funzione e in alcuni casi non producono già da diversi anni. Le centrali termoelettriche italiane di Enel che rientrano in quest'ultimo gruppo sono 23 e hanno una potenza complessiva pari a 13 GW. In alcuni rari casi si tratta anche di singole sezioni produttive all'interno di impianti dotati di altri gruppi di produzione che non sono in discussione.

Il progetto Futur-E ha l'obiettivo di valutare soluzioni alternative e concretamente realizzabili per salvaguardare l'occupazione e riconvertire o riutilizzare questi 23 siti non più produttivi, anche con il coinvolgimento delle autorità e delle comunità locali.

Ognuno dei 23 siti interessati da Futur-E ha proprie peculiarità, legate all'ubicazione geografica e all'evoluzione, nel tempo, del territorio circostante: qualunque soluzione terrà dunque conto della specificità dei

singoli siti che, semplificando, è possibile suddividere in tre grandi gruppi:

- Impianti che potrebbero continuare a produrre energia elettrica se venissero riconvertiti per poter utilizzare un'altra tecnologia o fonte ad esempio rinnovabile;
- Impianti che sono ormai inglobati nel tessuto urbano e per motivi ambientali e di sostenibilità non sono più utilizzabili come siti di generazione elettrica;
- impianti che, pur non essendo ubicati all'interno di città, non hanno più possibilità di continuare l'attività di generazione elettrica;

Per questi siti Enel intende valutare proposte alternative, promuovendo in alcuni casi dei "concorsi di idee". Enel ha così avviato un programma di ascolto e confronto con tutti gli stakeholder. L'obiettivo è di cambiare il modo di produrre energia coinvolgendo le persone, i territori e le aziende locali nell'affrontare efficacemente la realtà e il cambiamento, anticipando e cogliendo nuove opportunità di sviluppo.

*o*o*o*

Impianti

Trino Vercellese (VC) – Alessandria, – Genova – La Spezia – Carpi (MO) – Porto Marghera (VE) – Porto Tolle (RO) – Livorno – Piombino (LI) – Camerata Picena (AP) – Pietrafitta (PG) – Gualdo Cattaneo (PG) – Montaldo di Castro (VT) – Campo Marino (CB) – Maddaloni (CE) – Giugliano (NA) – Bari – Rossano Calabro (CS) – Termini Imerese (PA) – Augusta (SR) – Porto Scuso (CI) – Assemini (CA).

*o*o*o*

Via all' «operazione rinascita» per le vecchie centrali Enel

di Federico Rendina Cronologia articolo 06 luglio 2015 Il Sole 24 Ore

Tweet

My24 Nulla si butterà via, nulla andrà ad arricchire i monumenti agli sprechi di cui l'Italia è tristemente ricca. Parte dalle ciminiere di Alessandria la grande promessa dell'Enel per riciclare a vantaggio della collettività le centrali elettriche da dismettere perché già chiuse o ormai improduttive. Lì si tratterà un metodo, un percorso: subito un concorso pubblico di idee da selezionare a fine anno premiando (anche in denaro) i progetti scelti per convincere contemporaneamente le popolazioni, gli amministratori locali e gli imprenditori che ci metteranno investimenti e fatica. Questa mattina il battesimo dell'operazione, con lo schieramento degli esperti e dei governanti del luogo, ma anche dei rappresentanti della comunità e del mondo degli affari. Sarà il primo test sul campo del piano "futur-e" (www.futur-e.com)

e.enel.it) per riconvertire e riutilizzare ben 23 impianti disseminati in tutto lo stivale per 13mila megawatt di potenza di generazione complessiva, la metà tutto il parco termoelettrico in carico all'ex monopolista dell'elettricità italiana (si veda Il Sole 24 Ore del 12 aprile).

Le prime ipotesi

Un insediamento industriale o un centro logistico di tutt'altro genere, magari nel settore dell'automobile o dell'elettronica? Ad Alessandria le strutture di base ci sono, la riconversione non sarebbe difficile. La trasformazione nel mestiere attiguo, utile ma assai delicato, della produzione di energia con la termo-valorizzazione dei rifiuti? Qualcuno ci sta pensando, anche se le ipotesi più concrete in questo senso si concentrano sulla mega-centrale (era la più grande d'Italia) di Montalto di Castro, nell'alto Lazio, dotatissima di infrastrutture di base ma ormai bloccata da tempo, vicina alla Capitale e ai suoi sempre più problematici rifiuti. Un mega centro commerciale? L'ipotesi circola anche per Alessandria ma a bruciare tutti sul tempo potrebbe essere la centrale di Piombino. Per l'impianto toscano «stiamo esaminando diverse proposte» fa sapere Enrico Viale, responsabile di tutte le strutture di generazione dell'Enel. Quella più concreta? Proprio il progetto un centro commerciale con negozi outlet grandi firme su un'area di circa 40 ettari. Un primo rendering della struttura c'è già, con grandi ammiccamenti all'eco-compatibilità da offrire alle popolazioni per guadagnare consenso.

La struttura combinerebbe parte delle attuali costruzioni della centrale, da ristrutturare profondamente, con palificazioni sormontate da costruzioni in legno che creerebbero una sorta di sinergia architettonica con il limitrofo parco del WWF. Il nome dell'impresa che propone tutto ciò? Blindato, per ora. Si vocifera di un gruppo austriaco. «Una riconversione come questa potrebbe garantire un significativo indotto, fino a svariate centinaia di risorse tra diretti e indiretti, salvaguardando nel contempo aspetti ambientali e naturalistici dell'area, visto che verranno comunque mantenute le aree verdi già esistenti», promette Viale.

Intanto ad Alessandria, scelta per il debutto operativo del confronto pubblico, non si parte da zero. Per l'impianto a turbogas da 180 megawatt che ha marciato dal 1979 al 1993 per poi essere spento dalla perdita di competitività rispetto ai impianti più moderni ed alla pressione delle energie rinnovabili, ecco il via a "un concorso internazionale di idee - si legge nei piani che i dirigenti Enel illustrano questa mattina - per identificare il migliore progetto di valorizzazione dell'area con particolare attenzione alle opportunità alle esigenze della comunità locale, già sondate anche per mezzo di un mirato piano di ascolto".

Tempi stretti

Poco spazio alle lobby, molto ai migliori esperti sul mercato, promette l'Enel: tra i principali collaboratori per l'iniziativa c'è il Politecnico di Milano. E i tempi – giurano - saranno davvero stretti e ben cadenzati: il bando formale per la presentazione dei progetti arriverà a fine mese, la formalizzazione delle proposte entro ottobre, l'aggiudicazione a fine anno.

Per evitare i consueti tempi biblici italiani all'Enel promettono un percorso all'insegna non solo della rapidità ma anche della trasparenza. Facendo piazza pulita, sin dall'inizio, di qualche possibile materia del contendere: appunto la tutela del territorio ma anche quella dell'occupazione. «Entro il 2016 contiamo di avere un quadro chiaro per tutti di 23 impianti», afferma Viale. Il confronto sarà serrato, ma conflitti non ce ne saranno, giura. «Su tutti i 23 progetti abbiamo già avviato contatti con gli enti locali, la Confindustria locale e i sindacati sulle soluzioni da adottare per ciascuna realtà. E se non ci sarà piena accettazione non andremo avanti». In ogni caso «non intendiamo avere una parte diretta in business e che non sono nostri. Dunque ci limiteremo a mettere a disposizione i siti con tutte le possibili iniziative di facilitazione».

Garanzie per gli attuali occupati? «Assolute», afferma Viale. Delle 700 persone attualmente occupate delle centrali in dismissione una quota consistente potrà essere impiegata in altre strutture del gruppo negli stessi territori. Molti potranno trovare buone occasioni nelle iniziative frutto della riconversione. «Nel frattempo l'Enel, con un accordo sindacale innovativo ha attuato tra il 2013 e il 2014 un processo di accompagnamento alla pensione per circa 3800 dipendenti e nel contempo assunto oltre 2700 giovani alcuni dei quali con un progetto di alternanza scuola-lavoro che costituisce un'esperienza unica nel panorama nazionale», rimarca Viale.

*o*o*o

CENTRALE DI ALESSANDRIA

Contesto territoriale

La centrale turbogas è ubicata nel Comune di Alessandria, a nord della città, in località Valmadonna sulla sponda sinistra del fiume Tanaro, nei pressi dell'autostrada Torino – Piacenza.

Nel contesto del Piano Regolatore Generale Comunale, la centrale sorge in un'area definita come "Area per impianti e servizi di carattere comprensoriale e urbano".

Sul lato est della centrale si trova un'area destinata ad "attrezzature sociali, sanitarie ed ospedaliere", mentre sul versante sud-est sono presenti aree destinate a parchi pubblici per il gioco e lo sport, ove le alberature esistenti sono soggette a tutela.

Il restante territorio compreso nell'arco di 500 metri attorno all'impianto, in direzione nord, ovest e sud è classificato come "Aree destinate alle attività agricole", con rada presenza di cascinie e casolari.

Storia della centrale

L'impianto turbogas di Alessandria, realizzato sulla base del decreto di autorizzazione del Ministero dell'Industria, del Commercio e dell'Artigianato del 20 dicembre 1978, è entrato in esercizio alla fine del 1979 proseguendo l'attività di produzione di energia elettrica fino al 1993, contribuendo al soddisfacimento del fabbisogno di energia della rete nazionale in periodi di domanda particolarmente elevata o in caso di emergenza per garantire l'equilibrio dei flussi di energia nella rete stessa.

Dato il tipo di funzionamento richiesto all'impianto, il periodo di produzione 1979 – 1993 è stato caratterizzato da un limitato numero di ore annue di funzionamento, che mediamente è risultato inferiore alle 150 ore/anno.

