

DICHIARAZIONE EMAS



CENTRALE DI TURANO LODIGIANO E BERTONICO ANNO 2015

Certificazioni

Centrale Termoelettrica di Turano Lodigiano e Bertónico



SORGENIA
POWER

16/12/2015 Paolo Colucci



LE INFORMAZIONI UTILI PER IL PUBBLICO

Sorgenia Power SpA fornisce informazioni sugli aspetti ambientali e tecnici della Centrale di Turano Lodigiano e Bertónico ai soggetti interessati e alla popolazione. La Dichiarazione Ambientale viene divulgata nel corso di incontri con la popolazione e spedita alle Funzioni Pubbliche ed associazioni attuando un progetto annuale di comunicazione. Inoltre è sempre disponibile sul sito internet della Società www.sorgenia.it.

I dati presenti nella Dichiarazione Ambientale sono aggiornati al 30/06/2015.

Per informazioni rivolgersi a:

Nicola Gregorini – Responsabile della centrale di Turano Lodigiano e Bertónico

Tel.: +39 0377.947.217

Fax: +39 0377.947.207

Indirizzo e-mail: nicola.gregorini@sorgenia.it

Simone Gardinali - Rappresentante della Direzione

Tel.: 02.67.194.1

Fax: 02.67.194.368

Indirizzo e-mail: simone.gardinali@sorgenia.it

LA DICHIARAZIONE DI APPROVAZIONE DELL'ENTE DI VERIFICA ACCREDITATO

La presente Dichiarazione Ambientale costituisce la prima emissione per il conseguimento della Registrazione EMAS ai sensi dell'art. 6 del Regolamento CE 1221/2009 sull'adesione volontaria delle organizzazioni ad un sistema comunitario di ecogestione e audit.

Il verificatore accreditato Certiquality IT-V-0001, sito in Via Gaetano Giardino 4 - 20123 Milano, ha verificato attraverso una visita all'Organizzazione, colloqui con il personale e l'analisi della documentazione e delle registrazioni che la Politica, il Sistema di Gestione nonché le procedure di audit sono conformi al Regolamento CE 1221/2009 e ha convalidato in data 18/12/2015 le informazioni e i dati presenti in quanto affidabili, credibili ed esatti nonché conformi a quanto previsto dallo stesso Regolamento.

Sorgenia Power si impegna a sottoporre a verifica e a trasmettere all'organismo competente, previa convalida, gli aggiornamenti annuali e la revisione della Dichiarazione Ambientale completa entro tre anni dalla data della presente, mettendoli a disposizione del pubblico secondo quanto previsto dal Regolamento CE 1221/2009.

Certificato di Registrazione

Registration Certificate



EMAS

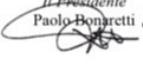
<p>SORGENIA POWER SpA Centrale Termoelettrica di Turano L. e Bertónico Via Gulf Italiana snc 26827 Terranova dei Passerini (LO)</p>	<p>N. Registrazione: <i>Registration Number</i> IT-001790</p> <p>Data di registrazione: <i>Registration date</i> 14 dic 2016</p>
<p>PRODUZIONE DI ENERGIA ELETTRICA <i>Production of electricity</i></p>	<p>NACE 35.11</p>

Questa Organizzazione ha adottato un sistema di gestione ambientale conforme al Regolamento EMAS allo scopo di attuare il miglioramento continuo delle proprie prestazioni ambientali e di pubblicare una dichiarazione ambientale. Il sistema di gestione ambientale è stato verificato e la dichiarazione ambientale è stata convalidata da un verificatore ambientale accreditato. L'Organizzazione è stata registrata secondo lo schema EMAS e pertanto è autorizzata a utilizzare il relativo logo. Il presente certificato ha validità soltanto se l'Organizzazione risulta inserita nell'elenco nazionale delle organizzazioni registrate EMAS.

This Organisation has established an environmental management system according to EMAS Regulation in order to promote the continuous improvement of its environmental performance and to publish an environmental statement. The environmental management system has been verified and the environmental statement has been validated by an accredited environmental verifier. The Organization is registered under EMAS and therefore is entitled to use the EMAS Logo. This certificate is valid only if the Organization is listed into the national EMAS Register.

Roma, 14 dicembre 2016 <i>Rome, Expiry date</i>	Certificato valido fino al: 18 dicembre 2018 <i>Expiry date</i>
--	--

Comitato Ecolabel Ecoaudit
Sezione EMAS Italia
Il Presidente
 Paolo Bonaretti



Il certificato di Registrazione EMAS

LA LETTERA DEL PRESIDENTE DI SORGENIA POWER SPA

L'adozione di un sistema di gestione integrato ambientale e della sicurezza conforme ai requisiti della Norma UNI EN ISO 14001 e alla specifica OHSAS 18001 e la registrazione EMAS sono elementi fondamentali della strategia aziendale di Sorgenia che persegue il miglioramento continuo all'interno delle unità produttive e la creazione di un rapporto di massima trasparenza nei confronti di tutti i portatori di interesse.

Il mantenimento delle certificazioni e della Registrazione EMAS rappresentano il riconoscimento e la valorizzazione degli sforzi impiegati da tutti coloro che collaborano quotidianamente per migliorare le prestazioni ambientali degli impianti in un contesto di mercato difficile e sfidante che determina condizioni di marcia particolarmente stressanti dal punto di vista impiantistico.

Novembre 2015

**Il Presidente
Alberto Bigi**



Questa dichiarazione è stata prodotta con il contributo delle seguenti persone ed approvata da ALBERTO BIGI, Presidente di Sorgenia Power SpA:

NICOLA GREGORINI

Responsabile della Centrale di Turano Lodigiano e Bertónico

SIMONE GARDINALI

Rappresentante della Direzione per il Sistema di Gestione Integrato

GIULIA MAZZA

Responsabile del Sistema di Gestione Integrato

LORENZO RECCHI

Responsabile del Servizio di Prevenzione e Protezione della Centrale di Turano Lodigiano e Bertónico

STRUTTURA E CONTENUTI DELLA DICHIARAZIONE AMBIENTALE

La presente Dichiarazione Ambientale riguarda gli aspetti ambientali relativi al triennio 2012-2014 e al primo semestre del 2015 della Centrale a ciclo combinato di Turano Lodigiano e Bertónico della Sorgenia Power SpA, società soggetta alla direzione e al coordinamento di Sorgenia SpA.

La Dichiarazione Ambientale ha l'obiettivo di fornire al pubblico e ai soggetti interessati informazioni sulle prestazioni e sull'impatto ambientale della Centrale di Turano Lodigiano e Bertónico nonché sulle iniziative finalizzate al continuo miglioramento delle prestazioni ambientali.

È costituita da due sezioni e contiene le seguenti informazioni:

● SEZIONE I: LA CENTRALE DI TURANO LODIGIANO E BERTONICO DI SORGENIA POWER SPA

- Illustra la storia e l'assetto organizzativo di Sorgenia SpA
- Descrive l'organizzazione oggetto della Registrazione EMAS e i suoi rapporti con la capogruppo Sorgenia SpA

● SEZIONE II: ASPETTI AMBIENTALI

- Illustra le caratteristiche del sistema di gestione ambientale implementato dalla centrale
- Riporta la politica ambientale e della sicurezza
- Descrive la centrale a ciclo combinato focalizzando l'attenzione all'impatto sull'ambiente
- Analizza e valuta gli aspetti ambientali e gli indicatori utilizzati per misurarli
- Riporta il programma di miglioramento ambientale in relazione agli aspetti e impatti ambientali significativi.

Il documento costituisce la prima emissione della Dichiarazione Ambientale e riporta la valutazione dell'andamento delle prestazioni ambientali relativamente al triennio 2012-2014 e al primo semestre del 2015.

Sommario

SEZIONE 1 LA CENTRALE DI TURANO LODIGIANO E BERTONICO DI SORGENIA POWER SPA

6 LA CAPOGRUPPO SORGENIA SPA E LA RELAZIONE CON SORGENIA POWER SPA

7 Gli impianti di generazione a ciclo combinato di Sorgenia

8 L'ITER AUTORIZZATIVO DELLA CENTRALE DI TURANO LODIGIANO E BERTONICO

SEZIONE 2 ASPETTI AMBIENTALI DELLA CENTRALE DI TURANO LODIGIANO E BERTONICO

9 LA POLITICA PER LA SICUREZZA E L'AMBIENTE DELLA CENTRALE

10 IL SISTEMA DI GESTIONE AMBIENTALE

11 LA CENTRALE TERMOELETRICA E IL SUO PERSONALE

11 Ubicazione della centrale di Turano Lodigiano e Bertónico

14 Lo schema della Centrale

15 La planimetria

16 Il personale

17 La centrale in numeri

18 Il bilancio di massa-energia della centrale di Turano Lodigiano e Bertónico

19 ASPETTI AMBIENTALI DELLA CENTRALE: INDIVIDUAZIONE E VALUTAZIONE DELLA SIGNIFICATIVITÀ

22 ASPETTI DIRETTI

22 Emissioni in atmosfera

27 Utilizzo di combustibili ed energia

29 Consumi e scarichi idrici

30 Consumi di materie prime ausiliarie

32 Rifiuti

34 Impatto acustico

36 Acque sotterranee

36 Occupazione del territorio e biodiversità

37 Campi elettromagnetici

37 Gestione delle emergenze

38 ASPETTI INDIRETTI

38 Operatività delle imprese esterne

39 SALUTE E SICUREZZA DEI LAVORATORI

40 IL PIANO DI MIGLIORAMENTO AMBIENTALE 2015-2017

43 PRINCIPALI RIFERIMENTI NORMATIVI

43 ACRONIMI E GLOSSARIO

SEZIONE I – LA CENTRALE DI TURANO LODIGIANO E BERTONICO DI SORGENIA POWER SPA

Questa sezione della Dichiarazione Ambientale inquadra l'attività della Centrale di Turano Lodigiano e Bertónico nell'ambito delle iniziative della Capogruppo Sorgenia SpA e nel contesto energetico italiano.

Il Gruppo Sorgenia, oggi attivo sull'intera filiera energetica, riflette nella propria struttura e nel proprio operato i valori fondanti che hanno guidato più di un decennio di attività basata sull'attenzione all'ambiente, l'efficienza nella generazione e nell'uso delle risorse.

I risultati conseguiti, nello specifico per la Centrale di Turano Lodigiano e Bertónico, confermano la bontà del sistema di gestione ambientale implementato e della strategia industriale del Gruppo per la quale la sostenibilità ambientale è uno dei fattori portanti.

LA CAPOGRUPPO SORGENIA SPA E LA RELAZIONE CON SORGENIA POWER SPA

Il Gruppo Sorgenia, primo operatore privato italiano del mercato nazionale dell'energia, opera nei principali settori di produzione e lungo tutta la filiera energetica attraverso la generazione termoelettrica, la generazione rinnovabile, il settore del gas, la vendita ai clienti finali. L'efficienza della generazione è il perno della strategia industriale di Sorgenia, costantemente orientata verso il miglioramento continuo del proprio rendimento produttivo, privilegiando le soluzioni tecnologiche a maggiore compatibilità ambientale.

In un contesto di mercato segnato da una congiuntura negativa per il settore energetico e da un generalizzato calo della domanda, nel 2014 Sorgenia ha messo a punto un'importante ridefinizione del proprio piano di crescita, rifocalizzando il proprio impegno sulla generazione nei quattro impianti CCGT (fra cui quello di Turano Lodigiano e Bertónico) realizzati greenfield nell'arco di una decina di anni e sulla vendita alla clientela business. Sul piano commerciale, la decisione di rivolgersi in modo esclusivo ad aziende e imprenditori si è concretizzata in un sistema di offerte diversificate in base allo specifico modello di lavoro delle categorie merceologiche e professionali.

Al 30/09/2015 il Gruppo Sorgenia è composto da diverse società operanti nei diversi ambiti di attività della filiera energetica. Fra le altre controlla il 100% di Sorgenia Power SpA, società dedicata che detiene il 100% degli assets relativi alla Centrale di Turano Lodigiano e Bertónico.