A partire dal 1994 l'impianto è stato posto in assetto di lunga conservazione e non ha più prodotto energia elettrica.

Successivamente, a seguito delle criticità del settore elettrico nazionale emerse nell'estate 2003, Enel assunse l'impegno di rendere nuovamente disponibile alla produzione l'impianto turbogas di Alessandria: dopo le opportune verifiche, a partire dal 2004 l'impianto ridivenne quindi disponibile al normale esercizio, con impiego esclusivo di gas naturale.

Avvenimenti recenti

Negli ultimi anni la produzione si è ridotta sensibilmente, perché è diminuita la richiesta da parte del mercato.

Dal 10 gennaio 2013, in accordo con il Ministero dell'Ambiente, i gruppi sono stati resi indisponibili al servizio.

Il 12 dicembre 2013 lo stesso Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare ha autorizzato la messa fuori servizio della centrale.

Descrizione e dati principali

L'impianto occupa una superficie di circa 66.000 m² e si compone di due unità turbogas a ciclo semplice identiche, della potenza unitaria di 90,8 MW ciascuna, alle quali si aggiunge, al fine di assicurare un'alimentazione di riserva, un gruppo elettrogeno di emergenza.

Ogni turbo-gruppo è alloggiato su una struttura di contenimento in calcestruzzo (detta "vassoio") ed è costituito da una serie di cabinati metallici in cui sono installate le varie apparecchiature dalle quali i cabinati prendono il nome.

Coassialmente al complesso compressore-turbina si trova l'alternatore, alloggiato in cabinato a se stante. Ciascun turbogas è corredato di altri due cabinati contenenti quadri di comando e controllo apparecchiature ausiliarie.

Nella centrale sono presenti vari impianti tecnologici ausiliari, necessari al processo di produzione

Ore di funzionamento	2009	2010	2011	2012	2013
Sezione 1	33	68	71	14	0
Sezione 2	26	61	65	22	0

*o**o*

CENTRALE DI ASSEMINI

Contesto territoriale

L'impianto è localizzato all'interno del comparto industriale di Macchiarèdu-Grogastu, ad Assemini (provincia di Cagliari), a Nord-Ovest dell'hinterland cagliaritano.

L'agglomerato industriale è uno dei più importanti agglomerati della Sardegna meridionale ed è ubicato nella piana alluviale compresa fra lo stagno di Cagliari e il Rio Santa Lucia in agro di Capoterra.

Storia della centrale

La realizzazione della Centrale è stata prevista dal piano di emergenza proposto da Enel al Comitato Interministeriale per la Programmazione Economica nel 1975.

La Costruzione è iniziata a seguito del Decreto del Ministero dell'Industria, del Commercio e dell'Artigianato del 2 luglio 1991, e la centrale è entrata in servizio nel 1992.

Il 26 febbraio 2011 il Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare ha rilasciato per l'impianto di Assemini il decreto di Autorizzazione Integrata Ambientale (AIA) autorizzando il funzionamento di ciascun gruppo turbogas (TG) d'impianto per una durata massima di 500 ore all'anno, con scadenza 26 febbraio 2016.

Avvenimenti recenti

I due gruppi TG vengono attualmente utilizzati quasi esclusivamente per la fornitura – mediante l'impiego degli alternatori come motori "compensatori" - del servizio di rifasamento della rete.

Descrizione

L'area produttiva occupa una superficie di poco superiore a 57.000 m².

L'impianto si compone di due identiche unità turbogas a ciclo semplice alimentate a gasolio e di un gruppo elettrogeno di emergenza.

Ogni unità ha una potenza nominale "di base" continua di 90 MW lordi (88 MW al netto dei servizi ausiliari di gruppo), una potenza di punta di 95 MW.

L'energia elettrica viene immessa in rete alla tensione di 150 kV.

Ore di funzionamento	2009	2010	2011	2012	2013
Sezione 1	1377	202	84	86	64
Sezione 2	1471	216	76	92	38

*o*o*o

CENTRALE DI AUGUSTA

Contesto territoriale

La centrale termoelettrica è ubicata nel territorio del Comune di Augusta (Siracusa), all'interno della zona industriale.

Storia della centrale

La centrale rientra (insieme a quella di Termini Imerese, alla Centrale Idroelettrica di Guadalami e all'allacciamento elettrico della Sicilia al Continente) fra le grandi opere realizzate negli anni '50, in seguito al notevole aumento della richiesta di energia elettrica che si ebbe in Sicilia già dagli anni successivi alla fine del conflitto mondiale e alla previsione di un auspicato sviluppo economico, favorito dai provvedimenti delle Autorità Statali e Regionali emanati per promuovere una rapida industrializzazione dell'isola.

La centrale di Augusta venne costruita alla fine degli anni '50 dalla Società Tifeo e il primo gruppo entrò in servizio nel gennaio del 1959. Con la nazionalizzazione del settore elettrico nel 1962, l'impianto venne acquisito da Enel.

All'epoca della entrata in servizio la Centrale di Augusta, da sola, poteva assicurare una produzione sufficiente a soddisfare l'intero fabbisogno della Sicilia.

Avvenimenti recenti

Negli ultimi anni la produzione si è ridotta sensibilmente in quanto è diminuita la richiesta del mercato e gli impianti di vecchia generazione a olio combustibile sono diventati poco competitivi per il basso rendimento del ciclo produttivo.

Attualmente è disponibile per la produzione il solo gruppo 1, mentre i gruppi 2 e 3 sono stati posti in conservazione dal 2014.

Descrizione e dati principali

La Centrale occupa una superficie di circa 150.000 m² e si compone di tre sezioni termoelettriche a ciclo semplice, di potenza elettrica efficiente lorda pari a 70 MW ciascuna, alimentate ad olio combustibile a bassissimo tenore di zolfo (STZ).

È caratterizzata da un particolare disegno architettonico, attento all'integrazione con l'ambiente. Per questo, nel 1961 alla Centrale venne conferito il premio "ARCHINSI 61" quale migliore opera architettonica realizzata in Sicilia.

Ore di funzionamento per sezione	2010	2011	2012	2013	2014
Sezione 1	1611	3213	2394	338	386
Sezione 2	3337	1479	2360	47	0
Sezione 3	2709	1666	1166	211	0

*o*o*o

CENTRALE DI BARI

Contesto territoriale

La Centrale di Bari è ubicata nell'omonimo Comune, a ovest della città nell'area industriale, in prossimità dell'ex insediamento petrolchimico STANIC.

Storia della centrale

La Centrale di Bari fu realizzata alla fine degli anni '50 dalla SGPE (Società Generale Pugliese di Elettricità) per la produzione di energia elettrica di base, con investimenti della Cassa del Mezzogiorno. Dopo il primo decreto di autorizzazione del 4 agosto 1955, vennero costruite la Sezione 1, entrata in servizio nel luglio 1958, e la Sezione 2, entrata in servizio nel gennaio 1959. Successivamente, in virtù del Decreto Interministeriale n° 63 del 18 gennaio 1957, venne costruita la Sezione 3, che entrò in servizio nel novembre del 1959.

L'impianto è stato costruito per la produzione di energia elettrica da combustibili tradizionali. Inizialmente è stato utilizzato il carbone, ma dopo i primi anni sono stati utilizzati solo combustibile liquido e gas naturale. Dal 2008 in poi è stato utilizzato solo gas naturale.

L'episodio di maggior rilievo nella storia della Centrale di Bari è stato il black out nazionale del 28 settembre 2003. In tale circostanza, l'impianto in servizio con il solo gruppo 3 – seppure a potenza ridotta, a 25 MW - superò il pericolo di blocco delle macchine per intervento dei sistemi di protezione di minima frequenza, rimanendo la sola Centrale Enel in funzionamento nell'intero parco produttivo nazionale. Il suo successivo funzionamento in "isola di carico" le consentì di alimentare progressivamente altri impianti andati fuori servizio, per il rientro in produzione e la riaccensione della rete.

Nelle recenti modalità di esercizio la sua produzione ha subito un calo progressivo, ma il Gestore della Rete in passato ha sempre richiesto la disponibilità del servizio di almeno una sezione della centrale, in considerazione della sua peculiarità di immettere energia nella rete a 150 kV anziché a 380 kV.

Avvenimenti recenti

A seguito dell'incendio verificatosi il 4 agosto 2013, l'impianto è stato messo fuori servizio con l'allontanamento di tutti i combustibili. Successivamente è stato inviato al Ministero dell'Ambiente e Tutela del Territorio e del Mare il piano di sicurezza e di dismissione.

Descrizione e dati principali

L'impianto, prima alimentato sia a olio combustibile liquido che a gas naturale, dal 2008 ha utilizzato solo metano. La centrale si compone di 3 sezioni da 68,5 MW ciascuna e si estende per circa 8 ettari.

Ore di funzionamento Sezioni	2010	2011	2012	2013
1	1123	708	678	147
2	674	779	889	324
3	17	0	0	0

*o*o*o

CENTRALE DI BASTARDO

Contesto territoriale

La Centrale "Pietro Vannucci" è ubicata in località Ponte di Ferro, nel Comune di Gualdo Cattaneo (Perugia).

L'area dell'insediamento ha una morfologia collinare: l'altezza massima è rappresentata dal Poggio della Botte a quota 719 m s.l.m. mentre la quota più bassa, 190 m s.l.m, si trova in corrispondenza della valle del torrente Puglia, il corso d'acqua più significativo della zona.