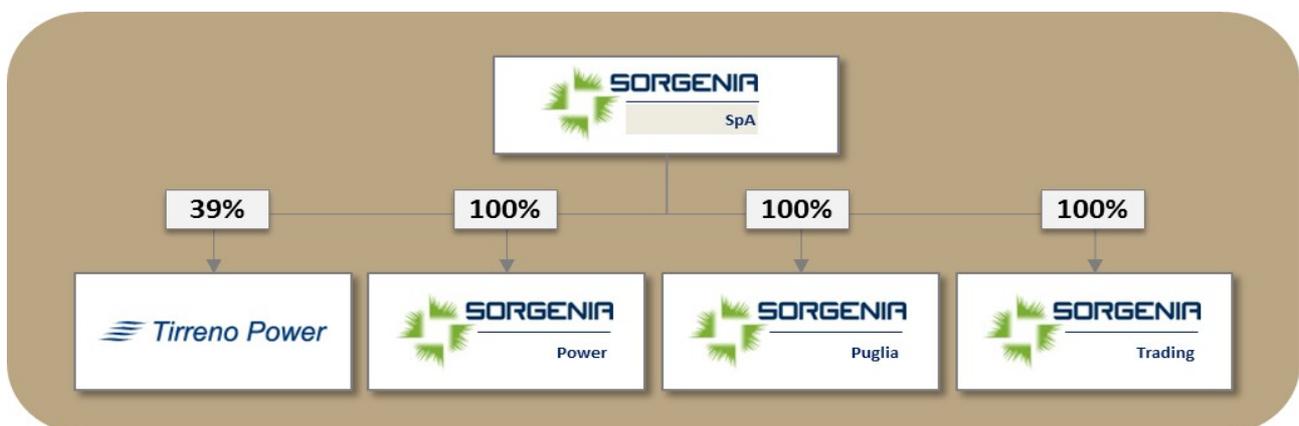


Figura 1 - Le principali società del gruppo Sorgenia e la relazione con Sorgenia Power SpA



Gli impianti di generazione a ciclo combinato di Sorgenia

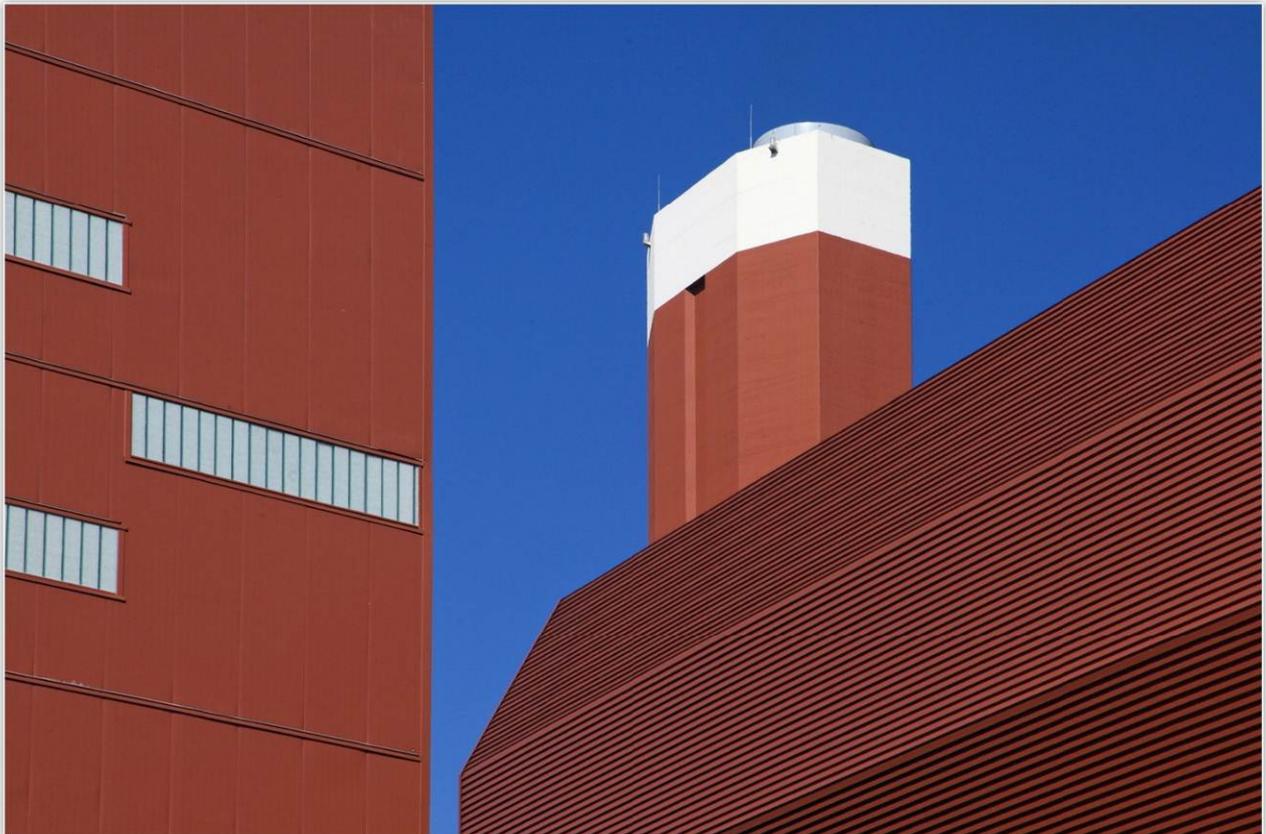


Tutti gli impianti a ciclo combinato hanno sviluppato un Sistema di Gestione integrato Ambiente e Sicurezza. Gli impianti di Termoli, Modugno ed Aprilia hanno già ottenuto la Registrazione europea EMAS.

L'ITER AUTORIZZATIVO DELLA CENTRALE DI TURANO LODIGIANO E BERTÓNICO

L'iter autorizzativo per la realizzazione della Centrale di Turano Lodigiano e Bertónico è stato avviato da Energia S.p.A. (società poi tramutatasi in Sorgenia S.p.A.). Dopo pronuncia positiva in merito alla compatibilità ambientale del progetto per la realizzazione della Centrale rilasciata dal Ministero dell'ambiente e della Tutela del Territorio di concerto con il Ministero per i Beni e le Attività Culturali nel 2005, l'autorizzazione alla costruzione ed esercizio è stata ottenuta nel 2005 mediante decreto di Autorizzazione Unica del Ministero dello Sviluppo Economico ai sensi della Legge n.55 del 9 aprile 2002. Di questo faceva parte la prima Autorizzazione Integrata Ambientale (DSA/DEC/2005/00852 del 03/08/2005). I lavori per la realizzazione della Centrale sono stati avviati a metà del 2008; la messa a regime è avvenuta il 09 novembre 2010.

A febbraio 2010 è stata presentata richiesta di rinnovo dell'Autorizzazione Integrata Ambientale. L'iter si è concluso con l'emanazione del decreto di rinnovo (DEC-2011-0000300 del 07/06/2011) da parte del Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare.



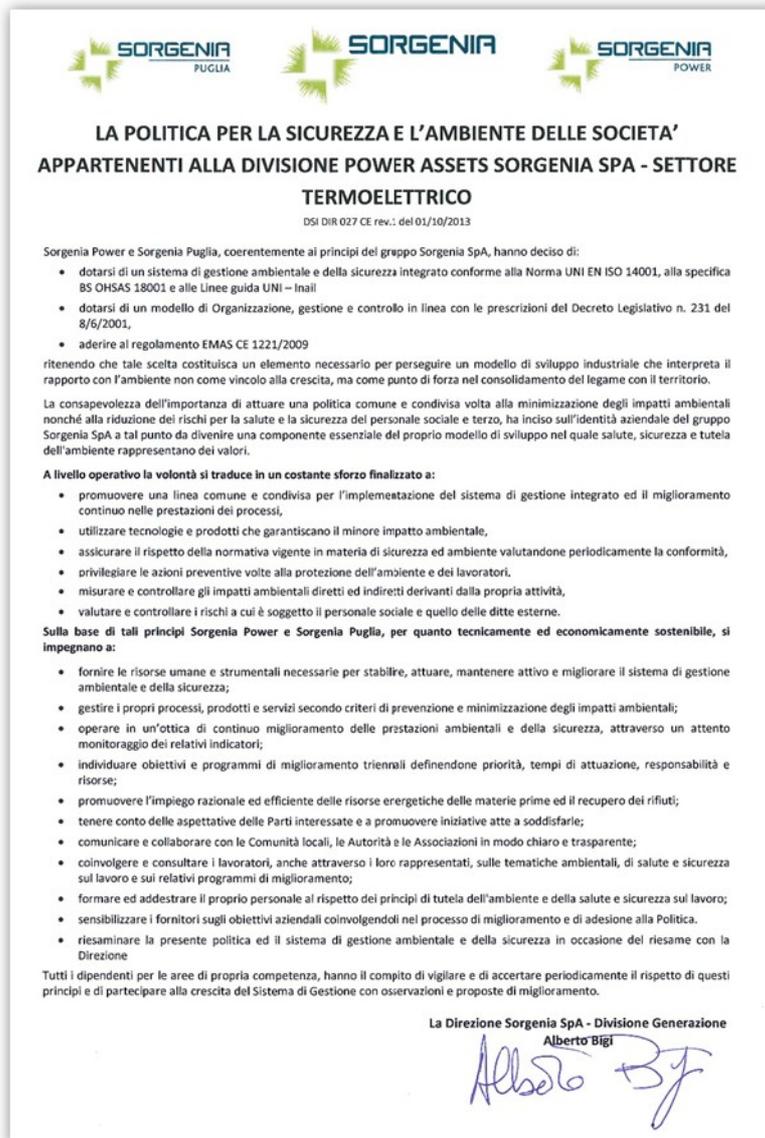
SEZIONE II – ASPETTI AMBIENTALI DELLA CENTRALE DI TURANO LODIGIANO E BERTONICO

LA POLITICA PER LA SICUREZZA E L'AMBIENTE DELLA CENTRALE

La Direzione di Sorgenia Power coincide con quella della divisione termoelettrica del Gruppo Sorgenia S.p.A. Per questo motivo, la capogruppo Sorgenia S.p.A. ha deciso di adottare una politica ambientale e di sicurezza comune a tutte le società che fanno parte della divisione “termoelettrica” (nella fattispecie Sorgenia Power e Sorgenia Puglia).

Tale documento, riportato qui di seguito, identifica i principi fondamentali per il raggiungimento degli obiettivi di miglioramento continuo nel campo ambientale e della sicurezza e salute dei lavoratori.

La politica costituisce la linea guida per tutti gli operatori Sorgenia Power e viene inoltre diffusa alle organizzazioni esterne per poterne condividere i contenuti.



IL SISTEMA DI GESTIONE AMBIENTALE

Il Gruppo Sorgenia ha posto in modo evidente, prioritario e fondamentale la tutela dell'ambiente e la sua gestione consapevole, da perseguire in tutte le fasi delle proprie attività.

La Centrale di Turano Lodigiano e Bertónico si è così dotata di un Sistema di Gestione Integrato (SGI) per l'ambiente e la sicurezza in linea con i requisiti della norma UNI EN ISO 14001:2004, del Regolamento EMAS CE 1221/09 (per la parte ambientale) e della BS OHSAS 18001:2007 (per la sicurezza).

Il sistema di gestione ambientale consente a Sorgenia Power (soggetta alla direzione e coordinamento della capogruppo Sorgenia SpA) di sviluppare ed attuare la propria politica ambientale ed i relativi obiettivi che tengono conto delle prescrizioni legali e delle altre prescrizioni o impegni assunti dall'azienda, nonché delle informazioni riguardanti gli aspetti ambientali e della sicurezza giudicati significativi.

Sorgenia Power a tal fine ha sviluppato ed applica un apposito manuale del SGI dove ciascuna fase operativa e gestionale è disciplinata da specifiche procedure che determinano le azioni da svolgere, la individuazione dei compiti e delle responsabilità connesse, i documenti e le registrazioni relative. Il manuale SGI, inoltre, prevede procedure e responsabilità per:

- Stabilire, attuare mantenere attivo e migliorare il sistema di gestione integrato ambiente e sicurezza;
- Assicurare di mantenere la conformità alla politica ambientale e della sicurezza di Sorgenia;
- Dimostrare la conformità alla norme UNI EN ISO14001 e BSI OHSAS 18001:2007 e al Regolamento EMAS CE 1221/09.

Sorgenia Power riesamina e aggiorna il proprio programma di miglioramento ambientale con cadenza almeno annuale; per tale riesame vengono tenute in considerazione le prescrizioni, gli aspetti ambientali e quelli della sicurezza ritenuti significativi, le modifiche impiantistiche, i risultati degli audit, le non conformità, le raccomandazioni ed i suggerimenti provenienti dal personale interno nonché i punti di vista delle parti interessate.

La Direzione del Sistema di Gestione Ambientale ha inoltre definito gli **indicatori di prestazione ambientale** al fine di valutare quantitativamente le performance ambientali messe in relazione sia con i dati di qualità delle matrici ambientali che col rispetto degli obblighi normativi.

Gli indicatori di prestazione ambientale mirano non tanto a fare una fotografia della situazione attuale quanto a valutare nel tempo le possibilità di miglioramento delle prestazioni ambientali nonché degli effetti ambientali. La valutazione degli indicatori di prestazione ambientale consente di:

- Definire nuovi ed aggiornati obiettivi di miglioramento ambientale (prestazione e qualità);
- Valutare il raggiungimento dei traguardi ambientali;
- Innescare un circolo virtuoso di miglioramento continuo che tragga "insegnamento" dall'analisi delle azioni-condizioni precedenti.

Sono inoltre tenuti sotto controllo alcuni indicatori di prestazione gestionale di sistema, quali le ore di formazione per dipendente, il numero di suggerimenti e non conformità, il tempo di chiusura delle non conformità, le verifiche in campo sulle imprese.

Il mantenimento di un sistema di gestione ambientale, col continuo aggiornamento degli indicatori e degli obiettivi, permetterà nei prossimi anni una valutazione dei miglioramenti ambientali operati direttamente ed indirettamente dalla centrale, grazie all'affinamento delle tecniche gestionali.

LA CENTRALE TERMOELETTRICA E IL SUO PERSONALE

Ubicazione della Centrale di Turano Lodigiano e Bertónico



Figura 2 - Localizzazione della centrale

IL TERRITORIO

L'area di impianto si colloca nella fascia centro-meridionale della Pianura Padana a cavallo tra il Lodigiano e il Codognese e ricade sui territori dei comuni di Turano Lodigiano, Bertónico, Terranova dei Passerini e Casalpusterleno.

Morfologicamente il territorio si configura in un'ampia ed uniforme superficie pianeggiante attraversata da un fitto reticolo idrografico; il corso d'acqua più significativo è il fiume Adda. Accanto al reticolo idrografico naturale esiste una fitta rete di canali artificiali che ha il compito di distribuire l'abbondante risorsa idrica su un'area più vasta possibile e di drenare poi le acque di risulta. Nell'area in cui si trova l'impianto il colatore Valguercia si immette nel canale della Muzza che in questa zona, esaurite le funzioni di canale irriguo primario, assume principalmente la funzione di raccolta delle acque di scolo, prima di immettersi nel fiume Adda pochi chilometri a valle.

Il comprensorio è caratterizzato da una spiccata ed antica vocazione agricola che ha prodotto, nei secoli, lo sviluppo di forme vegetazionali tipiche delle pianure cerealicole irrigue. Un tale assetto ambientale ha progressivamente confinato le specie tipiche originarie in porzioni di territorio ristrettissime, spesso limitate alle siepi residue ed alle alberate lungo i bordi dei campi, lungo le strade inter-poderali e gli argini dei corsi d'acqua.

IL CLIMA

La Pianura Padana è relativamente uniforme dal punto di vista climatico, con inverni rigidi ed estati calde con elevata umidità relativa, piogge limitate, con i due massimi in corrispondenza della stagione primaverile e invernale, temperature medie annue tra 11 e 14°C, nebbie frequenti, ventosità ridotta con molte ore di calma e frequenti episodi temporaleschi.

L'escursione termica annua (differenza tra la temperatura media del mese più caldo e più freddo) è di 21,1°C ed è un buon indicatore della continentalità del clima della zona considerata.

L'umidità relativa media risulta elevata (superiore all'80%) da ottobre a febbraio, mentre i valori minimi si registrano in marzo e giugno (66,7% e 66,5% rispettivamente).

La piovosità media presenta un andamento caratterizzato da un minimo estivo e da un massimo in corrispondenza dei mesi autunnali e primaverili.

Dalla definizione del regime anemologico del sito emerge un quadro generale caratterizzato da una prevalenza assoluta dei venti in corrispondenza dell'asse NO-SE a 250 m di quota e dell'asse O-OSO e ENE in prossimità del suolo.

IL SITO

Il sito si trova in regione Lombardia, in provincia di Lodi. Si tratta di un terreno con destinazione urbanistica industriale localizzato all'interno del Comparto Nord dell'area industriale "Ex Raffineria Sarni". L'area ex Sarni si trova a margine della valle del fiume Adda, in una porzione di territorio al confine tra i comuni di Bertonico, Terranova Dei Passerini e Turano Lodigiano ad un'altitudine di circa 65 m sul livello medio del mare. Tutta l'area interessata dalla raffineria è stata soggetta a un intervento di bonifica dei terreni contaminati da idrocarburi; il progetto della bonifica, ai sensi dell'art. 17 del D.lgs. 22/97, è stato approvato dalla regione Lombardia con DGR n. 40244 del 11 dicembre 1998. L'intervento si è concluso con la Certificazione di avvenuta bonifica, rilasciata dalla Provincia di Lodi con determina Dirigenziale n. 275 del 14 luglio 2000 e n. 301 del 12 luglio 2001.

La Centrale insiste su una superficie di circa 77.794 m²; dista circa 3 km dal centro cittadino di Turano, 15 km dal centro di Lodi, 5 km da Casalpusterlengo e 4 km da Castiglione d'Adda e si trova in una posizione strategica nel contesto della rete viaria provinciale, a breve distanza dalle direttrici di collegamento nord-sud (Autostrada del Sole e Via Emilia) ed est-ovest (SS 234 Cremona-Pavia e SS 591 Codogno-Crema).

La connessione alla Rete elettrica di Trasmissione Nazionale (RTN) è assicurata mediante un collegamento in entra-esce con la linea aerea 380 kV S. Rocco – Tavazzano, preesistente alla Centrale.

Il gas naturale è portato alla centrale tramite gasdotto interrato di allacciamento alla rete di distribuzione SNAM che si collega alla linea Cortemaggiore-Ripalta ad alta pressione. Il tracciato del gasdotto è realizzato tenendo conto delle caratteristiche geomorfologiche del terreno e dell'urbanizzazione e non interessa vincoli paesistici di nessun tipo, correndo ad una profondità adeguata lungo suoli agricoli.



Figura 3 - Individuazione dell'area di centrale

QUALITÀ DELL'ARIA

I principali inquinanti emessi dalla centrale e cioè ossidi di azoto (NOx), ossido di carbonio (CO) sono sostanze che generano effetti di tipo non cancerogeno: la concentrazione nei fumi al camino e la concentrazione al suolo di tali inquinanti sono regolamentati dalla normativa vigente.

La valutazione degli effetti sulla salute del rilascio dei macroinquinanti regolamentati è stata condotta tramite la comparazione dei livelli di concentrazione al suolo con i relativi limiti e valori guida di legge.

L'impatto sulla qualità dell'aria determinato dalle emissioni in atmosfera dei macroinquinanti NOx e CO e, per quanto irrilevante, del particolato PM10 è stato analizzato simulando con uno specifico modello matematico (CALPUFF) le condizioni di dispersione in atmosfera dei fumi emessi dal camino e stimando le concentrazioni addizionali di inquinanti attese al suolo.

La comparazione dei valori ottenuti con gli standard di qualità dell'aria vigenti effettuata al fine di valutare il potenziale contributo al superamento dei limiti nell'intorno dell'area in esame ha evidenziato che il contributo dell'impianto non incide significativamente sullo stato di qualità dell'aria della zona.

Prima della messa in esercizio dell'impianto (31 marzo 2010), in attuazione delle prescrizioni normative e autorizzative e in accordo con Regione Lombardia, sono state posizionate e messe in funzione tre cabine di monitoraggio della qualità dell'aria localizzate come riportato in figura 4. Le cabine e un mezzo mobile per il monitoraggio sono stati ceduti ad ARPA Lombardia e sono entrati a far parte della rete di monitoraggio ufficiale. Le cabine e i dati da queste rilevati sono gestiti da ARPA Lombardia.

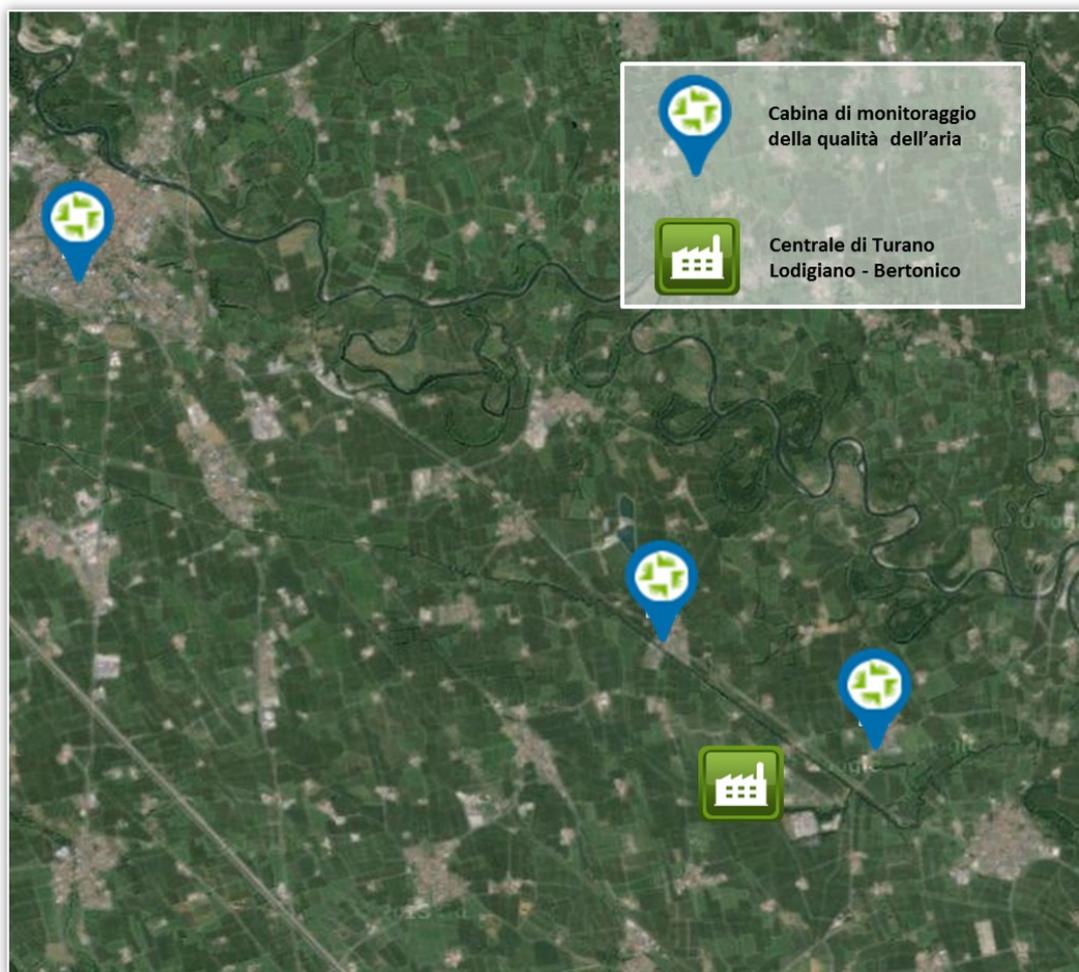


Figura 4 - Rete di monitoraggio qualità dell'aria a servizio della Centrale

Lo schema della Centrale

La Centrale di Turano Lodigiano e Bertónico, alimentata esclusivamente a gas naturale, ha una potenza elettrica nominale netta misurata al collaudo pari a circa 805 MWe.

L'impianto ha un'architettura del tipo a ciclo combinato (CCGT) ovvero è costituito da due turbine a gas associate a una turbina a vapore (architettura tipo 2+1) che utilizza il vapore prodotto dai due generatori di vapore a recupero posti in coda allo scarico delle turbine a gas. Lo schema concettuale di funzionamento dell'impianto è riportato in figura 5.

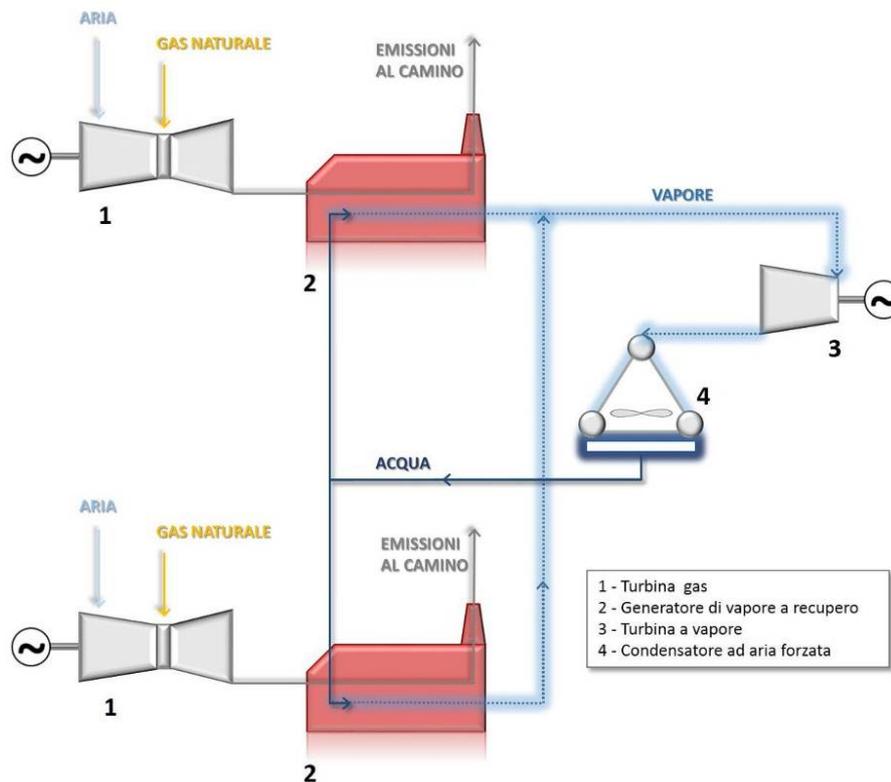


Figura 5 - Diagramma del funzionamento di una centrale a ciclo combinato

(1) L'aria, precedentemente filtrata, entra nel compressore della turbina a gas, dove viene portata alla massima pressione del ciclo; successivamente entra nella camera di combustione dove avviene la combustione del gas naturale proveniente dal gasdotto. I fumi caldi e ad alta pressione entrano nell'espansore della turbina a gas che, messa in rotazione dall'espansione dei fumi, trascina il compressore e produce energia elettrica trascinando un alternatore a cui è collegata.