Storia della centrale

L'impianto termoelettrico di Bastardo, recentemente rinominato centrale "Pietro Vannucci" in onore del pittore umbro, fu progettato dalla società Unione Esercizi Elettrici per utilizzare la lignite esistente nella zona.

Il curioso nome di "centrale di Bastardo" è derivato da un preesistente storico impianto, ubicato proprio nell'omonima cittadina e andato distrutto nelle ultime azioni belliche. Negli primi anni '60, con la nazionalizzazione del settore elettrico, l'impianto ancora in costruzione fu trasferito all'Enel. Nel frattempo l'impiego della lignite si dimostrò economicamente non conveniente e l'impianto non entrò mai in funzione nella configurazione inizialmente prevista, tanto che nel 1967 fu riadattato per produrre con alimentazione a olio combustibile.

Il funzionamento è proseguito in questo assetto fino agli ultimi anni '80, quando l'esigenza di diversificazione delle fonti energetiche e l'entrata in vigore di nuovi limiti legislativi per le emissioni, portò alla decisione di trasformare la centrale per l'alimentazione a carbone.

I lavori sono stati avviati rispettivamente nel novembre 1988 sull'unità 2 e nell'ottobre 1990 sull'unità 1, per concludersi rispettivamente con il primo parallelo a carbone dell'unità 2 nel marzo del 1990 e dell'unità 1 nel dicembre del 1991.

Già dotato delle certificazioni di qualità ISO 9001 e ISO 14001 per il proprio sistema di gestione ambientale, l'impianto nel 2008 ha ottenuto anche la registrazione presso il Sistema di ecogestione e audit europeo EMAS.

Avvenimenti recenti

Negli ultimi anni la produzione si è ridotta sensibilmente, perché è diminuita la richiesta da parte del mercato.

Descrizione e dati principali

L'impianto è alimentato a carbone, con 2 sezioni produttive da 75 MW ciascuna, che occupano un'area di circa 14 ettari. Oltre alla strutture e apparecchiature connesse alla produzione in senso stretto (caldaie, ciminiera, sala macchine, torre refrigerante e filtro elettrostatico per le polveri, stazione elettrica,) è presente nel sito un'area di circa 2 ettari destinata allo stoccaggio del carbone. Quest'ultimo viene fornito all'impianto attraverso una catena logistica che parte dal porto di Ancona, ove Enel ha realizzato un carbonile ecologico: il primo tratto del percorso si svolge in treno, poi presso lo scalo intermodale di Foligno avviene il trasferimento sui camion che dopo un tragitto di circa 20 km provvedono alla consegna finale.

Ore di funzionamento	2010	2011	2012	2013	2014
Sezione 1	3.089	1.301	2.633	3.272	93
Sezione 2	1.835	1.247	1.849	3.402	13

*o*o*o

CENTRALE DI CAMERATA PICENA

Contesto territoriale

L'impianto turbogas è ubicato nel Comune di Camerata Picena (Ancona).

Attiguo all'area occupata dall'isola produttiva, l'insediamento di proprietà Enel si estende per ulteriori 105.000 m² circa, su un pendio collinare lasciato a verde, area in parte boschiva (pineta).

Storia della centrale

La realizzazione degli impianti turbogas (TG) a ciclo semplice, tra i quali quello di Camerata Picena, è stato previsto dal piano di emergenza proposto da Enel al Comitato Interministeriale per la Programmazione Economica negli anni 1970-1975.

Tali impianti rispondevano all'esigenza di far fronte a situazioni di carenza di energia elettrica, in particolare nei periodi di maggior richiesta (periodi "di punta"), a garantire la sicurezza e la stabilità del funzionamento della rete elettrica nazionale e, in caso di blackout, contribuire prontamente al ripristino delle condizioni di normale funzionalità della rete stessa: non sono quindi mai stati destinati alla produzione continuativa di energia elettrica.

L'impianto turbogas di Camerata Picena è entrato in esercizio agli inizi del 1974, proseguendo l'attività di produzione di energia elettrica fino al 1999.

A partire dal 2000 l'impianto è stato posto in assetto di indisponibilità all'esercizio e non ha più prodotto energia elettrica.

A fronte delle criticità del settore elettrico nazionale emerse nell'estate 2003, Enel assunse l'impegno di rendere nuovamente disponibili alla produzione una serie di impianti turbogas in ciclo semplice tra cui quello di Camerata Picena. L'impianto venne quindi riattivato e negli anni seguenti hanno ricominciato a produrre 3 delle 4 sezioni.

Avvenimenti recenti

Negli ultimi anni la richiesta – da parte del Gestore del Sistema Elettrico Nazionale - di energia elettrica generata dai gruppi turbogas di Camerata Picena si è ridotta sensibilmente, perché è diminuita la domanda del mercato.

Di conseguenza, Enel ha chiesto ed ottenuto dal Ministero dello Sviluppo Economico l'autorizzazione a porre in sicurezza e a cessare l'esercizio dei turbogas della centrale di Camerata Picena a far data dal 30 gennaio 2013.

Descrizione e dati principali

L'impianto produttivo occupa una superficie di circa 79.000 m² (di cui circa 30.000 m² a verde) e si compone di 4 gruppi turbogas della potenza unitaria di 26 MW

Ore di funzionamento	2009	2010	2011	2012	2013
Gruppo TG CP1	47	38	31	11	0
Gruppo TG CP3	57	30	7	13	0
Gruppo TG CP4	51	39	8	13	0

°°*°

CENTRALE DI CAMPOMARINO

Contesto territoriale

L'impianto turbogas è ubicato nel Comune di Campomarino (in provincia di Campobasso).

L'impianto si trova immerso in una vasta zona agricola, a circa 3 km dal mare, dagli agglomerati urbani più importanti di Campomarino e Portocannone e a maggior distanza dal complesso industriale di Termoli.

Storia della centrale

La realizzazione degli impianti turbogas a ciclo semplice, tra i quali quello di Campomarino, è stato prevista dal piano di emergenza proposto da Enel al Comitato Interministeriale per la Programmazione Economica nel 1975.

Tali impianti rispondevano all'esigenza di far fronte a situazioni di carenza di energia elettrica, in particolare nei periodi di maggior richiesta di energia (periodi "di punta"), a garantire la sicurezza e la stabilità del funzionamento della rete elettrica nazionale e, in caso di blackout, a contribuire prontamente al ripristino delle condizioni di normale funzionalità della rete.

Tali impianti non sono quindi mai stati destinati alla produzione continuativa di energia elettrica.

L'impianto turbogas di Campomarino è entrato in esercizio il 13 dicembre 1984, proseguendo l'attività di produzione di energia elettrica fino al 28 febbraio 2000.

A partire dal 1° marzo 2000 l'impianto è stato posto in assetto di indisponibilità all'esercizio e non ha più prodotto energia elettrica.

Tuttavia, a fronte delle criticità del settore elettrico nazionale emerse nell'estate 2003, Enel assunse l'impegno di rendere nuovamente disponibili alla produzione una serie di impianti turbogas in ciclo semplice tra cui quello di Campomarino.

Avvenimenti recenti

Negli ultimi anni la richiesta – da parte del Gestore del Sistema Elettrico Nazionale - di energia elettrica generata dai gruppi turbogas di Campomarino si è ridotta sensibilmente, perché è diminuita la domanda del mercato.

Ore di funzionamento in generazione	2009	2010	2011	2012	2013
	75	32	28	17	0

°°*°

CENTRALE DI CARPI

Contesto territoriale

La centrale turbogas è ubicata in località Fossoli, nel Comune di Carpi.

Sui lati est ed ovest dell'impianto sono presenti aree considerate nella rete "Natura 2000", destinate dal Consiglio dei Ministri dell'Unione Europea alla conservazione della diversità biologica presente nel territorio dell'Unione stessa ed in particolare alla tutela di una serie di habitat e specie animali e vegetali indicati in apposite direttive.

Storia della centrale

L'impianto turbogas di Carpi, realizzato sulla base del decreto di autorizzazione del Ministero dell'Industria, del Commercio e dell'Artigianato del 22 dicembre 1978, è entrato in esercizio alla fine del 1980 proseguendo l'attività di produzione di energia elettrica fino al 1999, contribuendo al soddisfacimento del fabbisogno di energia della rete nazionale in periodi di richiesta di energia particolarmente elevata o in caso di emergenza per garantire la sicurezza della rete stessa.

Nel 2000 l'impianto cessò di produrre e venne posto in assetto di lunga conservazione. Successivamente, a fronte delle criticità del settore elettrico nazionale emerse nel periodo estivo del 2003, Enel assunse l'impegno di rendere nuovamente disponibile alla produzione la centrale, al fine di contribuire al soddisfacimento del fabbisogno di energia elettrica della rete nazionale in periodi di richiesta di energia particolarmente elevati o in caso di emergenza al fine di garantire la sicurezza della rete stessa.

Avvenimenti recenti

A partire dal 2012 la produzione si è ridotta sensibilmente a causa della diminuzione della richiesta di energia da parte del mercato.

Nel gennaio del 2013 Enel ha comunicato al Ministero dello Sviluppo Economico e al Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare la decisione di cessare l'esercizio dell'unità, da allora indisponibile al servizio.

Descrizione e dati principali

L'impianto occupa una superficie di circa 76.000 m².

È composto da due unità turbogas identiche della potenza unitaria di 90,8 MW ciascuna, alimentate a metano.

Ore di funzionamento	2009	2010	2011	2012	2013
CM1	32	37	48	8	0
CM2	65	34	62	8	0

*o*o*o

CENTRALE DI GENOVA

Contesto territoriale

La Centrale di Genova, è collocata nell'area portuale posta ai piedi della "Lanterna", di fronte alla darsena portuale antistante la frazione di Sanpierdarena.