(2) I gas di scarico ancora caldi dallo scarico della turbina entrano nella caldaia a recupero. Nella caldaia a recupero viene generato vapore per mezzo del trasferimento di calore dai gas di scarico all'acqua di alimentazione.

(3) Il vapore espande nella turbina a vapore mettendola in rotazione. La rotazione della turbina trascina un alternatore che genera ulteriore energia elettrica.

(4) Il vapore in uscita dalla turbina a vapore viene quindi condensato nel condensatore e rimesso nel ciclo. La condensazione del vapore avviene tramite condensatore ad aria a tiraggio forzato. Tale sistema consente di condensare il vapore tramite lo scambio termico diretto con l'aria a temperatura ambiente.

L'energia elettrica generata dagli alternatori viene portata alla tensione di 380 kV e convogliata all'elettrodotto dalla sottostazione elettrica della centrale.

La planimetria

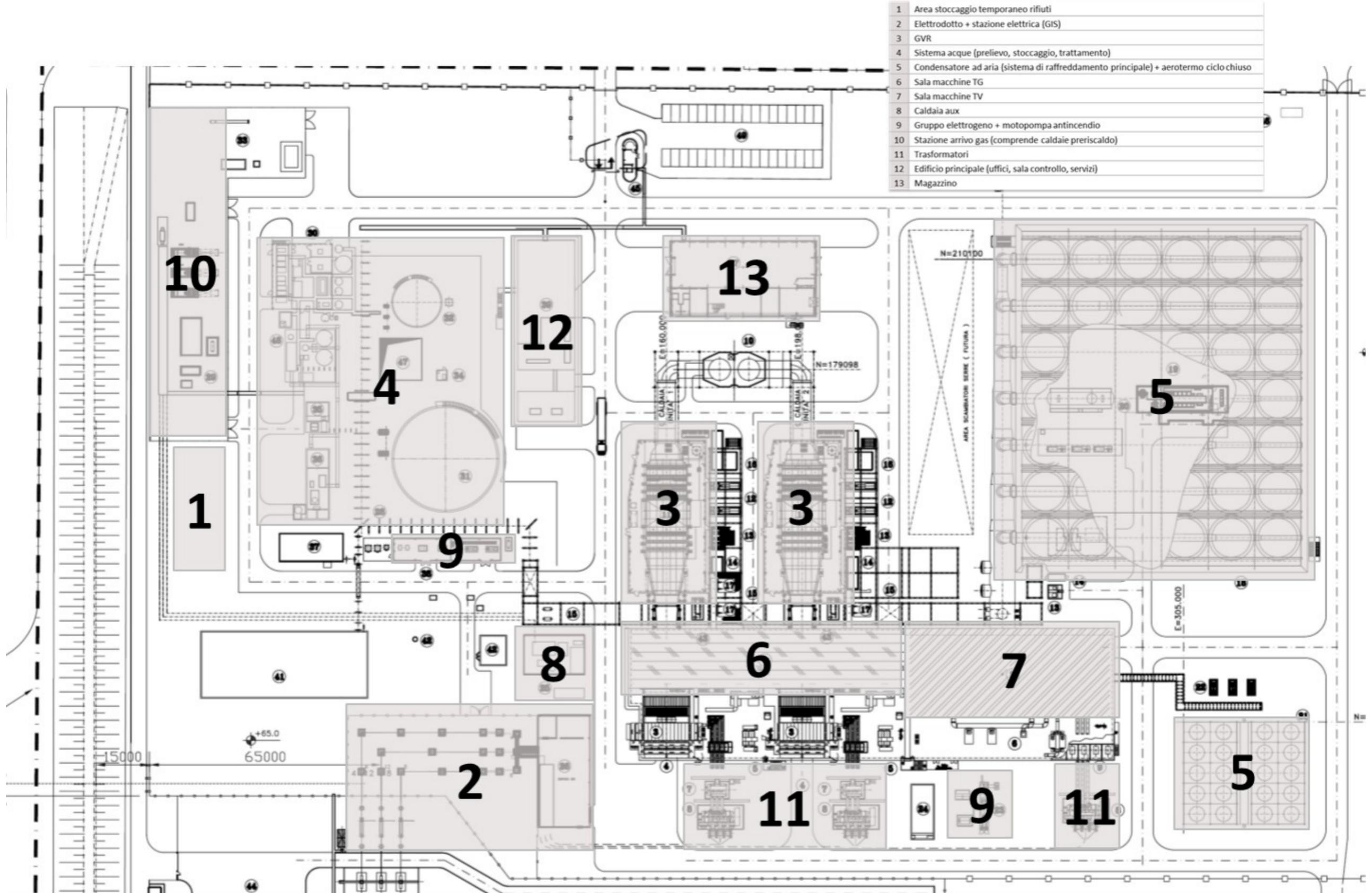


Figura 6 - Planimetria generale della centrale di Turano Lodigiano e Bertinico (evidenziati i principali elementi dell'impianto)

Il personale

Il funzionamento della centrale viene gestito dall'operatore secondo i requisiti della rete, che possono variare anche in tempo reale. La centrale è progettata per un funzionamento continuo a carico base e per un funzionamento intermittente e a carico parziale, modulabile nel corso di un'ora al massimo. Tale flessibilità è essenziale per poter rendere l'impianto competitivo con le altre fonti di produzione energetica a fronte delle esigenze sempre mutevoli del mercato.

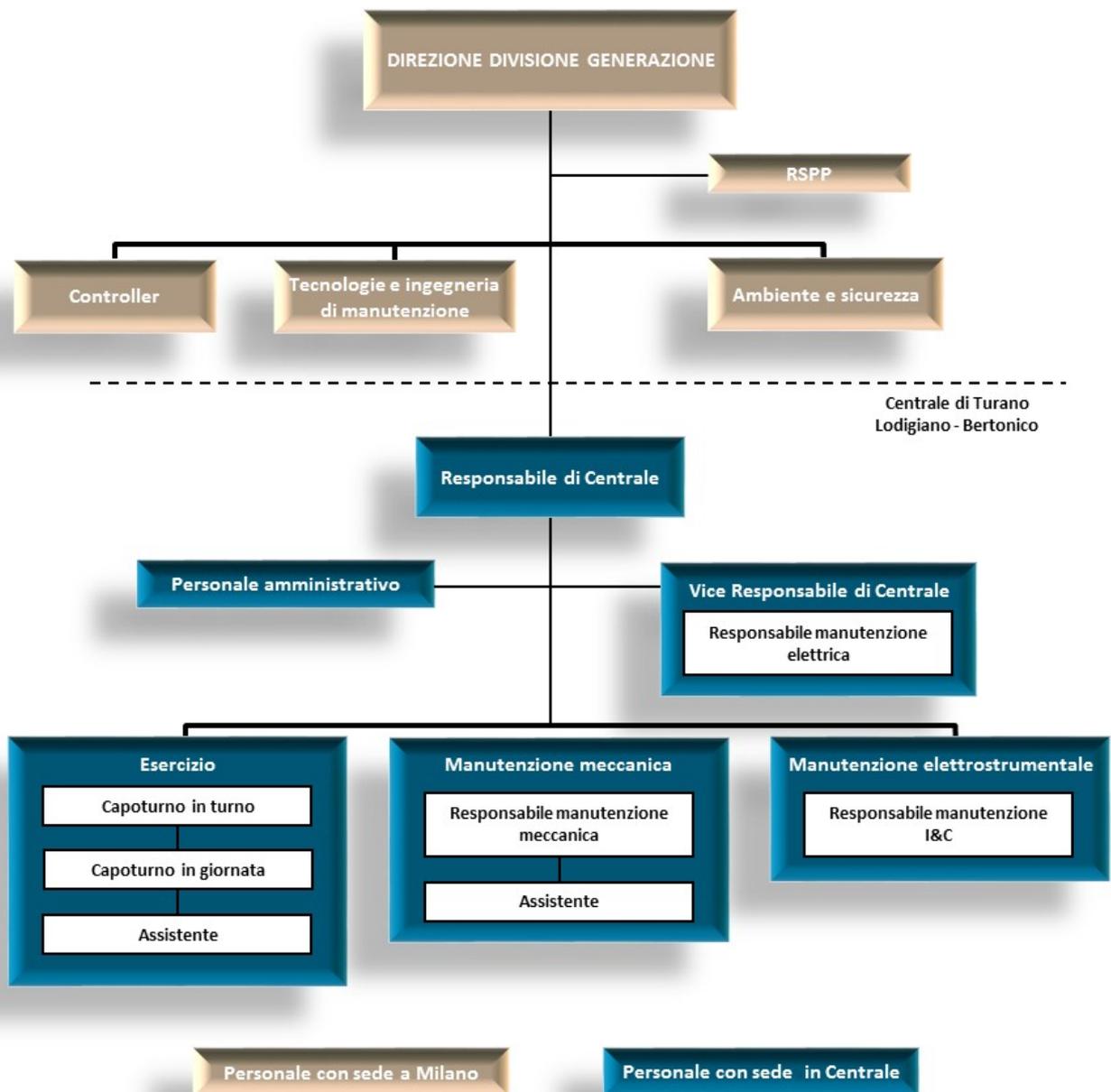


Figura 7 - Funzionigramma della centrale di Turano Lodigiano e Bertónico

La centrale in numeri

19	Le persone dipendenti Sorgenia Power che lavorano in Centrale
20	Il numero medio di persone dipendenti di ditte esterne che lavora in centrale. Durante le manutenzioni straordinarie questo numero arriva a circa 200 persone. Nel 2015 le ore uomo lavorate da personale di ditte esterne in occasione della fermata di manutenzione programmata HGPI* sono state circa 47.000
3.727	Le ore di funzionamento della Centrale nel 2014 su 8.760 ore disponibili in un anno. Nel primo semestre 2015 le ore di marcia sono 1.595
200	Il numero di avviamenti della sezione turbogas 1 nel 2014. Nel primo semestre 2015 sono 29
181	Il numero di avviamenti della sezione turbogas 2 nel 2014. Nel primo semestre 2015 sono 70
52,9%	Il rendimento elettrico medio relativo all'anno 2014 dato come rapporto tra l'energia ceduta alla rete e l'energia termica presente nel gas naturale
1.275 GWh	I gigawattora di energia elettrica ceduti alla Rete di Trasmissione Nazionale nel 2014
0,09 g/kWh	I grammi di NO _x emessi mediamente nell'anno 2014 per ogni chilowattora (kWh) prodotto
0,15 g/kWh	I grammi di CO emessi mediamente nell'anno 2014 per ogni chilowattora (kWh) prodotto
373 g/kWh	I grammi di CO ₂ emessi nel 2014 per ogni chilowattora (kWh) prodotto
0,044 m³/MWh	I m ³ di acqua "nuova" utilizzati nel 2014 per produrre un megawattora (MWh) di energia elettrica
67.174 Sm³/h	Gli Sm ³ di gas naturale che mediamente sono stati utilizzati per ogni ora di marcia nel 2014

* **HGPI:** Hot Gas Path Inspection - È una manutenzione programmata periodica particolarmente approfondita delle turbine a gas

Il bilancio di massa-energia della Centrale di Turano Lodigiano e Bertónico



ASPETTI AMBIENTALI DELLA CENTRALE: INDIVIDUAZIONE E VALUTAZIONE DELLA SIGNIFICATIVITÀ

Gli aspetti ambientali associati a luoghi e processi specifici dell'attività esercitata dalla centrale di Turano Lodigiano e Bertónico sono stati individuati e la valutazione della significatività è stata effettuata sulla base di una serie di elementi quali:

- Potenzialità di causare un danno ambientale significativo (analisi dell'impianto, dei processi e delle materie utilizzate);
- Presenza di sistemi di contenimento, nonché di impianti di abbattimento o trattamento, di scarichi, emissioni e perdite di sostanze (sia in condizioni ordinarie che anomale);
- Funzionamento di sistemi (anche gestionali) per la tempestività degli interventi e presenza di allarmi specifici;
- Presenza di una rete attiva di monitoraggio sia delle cause che degli impatti ambientali;
- Vulnerabilità delle caratteristiche quantitative e qualitative delle componenti ambientali oggetto di potenziali impatti;
- Capacità di ripristino e bonifica di impatti potenziali;
- Entità, numero, frequenza e reversibilità degli aspetti o degli impatti;
- Esistenza di una legislazione ambientale specifica e livello di rispetto dei relativi obblighi previsti;
- Importanza per le parti interessate e per il personale dell'organizzazione.

La valutazione della significatività è stata effettuata secondo la scala riportata nella tabella 1.

Livello di significatività	Caratteristiche e misure di gestione intervento
L5 MOLTO BASSO	L'aspetto è gestito senza che vi sia la necessità di prevedere misure di intervento né particolari registrazioni. Occorre solo sorvegliare le modifiche al fine di verificare il mantenimento del livello di significatività. Priorità di intervento molto bassa.
L4 BASSO	L'aspetto è gestito e misurato attraverso procedure e prassi consolidate basate sul principio generale di prevenzione dell'impatto. Le misure di gestione attuate sono adeguate per monitorare e garantire il mantenimento del livello di impatto. È necessario monitorare la situazione per garantire il continuo controllo del livello di impatto.
L3 MEDIO	È necessaria l'attuazione di una precisa sorveglianza e/o la riduzione dell'impatto.
L2 ALTO	Inadeguatezza dei requisiti di contenimento dell'impatto e controllo dell'aspetto anche gestionali. La riduzione del rischio prevede l'impiego di risorse e costi rilevanti.
L1 MOLTO ALTO	Situazione fuori controllo e/o inottemperanze legislative gravi e non di tipo burocratico. È necessaria la programmazione immediata di interventi di adeguamento.

Tabella 1: Livello di significatività degli aspetti ambientali

Nella tabella 2 seguente sono riportati gli aspetti ambientali significativi connessi, direttamente ed indirettamente, all'attività della Centrale di Turano Lodigiano e Bertónico.

ASPETTO AMBIENTALE SIGNIFICATIVO	TIPOLOGIA
Effetti sulla biodiversità	Diretto (D)
Contaminazione del suolo/sottosuolo/falda	Diretto
Produzione di rifiuti	Diretto
Impatto acustico	Diretto
Campi elettromagnetici	Diretto
Utilizzo combustibili ed energia	Diretto
Utilizzo risorse idriche	Diretto
Consumo/uso materie prime	Diretto
Emissioni in atmosfera	Diretto
Scarichi idrici	Diretto
Impatto ambientale dovuto a incendio	Diretto
Emissioni diffuse (fuggitive)	Diretto
Operatività imprese esterne (trasporti, produzione e gestione propri rifiuti da attività condotte in centrale)	Indiretto (I)

Tabella 2: Aspetti ambientali significativi

Nella tabella 3 sono riportati gli aspetti ambientali significativi associati ad ogni luogo/processo della centrale e per ognuno il livello di significatività, valutato nelle condizioni di operatività normali, anomale, di emergenza. Tali aspetti vengono sinteticamente illustrati nel seguito della dichiarazione.



LUOGO/PROCESSO	ASPETTI AMBIENTALI SIGNIFICATIVI	CONDIZIONI OPERATIVE		
		Normali	Anomale	Emergenza
Intero impianto (Centrale)	Effetti sulla biodiversità	L5	L5	L5
	Contaminazione del suolo/sottosuolo/falda	L3	L3	L3
	Produzione di rifiuti	L3	L3	L3
	Impatto acustico	L4	L4	L4
	Utilizzo risorse idriche	L4	L4	L4
	Utilizzo di combustibili ed energia	L4	L4	NS
	Scarichi idrici	NS	NS	L5
	Impatto ambientale dovuto a incendio	NS	NS	L4
	Emissioni diffuse (fuggitive)	L3	L3	L3
	Operatività imprese esterne (trasporti, produzione e gestione propri rifiuti da attività condotte in centrale)	L4	L4	NS
Elettrodotto + stazione elettrica (GIS)	Campi elettromagnetici	L5	L5	NS
	Consumo/uso materie prime	L5	NS	L5
	Emissioni in atmosfera	L5	L5	L5
GVR	Consumo/uso materie prime	L4	NS	NS
Sistema acque (prelievo, stoccaggio, trattamento)	Contaminazione del suolo/sottosuolo/falda	NS	L4	L4
	Produzione di rifiuti	L3	L3	L4
	Utilizzo risorse idriche	L4	L4	NS
	Consumo/uso materie prime	L3	NS	NS
	Scarichi idrici	NS	NS	L4
Area stoccaggio temporaneo rifiuti	Contaminazione del suolo/sottosuolo/falda	L4	NS	L4
TG	Contaminazione del suolo/sottosuolo/falda	NS	NS	L4
	Produzione di rifiuti	L4	L4	NS
	Utilizzo combustibili ed energia	L4	NS	NS
	Utilizzo risorse idriche	L4	NS	NS
	Emissioni in atmosfera	L3	L3	NS
	Emissioni diffuse (fuggitive)	L3	L3	NS
Condensatore ad aria (sistema di raffreddamento principale) + aerotermo ciclo chiuso	Utilizzo combustibili ed energia	L5	NS	NS
Caldaia aux	Utilizzo combustibili ed energia	L4	L4	NS
	Emissioni in atmosfera	L3	NS	L3
	Emissioni diffuse (fuggitive)	L3	L3	L3
Gruppo elettrogeno + motopompa antincendio	Emissioni in atmosfera	L5	NS	L4
	Utilizzo combustibili ed energia	L5	NS	L5
Stazione arrivo gas	Produzione di rifiuti	L5	NS	NS
	Utilizzo combustibili ed energia	L4	NS	NS
	Emissioni in atmosfera	L4	NS	L4
	Emissioni diffuse (fuggitive)	L3	L3	L3
Trasformatori	Contaminazione del suolo/sottosuolo/falda	NS	NS	L4
	Produzione di rifiuti	NS	L4	NS
Edificio principale (uffici, sala controllo, servizi)	Produzione di rifiuti	L5	NS	NS
	Utilizzo combustibili ed energia	L5	NS	NS
	Utilizzo risorse idriche	L5	NS	NS
	Scarichi idrici	L5	NS	NS
Magazzino	Contaminazione del suolo/sottosuolo/falda	NS	NS	L5

Tabella 3: Livelli di significatività degli aspetti ambientali associati all'attività della centrale di Turano Lodigiano e Bertanico

ASPETTI DIRETTI

Gli aspetti ambientali diretti sono quelli direttamente associati alle attività, ai prodotti e ai servizi di Sorgenia Power SpA presso la centrale di Turano Lodigiano e Bertónico sui quali quest'ultima ha un controllo di gestione diretto.

Nel seguito vengono illustrati e analizzati attraverso la valutazione degli indicatori individuati per descriverne l'andamento.

Emissioni in atmosfera

Le emissioni in atmosfera sono monitorate con diverse modalità in funzione delle prescrizioni autorizzative riportate nel Piano di Monitoraggio e Controllo (PMC) facente parte dell'Autorizzazione Integrata Ambientale (AIA).

Il Decreto AIA fissa i limiti di emissione in atmosfera per i fumi in uscita dalle turbine a gas (HRSG1, punto di emissione E1 e HRGS2, punto di emissione E2) e dal generatore di vapore ausiliario (GVA, punto di emissione E3).

Nella tabella seguente sono riportati, per i tre punti di emissione, i parametri monitorati, le modalità di monitoraggio e i limiti imposti dall'AIA.

Punto di emissione	Parametro	Modalità di monitoraggio	Limite
E1, E2 (Emissioni dai camini delle turbine a gas) I limiti sono riferiti al 15% di O ₂ nei fumi anidri	CO	Monitoraggio in continuo con strumentazione fissa installata al camino	30 mg/Nm ³ media oraria
	NO _x	Monitoraggio in continuo con strumentazione fissa installata al camino	30 mg/Nm ³ media oraria
			25 mg/Nm ³ media giornaliera
	SO ₂	Monitoraggio in continuo con strumentazione fissa installata al camino	Nessun limite (monitoraggio conoscitivo)
	Polveri (PTS)	Monitoraggio in continuo con strumentazione fissa installata al camino	Nessun limite (monitoraggio conoscitivo)
	PM10, PM2.5	Monitoraggio semestrale con campionamento manuale ed analisi di laboratorio	Nessun limite (monitoraggio conoscitivo)
	COV	Monitoraggio semestrale con campionamento manuale ed analisi di laboratorio	1 mg/Nm ³ media oraria
Formaldeide	Monitoraggio semestrale con campionamento manuale ed analisi di laboratorio	Nessun limite (monitoraggio conoscitivo)	
E3 (Emissioni dal generatore di vapore ausiliario) I limiti sono riferiti al 3% di O ₂ nei fumi anidri	CO	Monitoraggio in continuo con strumentazione fissa installata al camino	100 mg/Nm ³ media giornaliera
	NO _x	Monitoraggio in continuo con strumentazione fissa installata al camino	200 mg/Nm ³ media giornaliera
	SO ₂	Monitoraggio in continuo con strumentazione fissa installata al camino	Nessun limite (monitoraggio conoscitivo)
	Polveri (PTS)	Monitoraggio semestrale con campionamento manuale ed analisi di laboratorio	Nessun limite (monitoraggio conoscitivo)
	COV	Monitoraggio non previsto	1 mg/Nm ³ media giornaliera

Tabella 4: Monitoraggio delle emissioni in atmosfera

I valori limite riportati nella precedente tabella si applicano alle condizioni di normale funzionamento dell'impianto intesi come i periodi in cui l'impianto viene esercito al di sopra del minimo tecnico, con esclusione di periodi di avviamento e di arresto e dei periodi in cui si verificano guasti tali da non permettere il rispetto dei valori stessi.

L'AIA fissa anche i limiti di emissione in massa riportati nella tabella 5; in questo caso vengono contabilizzati anche i flussi emessi durante le fasi di transitorio (ciclo di avviamento e fermo dell'impianto, parzializzazioni, ecc.).

Parametro	Limite annuo
CO	1.002.240 kg
NOx	835.200 kg

Tabella 5: Limiti di emissione in massa

La strumentazione per il monitoraggio in continuo viene periodicamente sottoposta a controlli di qualità a garanzia dell'accuratezza delle misure, in conformità a quanto riportato nelle autorizzazioni e alle previsioni della vigente normativa.

Le emissioni di ossidi di azoto (NO_x) sono monitorate in continuo sia nelle fasi di marcia a regime che durante le fasi transitorie di avviamento e spegnimento dell'impianto.

Il contenimento delle emissioni di NO_x è effettuato all'origine attraverso l'utilizzo di bruciatori provvisti della tecnologia DLN (Dry Low NO_x) che grazie ad un'accurata miscelazione dell'aria col gas di alimentazione delle turbine permette un controllo elevato del processo di combustione in particolare della relativa temperatura, fattore che influenza la formazione di NO_x. Il sistema DLN rientra fra le BAT (*Best Available Techniques*, migliori tecniche disponibili) previste per il contenimento delle emissioni di ossidi di azoto dalle turbine a gas nei BREF (*Best available techniques reference document*, documento di riferimento per le migliori tecniche disponibili) per i grandi impianti di combustione adottati in attuazione alle direttive europee IPPC (*Integrated Pollution Prevention and Control*, 2008/1/EC) e IED (*Industrial Emissions Directive*, 2010/75/EU).

Le emissioni di monossido di carbonio (CO) sono dovute alla minimale frazione di combustibile non completamente ossidata ad anidride carbonica (CO₂), quindi non del tutto utilizzata dal punto di vista energetico. La produzione è maggiore in caso di marcia a basso carico.

Il destino di questo gas è quello di diluirsi in atmosfera per essere ossidato completamente in CO₂. Le emissioni di CO assumono dunque importanza in quanto indicatore di efficienza energetica della combustione e per i potenziali impatti ambientali e sanitari che possono generare.

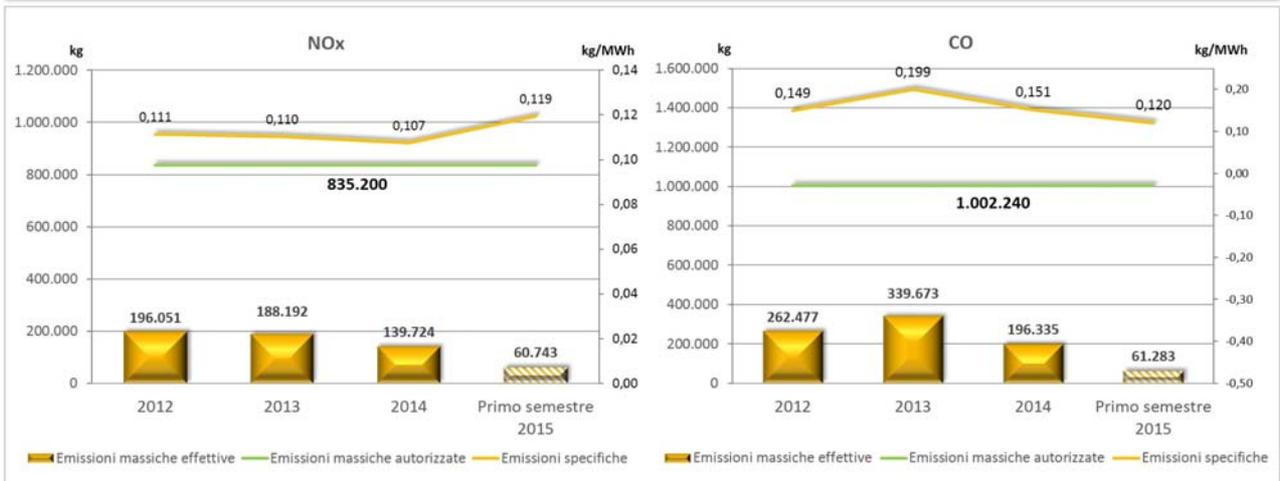
Il contenimento delle emissioni di CO è effettuato attraverso la accurata regolazione del processo di combustione, costantemente monitorato. Inoltre a monte dei punti di emissione dal TG1 e TG2 è stato installato un convertitore catalitico all'ossido di platino che favorisce l'ossidazione del CO presente nei fumi a CO₂ con un'efficienza dichiarata dal produttore di oltre il 90% in tutte le condizioni di funzionamento.