L'insediamento industriale è posto al livello del mare nel cuore del porto di Genova, a qualche centinaia di metri dai quartieri residenziali e dai terminal portuali per traghetti e container.

Storia della centrale

La Centrale termoelettrica di Genova fu progettata dalla società "Consorzio Centrali Termoelettriche" per supportare l'elettrificazione delle macchine operatrici del porto all'inizio del secolo scorso: la struttura fu inaugurata nel 1929, con i primi due turboalternatori da 25 MW e un piccolo gruppo da 3 MW destinato ad alimentare i servizi ausiliari dell'impianto. Nel 1934 la proprietà della Centrale passò al Gruppo Edison e nel secondo conflitto mondiale la Centrale fu bombardata come tutto il porto di Genova, subendo danni alla stazione elettrica che ne impedirono il funzionamento per alcuni anni.

Nel periodo post-bellico la Centrale fu rinnovata, con la costruzione di due nuovi gruppi da 70 MW, entrati in servizio nel 1952, con tecnologie di progettazione americana e componenti prodotti negli Stati Uniti e trasportati direttamente a Genova con navi dedicate, nell'ambito del piano Marshall.

Nel 1960, durante il periodo di massimo sviluppo industriale della città di Genova, dopo che furono demoliti i vecchi gruppi da 25 MW e il piccolo gruppo da 3 MW per i servizi ausiliari, entrò in servizio il gruppo da 155 MW: un gruppo di produzione moderno, con tecnologie progettate in Italia su licenza americana e componenti prodotti negli stabilimenti nazionali.

Nel 1964 la Centrale venne acquisita dall'Enel. Nel 1984 fu effettuata una prima "ambientalizzazione" dei gruppi, con l'installazione di tre elettrofiltri per l'abbattimento delle polveri prodotte dalla combustione del carbone nelle caldaie.

Nel 2003 il precipitatore elettrostatico della sezione da 155 MW fu sostituito con il filtro a maniche attualmente in servizio, la cui capacità di captazione delle polveri raggiunge livelli elevatissimi, migliorando sensibilmente l'efficienza di depurazione dei fumi. Nello stesso periodo vennero installati i Sistemi di Monitoraggio delle Emissioni su tutti e tre i camini, al fine di controllare i valori emissivi di polveri e gas della Centrale.

Avvenimenti recenti

Negli ultimi anni la produzione della Centrale si è ridotta sensibilmente, principalmente a causa delle limitazioni imposte per motivi ambientali e per l'avvio del processo di dismissione; in parte hanno inciso anche il mutamento delle condizioni di mercato in Italia, che hanno visto diminuire la richiesta di energia per i gruppi di produzione più piccoli.

Questi aspetti hanno portato a un progressivo ridimensionamento dell'impianto nel panorama della produzione da fonti tradizionali in Italia.

Le due sezioni più piccole e più vecchie sono state dismesse e non funzionano; l'unica sezione in esercizio è la più recente, da 155 MW, che produce ancora oggi con tassi di utilizzazione elevati: il suo arresto definitivo, in base alle autorizzazioni vigenti, è previsto alla fine del 2017.

Descrizione e dati principali

La Centrale occupa un'area di 48.000 m², totalmente ricompresa nell'area demaniale portuale, concessa in uso a Enel fino alla fine del 2020.

L'impianto è alimentato con carbone a bassissimo contenuto di zolfo e fino al 2012 comprendeva tre sezioni produttive: due da 70 MW ciascuna, costruite negli anni '50, e una da 155 MW costruita negli anni '60, per complessivi 295 MW installati.

Oltre alle strutture e apparecchiature connesse alla produzione in senso stretto (caldaie, ciminiera, sala macchine, filtri elettrostatici e filtro a maniche, serbatoi olio combustibile, impianti di trattamento acque reflue, stazione elettrica, eccetera) è presente nel sito un'area di 20.000 m² destinata allo stoccaggio del carbone. L'area è dotata di sistemi di abbattimento a umido delle polveri di carbone ed è gestita con mezzi compattatori in modo da limitare al massimo la dispersione delle polveri di carbone.

L'edificio che contiene la sala macchine, le caldaie e i sistemi ausiliari della Centrale è costituito da una struttura realizzata con travi d'acciaio chiodate, murature di tamponamento e solai di sostegno delle apparecchiature; realizzato negli anni '20 del secolo scorso, è vincolato dalla Soprintendenza dei Beni Architettonici e Ambientali per il suo valore architettonico e storico. In esso è contenuta una stazione elettrica a 130 KV, recentemente rinnovata da Terna, che dovrà restare in esercizio anche dopo il 2017, essendo un nodo di fondamentale importanza per il funzionamento della rete elettrica e delle linee in AT a servizio della città e del porto.

La Centrale è dotata della certificazione di qualità ISO 14001 per il sistema di gestione ambientale e nel 2006 ha ottenuto anche la registrazione presso il Sistema di eco gestione e audit europeo EMAS.

Nel 2010 la Centrale ha ottenuto l'Autorizzazione Integrata Ambientale, che è stata successivamente modificata e nuovamente autorizzata nel 2013, al fine di comprendervi il piano di dismissione delle unità produttive.

Di conseguenza, Enel ha chiesto ed ottenuto dal Ministero dello Sviluppo Economico l'autorizzazione a porre in sicurezza e a cessare l'esercizio del Gruppo TG della centrale di Campomarino a far data dal 30 gennaio 2013.

Descrizione e dati principali

L'impianto produttivo occupa una superficie totale di circa 65.000 m² (di cui 27.000 m² lasciati a verde) e comprende un gruppo turbogas con una potenza attiva nominale netta pari a 88,8 MW, funzionante a gas naturale

L'energia prodotta viene immessa in rete alla tensione di 150 kV, con un allacciamento alla stazione elettrica di Portocannone di Enel Distribuzione/Terna.

Ore di funzionamento	2010	2011	2012	2013	2014
Sezione 70 MW	696	128	0	0	0
Sezione 70 MW	996	326	553	0	0
Sezione 155 MW	4075	1683	3830	5143	5937

*o*o*o

CENTRALE DI GIUGLIANO IN CAMPANIA

Contesto territoriale

L'impianto turbogas è ubicato nell'immediato entroterra campano della provincia di Napoli, in località Ponte Riccio, nella zona centrale del territorio comunale di Giugliano (dista 15 km dal centro abitato), a ridosso del Comune di Qualiano. La zona è pressoché pianeggiante (quota media s.l.m. 45,2 m).

Storia della centrale

I Gruppi di generazione dell'impianto di Giugliano sono compresi nell'elenco degli impianti turbogas "per usi di emergenza" la cui realizzazione fu decisa dal Comitato Interministeriale per la Programmazione Economica il 26 ottobre 1976.

Più precisamente, i primi due gruppi sono stati costruiti sulla base di un decreto autorizzativo del novembre 1979 e sono entrati in esercizio il 13 febbraio 1987, mentre i successivi gruppi 3 e 4 sono stati realizzati sulla base di decreti autorizzativi del 1992 e sono entrati in servizio il 31 maggio 1994.

Come tutti gli impianti analoghi di Enel, anche i gruppi turbogas di Giugliano hanno prestato servizio per far fronte a situazioni di carenza di energia elettrica, in particolare nei periodi di maggior richiesta (periodi "di punta"), oltre che per garantire la sicurezza e la stabilità del funzionamento della rete elettrica nazionale e in caso di blackout per contribuire prontamente al ripristino delle condizioni di normale funzionalità della rete.

Dato il tipo di esercizio richiesto all'impianto, il periodo di produzione 1987-2005 è stato caratterizzato da un limitato numero di ore annue di funzionamento, che mediamente è risultato inferiore alle 200 ore/anno.

Nel dicembre 2010 il Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare ha rilasciato per l'impianto TG di Giugliano l'autorizzazione integrata ambientale che consente l'esercizio di ciascun gruppo per un massimo di 500 ore di funzionamento all'anno.

Avvenimenti recenti

Negli ultimi anni la richiesta da parte dal Gestore del Sistema Elettrico Nazionale dell'energia elettrica generata dai turbogas dell'impianto di Giugliano si è ridotta sensibilmente.

A seguito delle mutate esigenze del mercato Enel ha chiesto ed ottenuto dal MISE l'autorizzazione a porre in sicurezza e a cessare l'esercizio della centrale di Giugliano a far data dal 10 marzo 2014.

Descrizione e dati principali

L'impianto produttivo occupa un'area di circa 82.000 m² (di cui 32.000 a verde) e comprende 4 gruppi turbogas, costituiti ciascuno dai seguente macchinari principali:

Nella centrale sono presenti vari impianti tecnologici ausiliari, necessari al processo di produzione.

L'energia prodotta viene immessa in rete alla tensione di 220 kV, con un allacciamento alla stazione elettrica "Patria" di Terna.

Fino al 2012, due dei 4 alternatori sono stati saltuariamente impiegati come motori nel ruolo di "compensatori sincroni" per fornire servizi di rifasamento alla rete.

Ore di funzionamento per la generazione	2009	2010	2011	2012	2013
Gruppo 1	43	49	24	9	1
Gruppo 2	53	36	24	2	0
Gruppo 3	0	0	0	0	0
Gruppo 4	67	32	22	6	0

*o*o*o

SEZIONI 1 E 2 DELLA CENTRALE DELLA SPEZIA

Contesto territoriale

La Centrale "Eugenio Montale" è collocata nell'estrema parte Est della città della Spezia, su di un'area di circa 72 ettari di proprietà dell'Enel.

L'impianto sorge in un area industriale che vede la presenza di una pluralità di insediamenti produttivi.