I grafici in figura 1 riportano i quantitativi (in kg) di ossidi di azoto e monossido di carbonio emessi complessivamente (normale marcia e fasi di transitorio) nel triennio 2012-2014 e nel primo semestre del 2015, raffrontati ai relativi limiti emissivi in massa. Dai dati si evince che, nonostante vengano contabilizzati anche i quantitativi emessi durante i transitori e nonostante i numerosi transitori effettuati nei periodi di riferimento, le emissioni complessive si mantengono significativamente al di sotto del limite consentito sia per gli NOx che per il CO. La ragione è da attribuire ai carichi medi di marcia mantenuti dall'impianto

(determinati dalle richieste del mercato elettrico e lontani dal massimo carico possibile) ed alle concentrazioni effettive in emissione, normalmente molto inferiori alla concentrazione limite autorizzata.

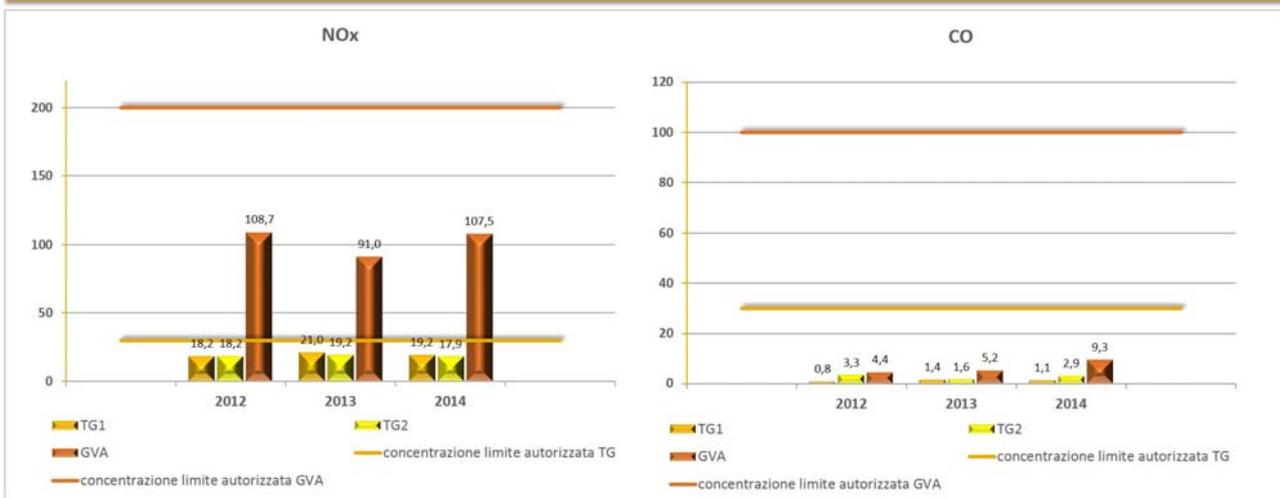
Gli stessi grafici riportano gli indicatori specifici riferiti alla produzione di energia elettrica. L'andamento dell'indicatore è influenzato prevalentemente dalle modalità di marcia dell'impianto nell'anno, condizionate dalle richieste del mercato elettrico che determina il numero e la frequenza de transitori di marcia (avviamenti e spegnimenti), la potenza di marcia, la durata della marcia.

Figura 1: Emissioni di ossidi di azoto (NOx) ossido di carbonio (CO)



I grafici in figura 2 riportano le concentrazioni medie di NO_x e CO in emissione ai camini registrate nel triennio 2012-2014 (media annua delle concentrazioni medie orarie) e il confronto con i limiti di emissione in concentrazione. È evidente come i valori di concentrazione si mantengano sempre molto al di sotto dei limiti autorizzati.

Figura 2: Concentrazioni medie mensili (mg/Nm³) di NOx e CO nei fumi confrontate con i relativi limiti autorizzati



Nella tabella 6 sono riportati i risultati dei monitoraggi discontinui effettuati con frequenza semestrale. I dati riportati sono, per ogni inquinante, la massima concentrazione delle rilevate laddove il monitoraggio ha riportato risultati certi, la massima concentrazione delle due disponibili laddove il risultato era riportato come inferiore al limite di rilevabilità del metodo analitico. I monitoraggi non hanno mai evidenziato anomalie emissive o superamenti dei limiti laddove questi sono fissati.

	Limite	2014			Primo semestre 2015		
	(mg/Nm ³)	TG1	TG2	GVA	TG1	TG2	GVA
Polveri (PTS)	n.p.	n.p.	n.p.	2,87	0,09	0,4	1,04
PM10	n.p.	0,28	0,24	n.p.	0,057	0,091	-
PM2.5	n.p.	0,10	0,12	n.p.	<0,042	0,045	-
COV	1	<0,44	0,7	n.p.	<0,43	<0,43	n.p.
Formaldeide	n.p.	<0,0091	<0,0092	n.p.	<0,0085	<0,0083	n.p.

Tabella 6: Risultati dei monitoraggi discontinui

Tutti i risultati dei monitoraggi sono sempre stati trasmessi all'Autorità di controllo e agli enti locali, secondo le previsioni delle Autorizzazioni e normative vigenti.

Per quanto concerne le emissioni di anidride carbonica (CO₂), vengono monitorate diverse sorgenti.

La principale sorgente di emissioni di CO₂ è l'utilizzo di combustibili per il processo produttivo; a tal proposito la Centrale è in possesso di autorizzazione allo scambio di emissioni n. 1656. La CO₂ emessa dal processo di combustione di gas naturale e gasolio viene monitorata mensilmente tramite calcoli stechiometrici validati ogni anno da un Ente terzo riconosciuto.

In centrale sono presenti sistemi contenenti gas fluorurati gestiti in accordo al DPR 43/2012 attuativo del regolamento 842/2006/CE su taluni gas fluorurati ad effetto serra.

All'interno della sottostazione elettrica blindata (GIS), che permette il collegamento tra la linea elettrica e i trasformatori e colletta l'energia generata dall'impianto di produzione a ciclo combinato, il sistema è totalmente isolato tramite gas inerte esafluoruro di zolfo (SF₆). Sono poi presenti gas fluorurati nei sistemi di condizionamento degli ambienti e nei sistemi di spegnimento fissi antincendio; i quantitativi presenti e i reintegri laddove necessari vengono monitorati, registrati e annualmente comunicati.

Annualmente vengono monitorati i quantitativi reintegrati nei sistemi e una quantità pari a quella reintegrata viene considerata emessa in atmosfera. Questi quantitativi vengono convertiti in tonnellate equivalenti di CO₂ a partire dai coefficienti GWP (global warming potential, in italiano potenziale di riscaldamento globale) definiti dalle normative vigenti. Nella tabella 7 sono riportate le emissioni equivalenti di CO₂ derivanti dalle perdite in atmosfera di gas fluorurati relative al triennio 2012-2014.

Fluido	Reintegri 2012 (tCO ₂)	Reintegri 2013 (tCO ₂)	Reintegri 2014 (tCO ₂)
SF ₆	0	0	0
Fluido frigorifero (R-410A/R-407C)	174	183	81
Fluido estinguente (HFC-227ea)	583	0	240

Tabella 7: Reintegri di gas fluorurati

In seguito all'emanazione di indicazioni in tal senso da parte dell'Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale (ISPRA) è stato dato incarico a ditta esterna qualificata per il censimento delle potenziali sorgenti di emissioni fuggitive presenti nella Centrale di Turano Lodigiano e Bertónico. Le uniche sorgenti individuate afferiscono al sistema di trasporto del gas naturale e consistono nelle potenziali fughe di questo gas da elementi di discontinuità quali accoppiamenti flangiati, valvole, ecc.

Tutti le potenziali sorgenti sono state identificate e sono stati avviati diversi tipi di controlli finalizzati alla individuazione delle perdite e alla riparazione, al fine di contenere il quantitativo rilasciato in atmosfera. Le emissioni vengono annualmente quantificate e anche queste espresse in tonnellate equivalenti di CO₂; in

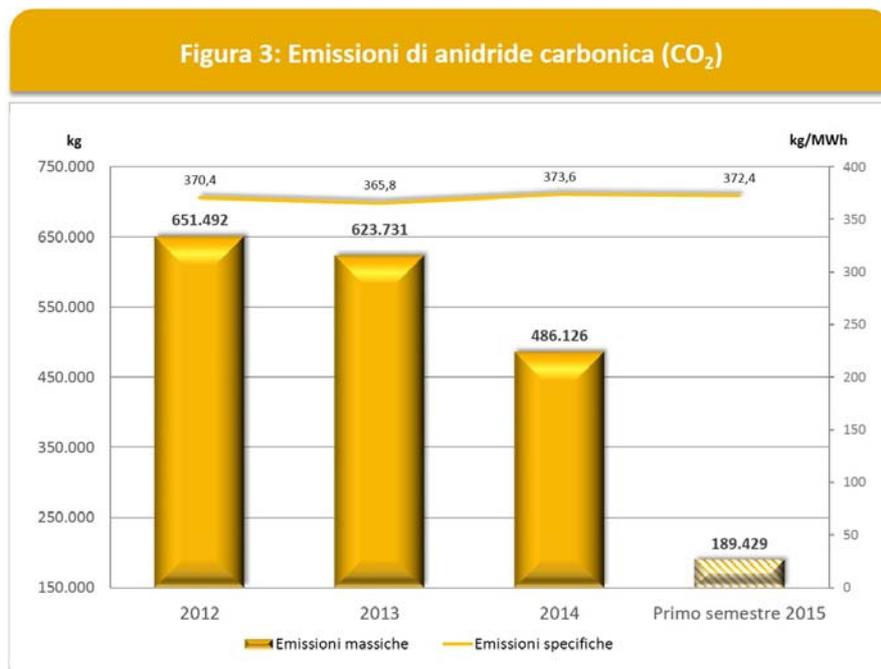
tabella 8 sono riportati i risultati derivanti dai monitoraggi annuali. I dati relativi all'anno 2011 rappresentano il punto di partenza (censimento e prima quantificazione) per la valutazione della riduzione delle perdite e quindi dei rilasci in atmosfera.

Fluido	2011	2012	2013	2014
Perdite di gas naturale (tCO ₂ equivalenti)	425	490	335	394

Tabella 8 - Emissioni fuggitive di gas naturale (tonnellate emesse nell'anno)

Il grafico di figura 3 riporta i quantitativi (in kg) di anidride carbonica, derivanti da tutte le sorgenti monitorate, emessi nel triennio 2012-2014 e nel primo semestre del 2015 e le emissioni specifiche riferite alla produzione elettrica lorda dell'anno. L'andamento delle emissioni specifiche risente del rendimento dell'impianto condizionato dalle modalità di marcia dovute alle richieste del mercato.

Essendo la CO₂ derivante dalle emissioni fuggitive di gas fluorurati e gas naturale trascurabile rispetto al quantitativo derivante dal processo di combustione nelle turbine a gas gli andamenti delle emissioni di CO₂ rispecchiano quelli di consumo di combustibile primario (gas naturale), con valori specifici per unità di energia prodotta stabili nel tempo e inferiori di circa il 30% rispetto alla media del parco termoelettrico nazionale.



Utilizzo di combustibili ed energia

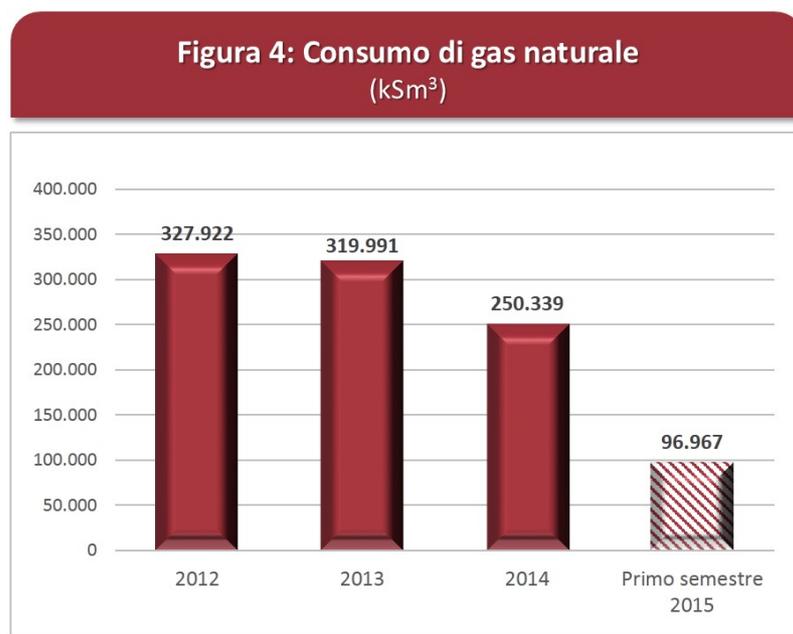
L'unico combustibile utilizzato nella Centrale di Turano Lodigiano e Bertónico per la produzione di energia elettrica è il gas naturale. La quasi totalità del gas prelevato è utilizzato per alimentare le turbine a gas, una minima parte viene utilizzato da una caldaia ausiliaria per la produzione di vapore quando l'impianto è fermo e per l'alimentazione di tre piccole caldaie utilizzate per la regolazione della temperatura del gas in ingresso alle turbine.

Il quantitativo totale di gas utilizzato è misurato con apposito contatore fiscale situato presso la stazione di consegna.

Un quantitativo minimo di gasolio (inferiore alle 3 t/anno) viene utilizzato per l'alimentazione della motopompa antincendio in occasione delle prove periodiche di funzionalità e nei casi di emergenza, e per l'alimentazione di un gruppo elettrogeno ausiliario.

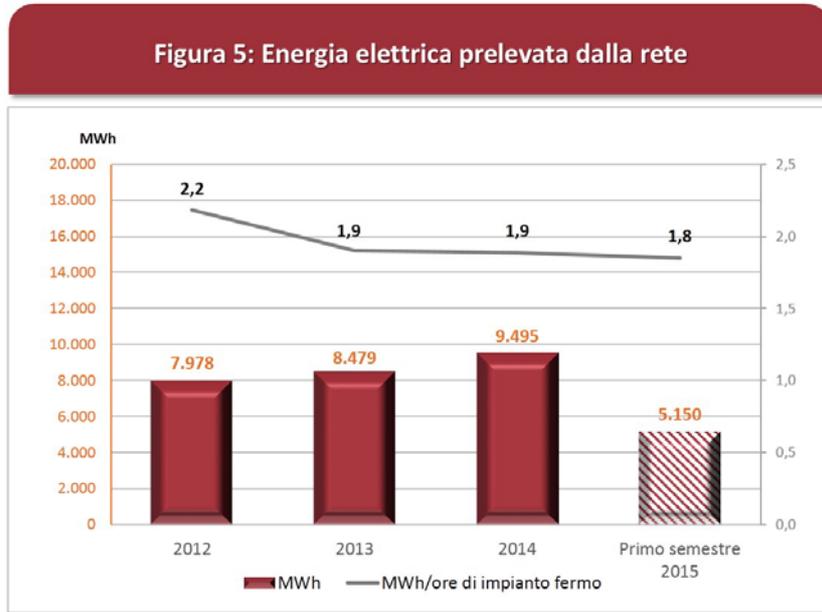
I dati fiscali del consumo di gas naturale e i dati annuali di consumo di gasolio vengono utilizzati per il calcolo delle emissioni di CO₂, conformemente alle previsioni della direttiva 2003/87/CE Emission Trading.

Il grafico in figura 4 riporta il consumo di gas naturale relativo al triennio 2012-2014 e al primo semestre del 2015. La variazione del consumo negli anni è influenzata dalla marcia dell'impianto, regolata in funzione delle richieste del mercato elettrico. Il consumo di gasolio, stimato in maniera cautelativa secondo le modalità definite nella procedura di calcolo delle emissioni di CO₂, è stato di 0,7 tonnellate nel 2012, 1,1 tonnellate nel 2013 e 1,2 tonnellate nel 2014. Il consumo di gasolio effettivo è sicuramente inferiore ma non essendo disponibile una misura si ritiene più opportuno fare riferimento alla stima di cui sopra in maniera da avere dati cautelativi dal punto di vista della stima delle emissioni di anidride carbonica.



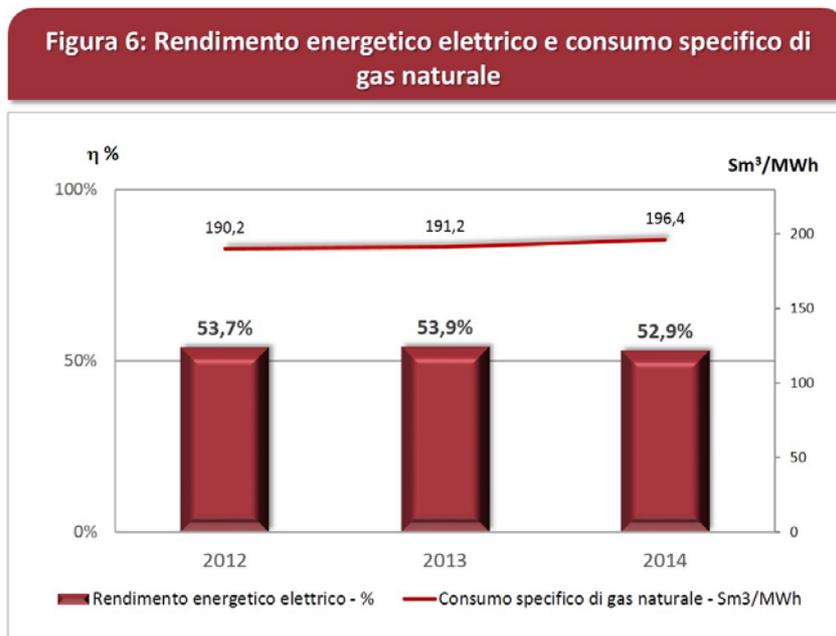
Quando l'impianto è fermo l'energia necessaria per mantenere i servizi ausiliari di Centrale viene prelevata dalla Rete di Trasmissione Nazionale (RTN) in Alta Tensione (AT) e in minima parte dalla rete di distribuzione locale in Media Tensione (MT). In tutti gli altri casi parte della produzione viene destinata agli autoconsumi della centrale. L'energia elettrica prelevata dalla rete (sia AT che MT), così come quella immessa, viene misurata attraverso appositi contatori fiscali.

Il grafico della figura 5 seguente mostra il prelievo complessivo di energia dalla rete (AT e MT) riferito al triennio 2012-2014 e al primo semestre 2015.



Il consumo complessivo di energia elettrica (autoprodotta e prelevata) funzionale al processo produttivo si aggira mediamente intorno al 3% della produzione lorda totale: 2,3% nel 2014, 2,6% il parziale relativo al primo semestre del 2015.

Nel grafico di figura 6 il rendimento energetico elettrico riferito all'energia elettrica ceduta alla RTN relativo al triennio 2012-2014. Il valore è allineato ai valori attesi per impianti del tipo della Centrale di Turano Lodigiano e Bertónico. Il consumo specifico di gas naturale per kWh immesso nella RTN è variato da 190,2 Sm³/MWh nel 2012 a 191,25 nel 2013 e 196,4 Sm³/MWh nel 2014, andamento che riflette la diminuzione del rendimento di produzione fortemente influenzato dalle modalità di marcia dettate dalle richieste del mercato. Il valore relativo al primo semestre del 2015 è pari a 194,5 Sm³/MWh; essendo quest'ultimo un dato parziale non si ritiene significativo, al momento, inserirlo nel confronto.



Consumi e scarichi idrici

La Centrale utilizza acqua per soddisfare diverse esigenze di processo:

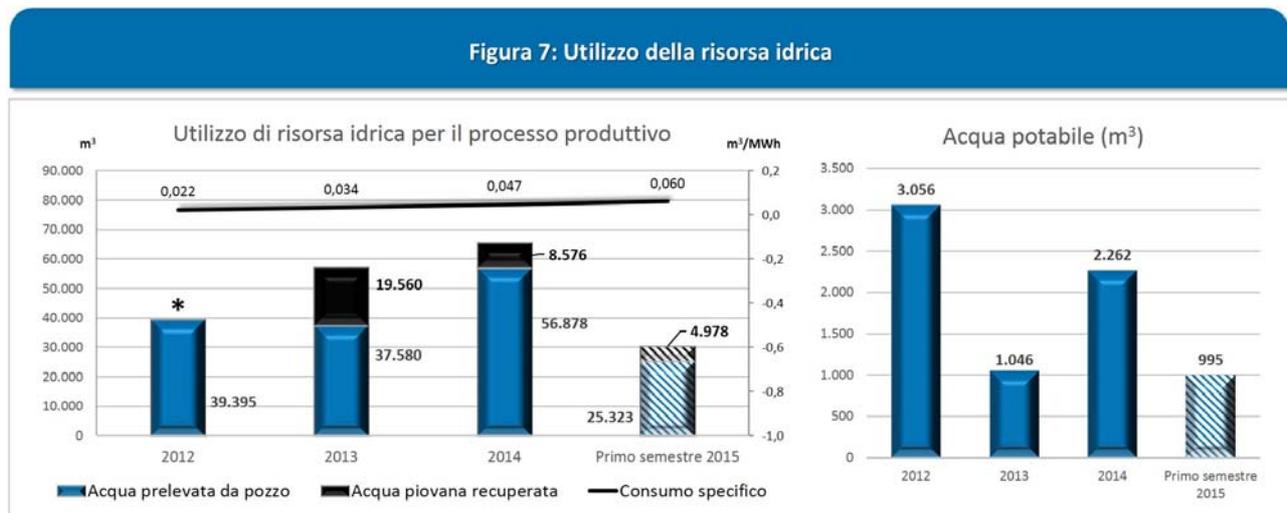
1. Lavaggio degli impianti e delle macchine e alimentazione del sistema idrico di antincendio,
2. Reintegro del ciclo termico e lavaggio del compressore delle turbine a gas.

La prima richiede acqua di qualità intermedia denominata acqua servizi, la seconda richiede acqua demineralizzata di alta qualità.

La fonte primaria di acqua è costituita dall'acqua di pozzo, integrata dall'acqua piovana accumulata e recuperata in funzione dell'andamento delle precipitazioni. Al fine di ridurre il più possibile il consumo di risorsa idrica "nuova" viene prediletto l'utilizzo di acqua piovana che, naturalmente meno ricca di sali minerali rispetto all'acqua di pozzo, consente di ottimizzare la fase di produzione di acqua demineralizzata anche dal punto di vista del consumo di prodotti chimici, dell'energia necessaria al processo, dal punto di vista della produzione di rifiuti. Per garantire la disponibilità d'acqua avente caratteristiche adeguate all'uso sono state adottate scelte tecnologiche avanzate. A tal fine l'acqua di pozzo, quella piovana e quella recuperata dal processo sono sottoposte ad un complesso sistema di recupero e trattamento che assicura livelli qualitativi elevati delle acque trattate e garantisce affidabilità, flessibilità di esercizio, trattamento e recupero massimo delle acque secondo la tecnologia "zero liquid discharge". Pertanto in centrale non sono presenti scarichi idrici nell'ambiente generati dal processo produttivo.

Gli unici scarichi idrici consistono nelle acque nere provenienti dall'edificio amministrativo e dal magazzino (SF1) convogliate ad una fossa Imhoff e nel troppopieno della vasca di raccolta delle acque di seconda pioggia (SF2) convogliato alla fognatura acque bianche dell'area industriale. È poi presente uno scarico di emergenza da una sezione dell'impianto di trattamento e recupero acque, attivo esclusivamente in caso di fuori servizio dell'impianto stesso (scarico SF3 al colatore Valguercia). Lo scarico si configura come scarico in acque superficiali e le acque potenzialmente destinate a questo vengono periodicamente analizzate come richiesto dall'AIA. Dalla messa in esercizio dell'impianto lo scarico SF3 non è mai stato attivato.

Nei grafici di figura 7 sono riportati i consumi di risorsa idrica, distinguendo fra quelli destinati al processo produttivo (acqua da pozzo e acqua piovana recuperata) e acqua potabile per uso igienico-sanitario, relativi al triennio 2012-2014 e al primo semestre del 2015.



* Non è disponibile il dato relativo al quantitativo di acqua piovana recuperata nel 2012. I dati riportati sono riferiti alla sola acqua da prelevata da pozzo

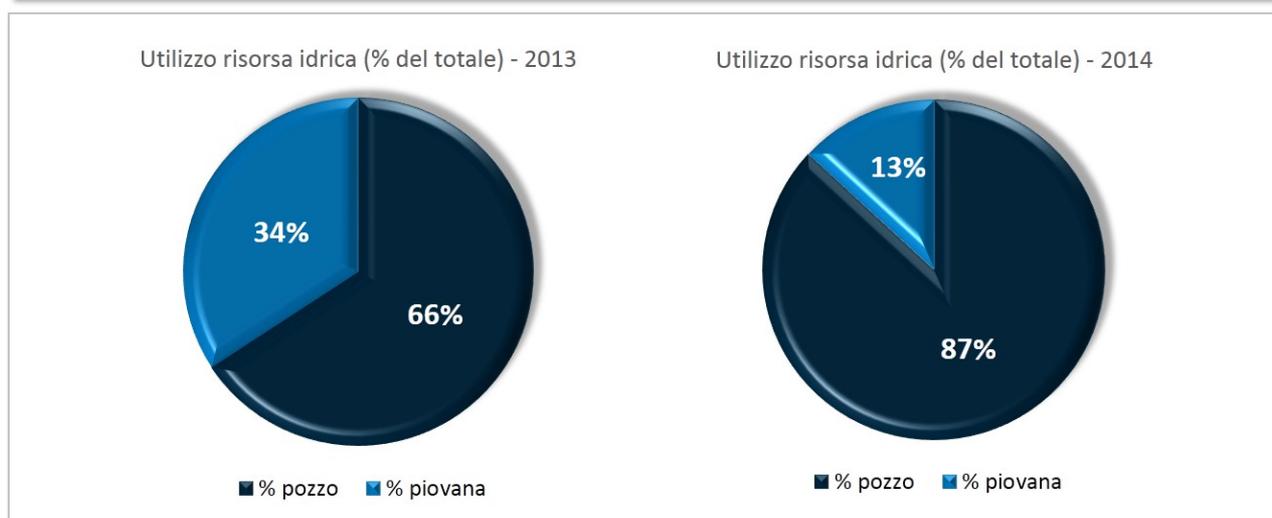
In generale il consumo di risorsa idrica è per il processo non segue un andamento correlato alla produzione elettrica ma può essere influenzato dalle modalità di marcia dell'impianto. Per questo motivo si osserva, nel

triennio 2012-2014, un leggero aumento del consumo specifico di acqua per il processo produttivo (grafico di figura 7).