Storia della centrale

La centrale fu costruita dalla Società Edisvolta, autorizzata alla costruzione del primo gruppo con decreto del 26 gennaio 1960.

Al primo gruppo di produzione a carbone da 310 MW, entrato in servizio il 28 agosto 1962, seguirono altri tre gruppi a carbone per complessivi 1.835 MW. Le unità 3 e 4, sia per la loro potenza (600 MW ciascuna), che per il ciclo di vapore adottato, furono una novità assoluta per l'Italia, tanto da costituire al tempo la maggiore centrale d'Europa.

A seguito della legge del 6 dicembre 1962 la centrale passò da Edisvolta a Enel. Con l'entrata in servizio del 4° gruppo, avvenuta nel 1968, la produzione annua di energia divenne pari a circa il 5% della produzione nazionale di quel periodo.

Con decreto del 29 gennaio 1997, il Ministero dell'Industria definiva un nuovo assetto della centrale, autorizzando lavori di adeguamento ambientale consistenti nella sostituzione delle unità 1 e 2 a carbone con gruppi di generazione a ciclo combinato alimentati a metano, e nella realizzazione di un impianto di desolforazione e di denitrificazione che consentisse l'esercizio di un solo gruppo termoelettrico tradizionale da 600 MW policombustibile, denominato SP3. In conseguenza del decreto, la sezione 4 cessò di funzionare il 30 settembre 1999.

I gruppi 1 e 2 convertiti a gas sono entrati in servizio rispettivamente il 1° dicembre 1999 e il 12 maggio 2000.

La centrale ha ricevuto l'Autorizzazione Integrata Ambientale con decreto ministeriale del 6 settembre 2013.

Avvenimenti recenti

Negli ultimi anni, in cui sono entrate in esercizio molte nuove centrali a ciclo combinato ad altissimo rendimento, la produzione delle unità 1 e 2 a gas si è ridotta sensibilmente. La contrazione della domanda e il conseguente calo del prezzo dell'energia elettrica ne hanno limitato la competitività a particolari condizioni di rete. Per questo motivo, le sezioni 1 e 2 sono mantenute disponibili per l'eventuale richiesta del gestore della rete ma il loro intervento è richiesto assai di rado e solamente per poche ore: nel 2014 non sono mai state chiamate a produrre.

Descrizione

La Centrale della Spezia, nel suo assetto attuale, è costituita da tre sezioni termoelettriche denominate rispettivamente SP1, SP2 e SP3, per una potenza elettrica lorda complessiva di 1.280 MW:

L'energia prodotta viene portata alla tensione di 380 kV e immessa in rete.

Ore di funzionamento	2009	2010	2011	2012	2013
SP1	1313	1388	505	322	139
SP2	1090	1597	110	2	67

CENTRALE DI LARINO

Contesto territoriale

L'impianto turbogas è ubicato nell'immediato entroterra molisano, nella parte Est del territorio comunale di Larino (Campobasso).

L'impianto insiste su un'area di proprietà Enel, estesa circa 103.000 m². L'ulteriore area di proprietà Enel, esterna al recinto perimetrale d'impianto, è lasciata a verde.

Storia della centrale

L'impianto di Larino rientra fra gli impianti realizzati in attuazione del piano di costruzione di impianti turbogas "di emergenza", a ciclo semplice, proposto da Enel al Comitato Interministeriale per la Programmazione Economica nel 1975.

Il servizio previsto per questi impianti era quello di far fronte a situazioni di carenza di energia elettrica, in particolare nei periodi di maggior richiesta (periodi "di punta"), per garantire la sicurezza e la stabilità del funzionamento della rete elettrica nazionale e, in caso di blackout, per contribuire prontamente al ripristino delle condizioni di normale funzionalità della rete stessa.

Questi impianti non erano quindi destinati alla produzione continuativa di energia elettrica.

L'impianto turbogas di Larino è entrato in esercizio il 1° dicembre 1992.

Il Gruppo 1 e il Gruppo 2, a partire rispettivamente dal 1° marzo 2000 e dal 23 settembre 2002, vennero posti in assetto di indisponibilità all'esercizio senza più produrre.

In seguito alle criticità del settore elettrico nazionale emerse nell'estate 2003, Enel assunse l'impegno di rendere nuovamente disponibili alla produzione una serie di impianti turbogas in ciclo semplice, tra cui quello di Larino.

Avvenimenti recenti

Negli ultimi anni, con il calo dei consumi e la sempre maggiore produzione di energia da fonti rinnovabili, si è registrata una drastica riduzione della necessità di interventi da parte dei cosiddetti impianti "di punta", sicché il Gestore del Sistema Elettrico Nazionale ha ridotto quasi a zero la richiesta di produzione alle due unità turbogas di Larino.

Descrizione

L'impianto produttivo comprende 2 gruppi turbogas da 125 MW.

L'energia prodotta viene immessa in rete alla tensione di 150 kV con un allacciamento alla locale stazione elettrica di Terna.

Ore di funzionamento	2010	2011	2012	2013	2014
Gruppo 1	39	46	30	4	7
Gruppo 2	25	43	19	3	8

*o*o*o

CENTRALE DI LIVORNO

Contesto territoriale

La centrale termoelettrica "Marzocco" è situata nell'area industriale di Livorno, a nord del centro cittadino e attigua al porto industriale, in un ampio lotto delimitato, a est, da via Salvatore Orlando (un importante asse di collegamento della città con il sistema autostradale) e, a ovest, dal canale della darsena.

Adiacente all'area della centrale è presente l'area sperimentale di Enel Ricerca, in cui si svolgono prevalentemente attività di ricerca sulla riduzione dell'impatto ambientale di impianti a fonti convenzionali, sui sistemi di storage e sulle reti intelligenti.

Storia della centrale

Nel 1959 la Selt-Valdarno, gestore del servizio elettrico della toscana, commissionò all'Ing. Riccardo Morandi il progetto di una centrale termoelettrica capace di soddisfare il fabbisogno energetico di buona parte delle province di Pisa e Livorno.

I lavori furono avviati nel 1960 e portarono all'entrata in servizio del primo gruppo termoelettrico nel 1963 e del secondo gruppo due anni dopo.

Il complesso, sorto nell'area di una preesistente centrale, attiva sin dal 1907, fu concluso in ogni sua parte nel 1965, a valle della nazionalizzazione dell'energia elettrica con conseguente passaggio a Enel.

L'elevato costo del combustibile e la domanda di energia elettrica via via decrescente hanno fatto sì che l'impianto venisse utilizzato in maniera sempre più marginale nel mercato elettrico italiano.

Avvenimenti recenti

Nel giugno del 2010 è stato pubblicato in Gazzetta Ufficiale il primo Decreto di Autorizzazione Integrata Ambientale con prescrizione dell'adeguamento alle migliori tecnologie (Best Available Technologies, BAT).

Tuttavia nel febbraio del 2012 l'impianto è entrato in servizio per fronteggiare l'emergenza scaturita dalla ridotta disponibilità di gas in ambito internazionale. La centrale è stata inserita tra quelle deputate a far fronte ad emergenze simili anche per il 2013 ma non per l'anno successivo.

Il 22 dicembre 2014 Enel ha fatto richiesta al Ministero dello Sviluppo Economico di rinuncia all'esercizio dell'impianto dichiarando indisponibili tutti i gruppi di produzione.

La richiesta è stata accettata dallo stesso Ministero, a valle del parere positivo di Terna, con comunicazione del 12 marzo 2015.

A seguito di tale comunicazione Enel provvederà a redigere un piano di dismissione del sito che dovrà essere poi vagliato dal Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare.

Descrizione e dati principali

L'impianto si trova in una proprietà di Enel vasta circa 8 ettari. È una centrale termoelettrica tradizionale a ciclo Rankine, alimentata a olio combustibile, costituita da 2 sezioni termoelettriche, ciascuna di potenza pari a 155 MW.

Ore di funzionamento	2009	2010	2011	2012	2013
Gruppo 1	3.349	405	285	604	2
Gruppo 2	1.352	231	383	268	2

*o*o*o

CENTRALE DI MADDALONI

Contesto territoriale

L'impianto turbogas è situato in una zona pianeggiante (38 m s.l.m.) nell'immediato entroterra campano della provincia di Caserta, a est del territorio comunale di Maddaloni, il cui centro abitato dista circa 500 metri in direzione nord.

La città di Caserta dista circa 5 km.

La Centrale confina a nord, a ovest e a sud con terreni a uso agricolo, mentre a est è presente l'area della società Terna S.p.A. dove è collocata una stazione di trasformazione elettrica. Non sono presenti corsi d'acqua o specchi d'acqua di significativa importanza.

Storia della centrale

La costruzione dell'impianto di Maddaloni e di altri analoghi fu proposta da Enel al Comitato Interministeriale per la Programmazione Economica nel 1975.

Il servizio previsto per questa tipologia di centrali era quello di far fronte a situazioni di carenza di energia elettrica, in particolare nei periodi di maggior richiesta (periodi di punta), per garantire la sicurezza e la stabilità del funzionamento della rete elettrica nazionale e, in caso di blackout, per contribuire prontamente al ripristino delle condizioni di normale funzionalità della rete stessa.

Questi impianti non erano quindi destinati alla produzione continuativa di energia elettrica.

Conseguita l'autorizzazione alla costruzione da parte del Ministero dell'Industria, del Commercio e dell'Artigianato (con due decreti, rispettivamente del 29 ottobre 1975 e del 2 febbraio 1976), l'impianto fu realizzato in circa un anno ed è entrato in esercizio il 3 agosto 1977.

Dato il tipo di esercizio richiesto all'impianto, il periodo di produzione 1977-2005 è stato caratterizzato da un limitato numero di ore annue di funzionamento, che mediamente è risultato inferiore alle 500 ore/anno per gruppo.

In particolare, a partire dal 1° novembre 1999 il gruppo 1 è stato reso indisponibile, per un'avaria del trasformatore, e da tale data cessò di produrre.

Tuttavia, a fronte delle criticità del settore elettrico nazionale emerse nell'estate 2003, Enel assunse l'impegno di rendere nuovamente disponibili alla produzione una serie di impianti turbogas in ciclo semplice tra cui quello di Maddaloni.

Pertanto, dopo vari interventi di manutenzione straordinaria per il ripristino della funzionalità di tutte le apparecchiature (in particolare, il Gruppo 1 rientrò in servizio dal 19 dicembre 2003) l'impianto di Maddaloni divenne nuovamente disponibile al normale esercizio, con impiego esclusivo di gas naturale.

Avvenimenti recenti

Negli ultimi anni la richiesta – da parte del Gestore del Sistema Elettrico Nazionale - di energia elettrica generata dai gruppi turbogas di Maddaloni si è ridotta sensibilmente, perché è diminuita la domanda del mercato.

A seguito del parere sfavorevole del Comune di Maddaloni e della Provincia di Caserta, il 10 maggio 2012 il Ministero dell'Ambiente ha emanato un decreto di diniego della Autorizzazione Integrata Ambientale (AIA) per l'esercizio dell'impianto, che con la medesima decorrenza è stato reso indisponibile dal servizio di generazione elettrica.

Enel nel mese maggio 2012 ha presentato ricorso davanti al TAR del Lazio avverso il decreto di diniego dell'AIA, ma nel frattempo ha posto l'impianto in sicurezza e conservazione, e procederà a chiedere al Ministero per lo Sviluppo Economico l'autorizzazione a cessare definitivamente l'esercizio della medesima centrale di Maddaloni.

Descrizione e dati principali

L'impianto produttivo occupa un'area di circa 69.000 m² e comprende 4 gruppi turbogas. Nella centrale sono presenti vari impianti tecnologici ausiliari, necessari al processo di produzione.

L'energia prodotta viene immessa in rete alla tensione di 220 kV, con un allacciamento alla stazione elettrica "Maddaloni" di Terna.

Ore di funzionamento	2009	2010	2011	2012	2013
Gruppo 1	0	0	0	0	0
Gruppo 2	276	209	135	11	0
Gruppo 3	344	120	197	9	0
Gruppo 4	183	168	117	0	0

*o*o*o

CENTRALE DI MARGHERA

Contesto territoriale

La Centrale "Giuseppe Volpi" si trova in località Porto Marghera, nel Comune di Venezia, È situata nella prima zona industriale di Porto Marghera, a circa 8 km dal centro di Venezia.



Storia della centrale

I lavori di costruzione dell'impianto ebbero inizio nel 1926, ad opera della Società Adriatica di Elettricità (SADE). Bombardata nel 1944, la centrale fu ristrutturata negli anni '50, anche grazie agli aiuti del piano Marshall. I lavori comportarono anche un vasto ampliamento per adeguare gli impianti alle nuove richieste energetiche.

Già dotato delle certificazioni di qualità ISO 9001 e ISO 14001 per il proprio sistema di gestione ambientale, l'impianto nel 2000 ha ottenuto anche la registrazione presso il Sistema di ecogestione e

audit europeo EMAS, il principale regolamento che l'Unione Europea ha costituito per consentire a imprese e organizzazioni di accrescere il proprio impegno a tutela dell'ambiente, in un'ottica di sviluppo economico sostenibile.

Avvenimenti recenti

In funzione fino al 2012, la centrale è andata limitando la propria produzione energetica in ragione della diminuzione progressiva della domanda elettrica nazionale: nel 2013 e nel 2014 non è mai stata chiamata in servizio.

Recentemente è stato firmato un preliminare di vendita del sito, che prevede l'utilizzo del complesso per la logistica portuale e per attività industriali nel settore della componentistica e carpenteria metallica.

Il 12 marzo 2014 il Ministero dello Sviluppo Economico ha accettato la definitiva messa fuori servizio della Centrale, secondo termini e modalità da concordare con il Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare, in corso di conclusione.

Descrizione e dati principali

L'impianto, alimentato a carbone, si estende su di un'area di circa 118.000 m², di cui circa 25.500 m² coperti.

È composto da due sezioni produttive (denominate 2 e 3) da 70 MW ciascuna.

Ore di funzionamento

Ore di funzionamento	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Sezione 2	2769	448	105	640	0	0
Sezione 3	2401	422	129	274	0	0

*o*o*o

CENTRALE DI MONTALTO DI CASTRO

Contesto territoriale

La Centrale "Alessandro Volta" sorge su un'area pianeggiante, estesa per circa 260 ettari, compresa tra il Mar Tirreno, la Strada Aurelia e la linea ferroviaria Roma-Pisa-Genova, a pochissimi km dall'abitato di Montalto di Castro e da quello della frazione Pesca Romana, circondata da terreni agricoli.

In via generale, tutta la zona ha una connotazione fundamentalmente agricola, ma con rilevanti aspetti turistici.

Storia della centrale

L'idea della Centrale di Montalto nasce negli anni '70 come impianto nucleare: l'iter autorizzativo si è sviluppato fino a ottenere nel 1979 il nulla osta per la realizzazione di due unità ad acqua bollente da 1.000 MW ciascuna. Alla fine del 1985 è iniziato il montaggio del reattore della prima unità; il 26 aprile 1986 in virtù dell'incidente di Chernobyl in Ucraina, che ha portato al referendum del novembre 1987 con la vittoria del "no" al nucleare si è giunti alla sospensione dei lavori.

Nel 1988 è stato emanato il decreto per la realizzazione dell'impianto termoelettrico, i cui lavori sono iniziati nel 1989 e si sono estesi fino al 1998. In prima battuta sono stati realizzati gli otto turbogas, che hanno effettuato il primo parallelo tra aprile e ottobre del 1992. I gruppi a vapore da 660 MW sono entrati in servizio tra il dicembre 1995 e il settembre 1998.

Per alcuni anni, la Centrale ha prodotto una quota pari a circa il 5% dell'intero fabbisogno italiano di energia elettrica, con punte di circa 16.000 GWh all'anno tra il 1999 e il 2003.

Nel 2009 è entrato in esercizio un impianto fotovoltaico che si estende su una superficie di circa 12 ettari e con i suoi circa 35.000 moduli prevede una potenza di punta di 6 MW con una produzione stabilizzata su 8,5-9 GWh all'anno.

Avvenimenti recenti

Dopo un primo ridimensionamento della produzione, che si è attestato attorno ai 12.000 GWh all'anno tra il 2004 e il 2006, il rapido mutamento dello scenario energetico ha condotto prima a una drastica riduzione (1.600 GWh nel 2009, esattamente un decimo rispetto al 2000; circa 200 GWh nel 2011) e poi a un vero e proprio azzeramento della produzione.

L'ultima chiamata in servizio dei gruppi si è avuta a febbraio del 2012 per la situazione di crisi determinata dalla carenza di fornitura di gas da parte della Russia verso l'Ucraina e le concomitanti condizioni climatiche particolarmente sfavorevoli: successivamente, la Centrale è stata inserita nel piano di "emergenza gas" predisposto per affrontare situazioni analoghe negli anni 2013-2014, a fronte del quale peraltro sia le unità di Montalto che quelle delle altre Centrali individuate non sono mai state chiamate al servizio; il piano non è stato rinnovato per l'anno 2015.

In risposta alla richiesta inviata da Enel nel dicembre 2014, il Ministero per lo Sviluppo Economico ha autorizzato la messa fuori servizio delle unità a vapore 3 e 4.

Descrizione e dati principali

L'impianto è costituito da 4 unità a vapore della potenza ciascuna di 660 MW e da 8 unità turbogas della potenza ciascuna di 120 MW, associate a coppie di due alle unità a vapore, per una potenza installata totale pari a 3600 MW.

I combustibili impiegati sono olio a bassissimo tenore di zolfo e gas metano, con limite di utilizzo massimo del 25% per l'olio.

L'assetto di funzionamento prevede che le unità possano essere esercitate indipendentemente (in particolare per i turbogas si parla di "ciclo semplice") oppure in "ciclo ripotenziato": i gas in uscita dai turbogas vengono convogliati in un Generatore di Vapore a Recupero (GVR) e il vapore prodotto inviato alla turbina dell'unità da 660 MW, determinando un ciclo caratterizzato da un miglior rendimento e quindi una riduzione del consumo di combustibile.

L'impianto è dotato di sistemi di abbattimento delle emissioni, quali precipitatori elettrostatici e denitrificatori; sono attivi un Sistema di Monitoraggio delle Emissioni e una Rete di rilevamento della Qualità dell'Aria.

L'impianto è dotato di certificazione dei Sistemi di Gestione della Sicurezza secondo lo standard OHSAS 18001 nonché delle certificazioni di qualità ISO 9001 e ISO 14001 per il proprio sistema di gestione ambientale, e ha ottenuto la registrazione presso il Sistema di ecogestione e audit europeo EMAS.

Ore di funzionamento	2009	2010	2011	2012	2013
Gruppo 1	1.197	193	189	181	0
Gruppo 2	670	332	136	0	0
Gruppo 3	905	382	121	194	0
Gruppo 4	1.450	718	119	198	0

*o**o*

SEZIONI 3 E 4 TURBOGAS DELLA CENTRALE DI PIETRAFITTA

Contesto territoriale

La centrale termoelettrica "Franco Rasetti" (composta da più sezioni) è ubicata a nord-ovest dell'abitato di Pietrafitta, nel Comune di Piegara (Perugia). È inserita in una proprietà Enel più estesa, comprendente un ampio bacino artificiale (150 ettari circa), asservito alle attività di esercizio dell'impianto.

Il territorio su cui sorge la centrale è pianeggiante, con quota media di 225 metri s.l.m., ed è adiacente, nella zona meridionale, a un modesto rilievo collinare su cui sorge il vicino abitato della frazione di Pietrafitta.

L'area è attraversata, nella parte nord, dal fiume Nestore e da quattro piccoli affluenti.

Storia della centrale

La centrale di Pietrafitta nasce negli anni dal 1955 al 1958 con la costruzione di due gruppi con turbina a vapore da 30 MW ciascuno, denominati PF1 e PF2, per la produzione di energia elettrica dalla combustione di lignite estratta da un giacimento a cielo aperto contiguo all'impianto. Questi gruppi hanno cessato di funzionare nel 2001 con l'esaurimento, ai fini industriali, del bacino lignitifero. L'area occupata dal bacino è stata ceduta dall'Enel nel dicembre 2005 e gli edifici dell'impianto sono stati parzialmente demoliti.

La costruzione dei gruppi 3 e 4 (denominati PF3-PF4) risale agli anni 1978-1980, a seguito dell'emanazione del decreto del Ministero dell'Industria, del Commercio e dell'Artigianato del 29 dicembre 1977, e la loro entrata in esercizio è avvenuta rispettivamente nel febbraio e nel gennaio 1980.

Come tutti i gruppi TG di punta, i Gruppi PF3-PF4 sono funzionali a erogare verso la rete energia elettrica nei momenti di maggior richiesta di potenza (“di punta”) e possono essere avviati anche in caso di black-out dell’intera rete elettrica di trasmissione. Queste unità possono avere anche una funzione stabilizzatrice della rete attraverso il collegamento del solo alternatore come “compensatore sincrono”.

Il nuovo Gruppo a ciclo combinato PF5 – che non è destinato alla trasformazione - è stato autorizzato con Decreto VIA/2542 del 9 agosto 1996 e successivo Decreto del Ministero dell’Industria, del Commercio e dell’Artigianato del 6 settembre 1996.

Per l’intero insediamento produttivo di Pietrafitta nell’anno 2011 è stata rilasciata l’Autorizzazione Integrata Ambientale (AIA); per quanto riguarda i Gruppi TG PF3-PF4, il decreto AIA ha previsto il loro esercizio per una durata massima non superiore alle 300 ore/anno di servizio in generazione.

Avvenimenti recenti

Per il tipo di servizio prestato dai gruppi turbogas di punta, quali sono i Gruppi TG PF3-PF4, negli anni recenti la richiesta di energia elettrica da parte del Gestore del Sistema Elettrico Nazionale si è ridotta sensibilmente, perché è diminuita la domanda da parte del mercato.

A seguito delle mutate esigenze del mercato dell’energia elettrica, Enel ha chiesto ed ottenuto dal Ministero dello Sviluppo Economico l’autorizzazione a porre in sicurezza e a cessare l’esercizio dei Gruppi TG PF3-PF4 della centrale di Pietrafitta a far data dal 10 marzo 2014.

Descrizione e dati principali

L’impianto produttivo di Pietrafitta occupa una superficie totale di 113,6 ettari ed è costituito da 1 gruppo TG a ciclo combinato (PF5) da 365 MW, alimentato a gas naturale, e da 2 gruppi TG a ciclo aperto (PF3-PF4) da 88 MW ciascuno, alimentati a gasolio. Sono presenti nella centrale anche impianti tecnologici di ausilio e di servizio ai macchinari necessari al processo di produzione.

L’energia elettrica prodotta viene immessa in rete alla tensione di 132 kV, con un allacciamento alla locale stazione elettrica di Terna.

Ore di funzionamento:	2009	2010	2011	2012	2013
Gruppo TG PF3	22	67	32	21	0
Gruppo TG PF4	24	19	31	14	0

*o*o*o

CENTRALE DI PIOMBINO

Contesto territoriale

La Centrale è ubicata nel comune di Piombino (Livorno) lungo la costa Nord-Ovest del golfo di Follonica, in località Torre del Sale.

La centrale è posta al confine dell’area industriale di Piombino, prettamente a vocazione siderurgica, a pochi chilometri dal porto commerciale, attualmente in fase di ampliamento e secondo porto della Toscana dopo quello di Livorno.

Storia della centrale

I primi due gruppi sono entrati in servizio nel 1977 e nel 1978. I due ulteriori gruppi, delle medesime caratteristiche, nel 1988 e 1989.

L’impianto è stato nel tempo oggetto di numerosi interventi che ne hanno progressivamente migliorato le prestazioni ambientali.

Nel febbraio 2012 l’impianto è entrato in servizio per fronteggiare l’emergenza scaturita dalla ridotta disponibilità di gas in ambito internazionale. Da quell’anno la centrale è stata inserita tra quelle deputate a far fronte ad emergenze simili in tutti i Decreti emessi negli anni successivi.

Avvenimenti recenti

L’elevato costo del combustibile e la domanda di energia elettrica via via decrescente hanno fatto sì che l’impianto venisse utilizzato in maniera sempre più marginale nel mercato elettrico italiano.

Il 22 dicembre 2014 Enel ha fatto richiesta al Ministero dello Sviluppo Economico di rinuncia all’esercizio dell’impianto dichiarando indisponibili tutti i gruppi di produzione.

La richiesta è stata accettata dallo stesso Ministero, a valle del parere positivo di Terna, con comunicazione del 12 marzo 2015.

Descrizione e dati principali

Gli impianti della centrale occupano 40 ettari, situati all’interno di una superficie di proprietà Enel che si estende per circa 140.

L’impianto è una centrale termoelettrica tradizionale a ciclo Rankine, alimentata a olio combustibile, costituita da 4 sezioni, ciascuna da 320 MW di potenza.

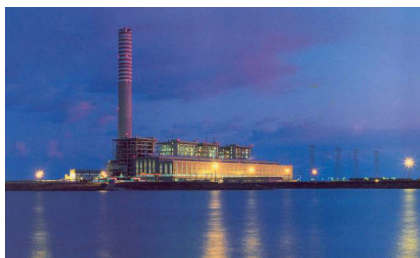
Complessivamente, quindi, la centrale è in grado di erogare 1.280 MW elettrici.

Ore di funzionamento	2009	2010	2011	2012	2013
Gruppo 1	501	88	99	108	2

Gruppo 2	379	85	68	258	0
Gruppo 3	1.357	385	184	151	1
Gruppo 4	1.561	575	287	221	3

*o*o*o

CENTRALE DI PORTO TOLLE



Contesto territoriale

L'impianto termoelettrico di Porto Tolle è insediato sull'isola di "Polesine Camerini", delimitata dal mare e da due rami del Po, sulla punta estrema del delta del Po nel territorio del comune di Porto Tolle (Rovigo).

Storia della centrale

La costruzione e l'esercizio delle quattro sezioni costituenti la centrale sono state autorizzate con decreto del 25 giugno 1973.

Le date di entrata in servizio delle sezioni termoelettriche vanno dal 1980 al 1984

La centrale ha contribuito sino alla fine degli anni '90 per una quota pari a circa il 10% della produzione nazionale.

Avvenimenti recenti

L'evoluzione del mercato elettrico - sia in termini di liberalizzazione ai sensi del Decreto Legislativo 79/99 e conseguente avvio di molti nuovi impianti a ciclo combinato, sia in termini di riduzione della domanda e crescita della generazione da fonti rinnovabili - ha comportato una progressiva riduzione della produzione annua, che è passata da valori dell'ordine di 10-15 miliardi di kWh a poche centinaia di milioni di kWh sino all'inattività dal 2009.

L'impianto non è più disponibile all'esercizio per la rete elettrica nazionale dal 1° gennaio 2013.

La mancata conclusione dell'iter autorizzativo per la riconversione a carbone, nonché il mutato scenario del mercato dell'energia elettrica, hanno portato alla richiesta di cessazione definitiva dell'attività di produzione di energia elettrica mediante olio

combustibile nella centrale. La richiesta ha avuto il nulla osta da parte del Ministero dello Sviluppo Economico il 19 gennaio 2015.

Descrizione e dati principali

La centrale occupa un'area di circa 2.350.000 m2 di proprietà di Enel.

La potenza efficiente lorda di ciascuna sezione è pari a 660 MW: complessivamente per le quattro sezioni la potenza elettrica lorda è di 2640 MW.

Dalla centrale partono due linee a 380 kV collegate rispettivamente alle stazioni di Dolo (Venezia) e di Forlì.

Ore di funzionamento	2006	2007	2008	2009	2010
Gruppo 1	1.660	86	165	0	0
Gruppo 2	0	0	0	0	0
Gruppo 3	1.274	725	159	1	0
Gruppo 4	2.032	572	526	180	0

*o*o*o

CENTRALE DI PORTOSCUSO

1) Contesto territoriale

La Centrale è ubicata nella Zona Industriale Portovesme, nel territorio del Comune di Portoscuso (ex provincia di Carbonia-Iglesias), sulla costa sud-occidentale della Sardegna, nel Sulcis Iglesiente a circa 60 km da Cagliari.

Nella stessa zona industriale sorgono altri insediamenti produttivi di notevoli dimensioni, operanti prevalentemente nel comparto minerario, energetico, metallurgico: nei pressi della centrale operano anche la Centrale Termoelettrica Enel Sulcis "Grazia Deledda", l'Eurallumina (produzione di allumina da bauxite), l'Alcoa (produzione di alluminio da allumina), l'ILA (laminati di alluminio) e la Portovesme srl (produzione di metalli).

2) Storia della centrale

La centrale è stata costruita negli anni '70 ed è entrata in parallelo per la prima volta nei primi mesi del 1973.

L'impianto era originariamente progettato per funzionare con uno spillamento di vapore in grado di fornire calore a un'utenza industriale esterna alla centrale.

Le successive modifiche in corso d'opera, mirate a un completo utilizzo di tutto il vapore prodotto, hanno mantenuto inalterate le capacità intrinseche dell'impianto in cogenerazione.

3) Avvenimenti recenti

L'impianto è stato dichiarato da parte di Terna e del Ministero dello Sviluppo Economico non più essenziale per il funzionamento della rete di distribuzione dell'energia in Sardegna, con immediata decadenza dell'Autorizzazione Integrata Ambientale (AIA) che consentiva un funzionamento di massimo 740 ore/anno per ciascuna unità, sempre e comunque subordinatamente al regime di "essenzialità" per la rete.

La decadenza dell'AIA ha comportato la necessaria richiesta di formale messa fuori servizio dell'impianto nei confronti del Ministero dello Sviluppo Economico e di Terna.

Nel 2012 la centrale ha funzionato, in regime di emergenza gas, fino al suo massimo autorizzato con il solo gruppo PS2 (740 ore totali) con l'ultima chiamata in servizio nel mese di maggio. Da allora le due unità non hanno più generato energia fino ad oggi.

4) Descrizione e dati principali

La centrale occupa una superficie di circa 138.000 m² e comprende due sezioni termoelettriche da 160 MW ciascuna, con caldaie alimentate a olio combustibile denso STZ (cioè a bassissimo tenore di zolfo).

Ore di funzionamento	2008	2009	2010	2011	2012
Gruppo 1	1	477	0	0	0
Gruppo 2	1.943	108	78	100	740

*o**o*

CENTRALE DI ROSSANO

1) Contesto territoriale

La Centrale termoelettrica di Rossano è ubicata nel territorio dell'omonimo comune (provincia di Cosenza), in località Cutura, in corrispondenza della costa e del centro urbano di Rossano Scalo.

Negli immediati dintorni vi sono alcuni insediamenti sparsi, sia di carattere industriale, sia nuclei residenziali e balneari, agglomerati in gran parte in prossimità del litorale o a poca distanza da esso.

Il territorio della zona è caratterizzato da aree montagnose che, proseguendo per circa 10 km verso il mare, sono sostituite progressivamente da aree collinari fino a incontrare un'area costiera pianeggiante.

2) Storia della centrale

La centrale ha iniziato a produrre nel 1976 con la progressiva entrata in servizio di 4 sezioni a vapore (denominate RO11, RO21, RO31, RO41) l'ultima delle quali ha iniziato l'attività nel maggio 1977. Negli anni 1994-95 sono entrate in servizio le quattro unità turbogas (denominate RO12, RO22, RO32, RO42) con le quali si è attuato il ripotenziamento delle sezioni a vapore.

Nel 2007 è stata ottenuta la certificazione ISO 14001 per il Sistema di Gestione Ambientale, e nel 2011 è stata rilasciata l'Autorizzazione Integrata Ambientale.

3) Avvenimenti recenti

L'impianto ha visto nel corso degli ultimi 6 anni un forte decremento della produzione a causa dell'alto costo del combustibile utilizzato e del contesto di minor richiesta del mercato italiano e calabrese in particolare (quest'ultimo anche legato all'entrata in servizio di nuovi cicli combinati nel decennio precedente e soprattutto di impianti a fonti rinnovabili nelle vicinanze della Centrale).

Nel 2014 è stata accolta la richiesta Enel per l'esercizio dei turbogas RO12 e RO32 in ciclo semplice e sono pertanto in atto le necessarie attività di adeguamento.

Attualmente le unità a vapore RO31 e RO41 e turbogas RO22 e RO42 sono definitivamente fuori servizio; l'unità a vapore RO21 è in 'conservazione'; l'unità a vapore RO11 è disponibile; le unità turbogas RO12 e RO32 sono in 'conservazione'.

4) Descrizione e dati principali

La Centrale occupa una superficie di circa 388.000 m² su un totale di 690.700 m² di proprietà.

È costituita da quattro unità termoelettriche a vapore e quattro turbogas di ripotenziamento. I gruppi a vapore hanno una potenza installata di 320 MW ciascuno, con caldaie alimentate a gas metano o olio combustibile; i turbogas di ripotenziamento hanno una potenza installata di 115 MW e sono alimentati a gas metano.

L'impianto, oltre alle strutture e alle apparecchiature propriamente connesse alla produzione (caldaie, ciminiera, sala macchine, depolverizzatori elettrostatici, eccetera), è dotato di un deposito oli minerali costituito da sei serbatoi da 53.700 m³ ciascuno e di un impianto di trattamento acque reflue.

Ore di funzionamento	2010	2011	2012	2013	2014
RO11	507	432	94	245	30
RO21	198	124	92	0	0
RO31	1507	287	202	219	0
RO41	67	74	105	0	0
RO12 (TGA)	12	14	30	0	0

RO22 (TGC)	12	17	32	0	0
RO32 (TGE)	25	21	43	0	0
RO42 (TGG)	0	0	0	0	0

*o*o*o

SEZIONE TI41 DELLA CENTRALE DI TERMINI IMERESE

Unità TI41

Unità TI41

1) Contesto territoriale

La centrale “Ettore Majorana” è ubicata nella zona industriale di Termini Imerese (Palermo) e sorge su un’area industriale di proprietà Enel.

2) Storia della centrale

Il sito è dedicato alla produzione di energia elettrica dal 1961, anno nel quale è stata costruita la centrale di proprietà della società Tifeo, che a seguito della nazionalizzazione delle imprese elettriche è confluita in Enel.

Inizialmente la centrale era composta da tre sezioni alimentate a olio combustibile da 110 MW ciascuna. Negli anni ’70 fu approvato un progetto di espansione, che ha portato alla realizzazione di due sezioni da 320 MW alimentate a olio combustibile: .

Nel 1990 sono stati installati due turbogas da 120 MW e impianti di denitrificazione catalitica dei fumi di scarico, per ridurre drasticamente l’emissione di ossidi d’azoto.

Tra il 2004 e il 2007, il secondo gruppo risalente agli anni ’70 è stato trasformato, in due fasi, in un ciclo combinato.

A seguito di tale trasformazione, i due turbogas degli anni ’90 non sono più integrati a gruppi a olio e sono ad oggi eserciti in ciclo semplice per esigenze di punta della rete.

Nel 2005 la Regione Sicilia – nell’autorizzare il raddoppio del ciclo combinato ha prescritto che un’unità turbogas sia mantenuta in conservazione a lungo termine “riserva fredda” e ha prescritto la demolizione dei gruppi 1, 2, 3 della vecchia centrale Tifeo, già dismessi dal 2007.

3) Avvenimenti recenti

L’unità TI41, per via del suo stato di “riserva fredda” e delle limitazioni autorizzative del funzionamento, ha ad oggi un esercizio limitato nel tempo e solitamente nei periodi in cui l’unità a ciclo combinato è in manutenzione, nei periodi di isola di rete e nei casi in cui comunque vi è una forte criticità nel sistema elettrico della Sicilia.

4) Descrizione e dati principali

La centrale termoelettrica, alimentata esclusivamente a gas naturale, occupa complessivamente un’area di circa 281.100 m² ed ha una potenza complessiva di 1340 MW.

L’energia elettrica prodotta viene immessa in rete alla tensione di 220 kV.

Ore di funzionamento della sezione TI41

Ore di funzionamento della sezione TI41	2011	2012	2013	2014
	381	479	913	465

*o*o*o

CENTRALE DI LERI CAVOUR

1) Contesto territoriale

L’impianto “Galileo Ferraris” sorge in località Leri Cavour nel Comune di Trino, nella parte meridionale della provincia di Vercelli, in un’area destinata dal Piano Regolatore Generale comunale a insediamento produttivo.

2) Storia della centrale

A seguito dell’autorizzazione del Ministero dell’Industria, del Commercio e dell’Artigianato, rilasciata il 28 giugno 1991, la costruzione è iniziata nel novembre dello stesso anno.

La “Galileo Ferraris” è stata la prima centrale a ciclo combinato di Enel, e ha visto l’entrata in servizio del gruppo 1 nel dicembre 1996 e del gruppo 2 nel novembre 1997.

Nel corso degli anni il Sistema di Gestione ambientale dell’impianto ha ottenuto i più significativi riconoscimenti di qualità, in particolare la certificazione ISO14001 (dal 2002) e la registrazione europea EMAS a partire dal 2003.

3) Avvenimenti recenti

partire dal 2012 la produzione si è ridotta sensibilmente a causa della diminuzione della richiesta di energia da parte del mercato.

Dal 1° gennaio 2013 la centrale di Trino è stata dichiarata indisponibile sui mercati dell’energia e sono state avviate contemporaneamente le azioni necessarie per la sua ‘conservazione’.

Nel luglio 2013 il Ministero dell’Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare ha autorizzato la messa fuori servizio della centrale.

4) Descrizione e dati principali

L'impianto occupa un'area di circa 23 ettari e dispone di una potenza complessiva di 690 MW, suddivisa su due moduli identici da 345 MW.

Ore di funzionamento	2009	2010	2011	2012	2013
TG della Sezione 1	1366	1	191	99	0
TV della sezione 1	946	0	129	65	0
TG della Sezione 2	899	1	196	82	0
TV della sezione 2	586	0	153	64	0