Il consumo di acqua potabile è legato sia alla presenza di personale interno che a quello delle ditte esterne presenti in centrale per le attività di manutenzione.

Nei grafici di figura 8 è riportata la percentuale del consumo idrico complessivo coperta con acqua prelevata da pozzo e con acqua piovana relativa al 2013 e al 2014, per cui si dispone dei dati. Il quantitativo di acqua piovana recuperata è indicativo del quantitativo di risorsa nuova "risparmiata". I dati relativi al primo semestre del 2015 vedono un incremento dell'utilizzo di acqua piovana rispetto al 2014, infatti l'utilizzo copre il 16% della richiesta totale.

Figura 8: Origine della risorsa idrica utilizzata per il processo

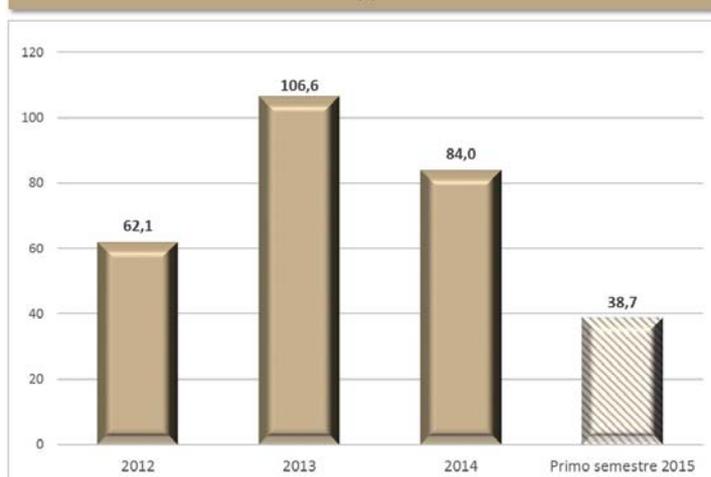


Consumi di materie prime ausiliarie

Per l'esercizio dell'impianto si rende necessario il consumo di alcune materie prime ausiliarie. Si tratta di prodotti chimici utilizzati prevalentemente nell'impianto di trattamento acque e in minor parte per il condizionamento dell'acqua di caldaia. L'acido cloridrico e la soda caustica sono quelli che coprono la maggior parte dei consumi dell'impianto trattamento acque, l'ammoniaca quello che rappresenta il consumo prevalente per il processo. Tutti questi prodotti vengono utilizzati in soluzioni diluite. Questi prodotti sono classificati come pericolosi ai sensi del Regolamento (CE) 1272/2008 (CLP) e ss.mm.ii. pertanto vengono gestiti secondo le modalità previste dalla vigente normativa e tenendo conto di quanto riportato nella scheda di sicurezza di ciascun prodotto, oltre che secondo le modalità previste dall'AIA.

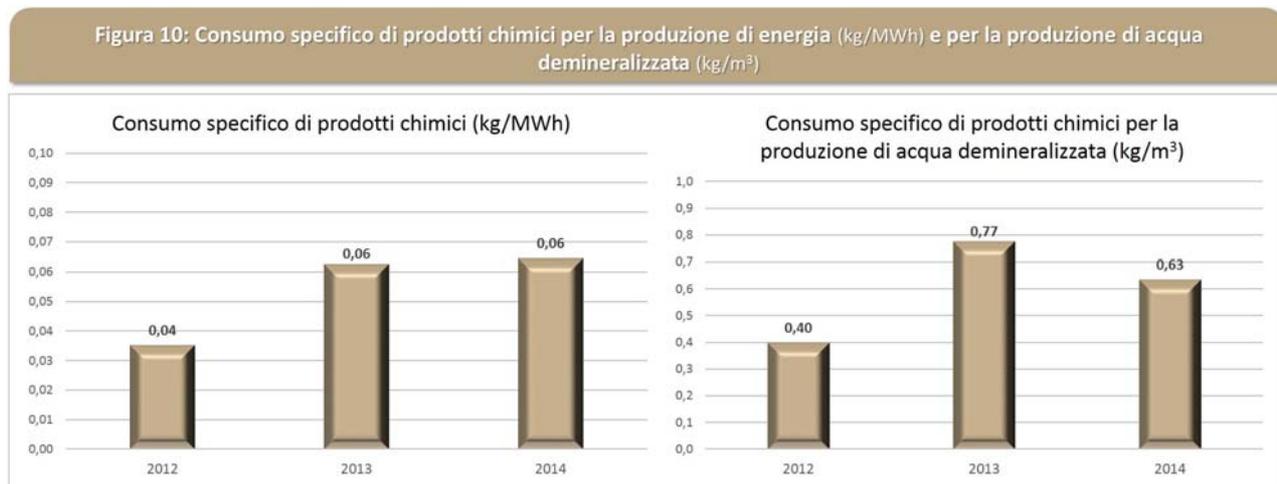
Nel grafico di figura 9 è riportato il consumo di prodotti chimici relativo al triennio 2012-2014 e al primo semestre del 2015. Il consumo complessivo è attribuibile

Figura 9: Consumo di prodotti chimici (t)



prevalentemente al trattamento acque nell'impianto di recupero e produzione di acqua demineralizzata. La variabilità può essere determinata da diversi fattori fra i quali, anche, le caratteristiche delle acque da trattare.

Nei grafici di figura 10 sono riportati il consumo specifico di chimici riferito all'energia elettrica prodotta e il consumo specifico di prodotti chimici destinati alla produzione di acqua demineralizzata riferito all'acqua demineralizzata prodotta, entrambi relativi al triennio 2012-2014.



Il consumo per MWh è leggermente aumentato fra il 2012 e il 2013 e si è mantenuto nel 2014. Il consumo non è direttamente influenzato dalla produzione di energia elettrica ma l'indicatore specifico riferito all'energia elettrica prodotta fornisce un'indicazione dei consumi di materie prime ausiliarie associati alla produzione di energia elettrica.

Il consumo specifico di prodotti chimici destinati alla produzione di acqua demineralizzata è monitorato al fine di valutare nel tempo l'efficienza dell'impianto di trattamento acque ed eventuali possibili ottimizzazioni dell'impianto o della gestione. Dopo un aumento dell'indicatore fra il 2012 e il 2013, nel 2014 il consumo diminuisce di circa in 20%.

Gli specifici relativi al primo semestre del 2015 sono, rispettivamente, 0,08 kg/MWh e 0,59 kg/m³; essendo dati parziali non si ritiene significativo, al momento, fare un confronto con i corrispondenti dati relativi al triennio.

Rifiuti

La Centrale è autorizzata allo stoccaggio temporaneo dei rifiuti prodotti dalla propria attività. Lo stoccaggio temporaneo viene effettuato in piazzole distinte per rifiuti pericolosi e non pericolosi le cui caratteristiche e modalità di gestione sono conformi alle prescrizioni derivanti dall'Autorizzazione Integrata Ambientale e dalla normativa vigente.

La quantità di rifiuti speciali prodotta in impianto è estremamente contenuta ed ha essenzialmente due origini: le attività di manutenzione e il processo produttivo. I rifiuti generati dal processo produttivo derivano prevalentemente dall'impianto di recupero e trattamento acque e dal lavaggio dei compressori delle turbine a gas.

Nella tabella 9 sono riportate le tipologie di rifiuti e i rispettivi quantitativi prodotti nel 2014. Per ogni rifiuto è specificata l'attività di provenienza e la destinazione finale.

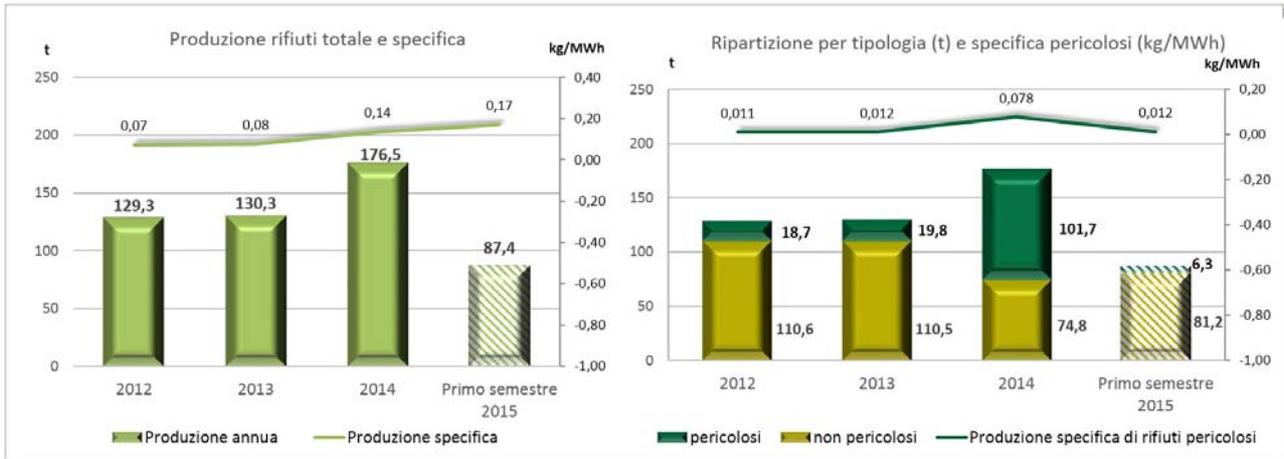
Rifiuti non pericolosi	CER	t	Destino*	Attività di origine
Imballaggi in carta e cartone	150101	0,1	R	Acquisto prodotti vari
Imballaggi in legno	150103	0,68	R	Acquisto prodotti vari
Imballaggi in materiali misti	150106	4	R	Acquisto prodotti vari
Imballaggi in materiali misti	150106	2,84	S	Acquisto prodotti vari
Assorbenti, materiali filtranti, stracci e indumenti protettivi non pericolosi	150203	0,51	S	Manutenzione
Ferro	160117	1,58	R	Manutenzione
Soluzioni acquose di scarto, diverse da quelle di cui alla voce 161001	161002	11,76	S	Processo
Fanghi prodotti da altri trattamenti delle acque reflue industriali, diversi da quelli di cui alla voce 19 08 13	190814	42,8	S	Impianto trattamento acque
Fanghi di impianti di chiarificazione delle acque	190902	7,26	S	Impianto trattamento acque
Resine di scambio ionico saturate o esaurite	190905	3,22	S	Materiali di consumo
Rifiuti pericolosi	CER	t	Destino*	Attività di origine
Emulsioni non clorurate (da macchinari con oli)	130105	15,02	S	Processo
Batterie al piombo	160601	0,73	R	Sostituzione
Fanghi contenenti sostanze pericolose prodotti da altri trattamenti delle acque reflue industriali	190813	85,82	S	Impianto trattamento acque
Tubi fluorescenti ed altri rifiuti contenenti mercurio	200121	0,13	R	Sostituzione lampade al neon
TOTALE Rifiuti non pericolosi	t	74,75		
TOTALE Rifiuti pericolosi	t	101,7		
TOTALE 2014	t	176,5		
Rifiuti inviati a RECUPERO	t	7,22	4,1%	
Rifiuti inviati a TRATTAMENTO	t	169,23	95,9%	

Tabella 9 - Produzione di rifiuti dell'anno 2014 (* R, recupero - T, trattamento)

I grafici di figura 11 riportano la produzione totale di rifiuti speciali prodotti nel triennio 2012-2014 e nel primo semestre del 2015 e la ripartizione fra pericolosi e non pericolosi. Gli stessi grafici riportano gli indicatori specifici di rifiuti totali e rifiuti pericolosi riferite alla produzione energetica lorda dell'impianto.

La produzione specifica di rifiuti esprime il "costo" in termini di produzione di rifiuti legato alla produzione di un MWh di energia elettrica. Nella valutazione dell'andamento dell'indicatore si deve tenere conto delle manutenzioni effettuate nel corso dell'anno e delle modalità di marcia dell'impianto.

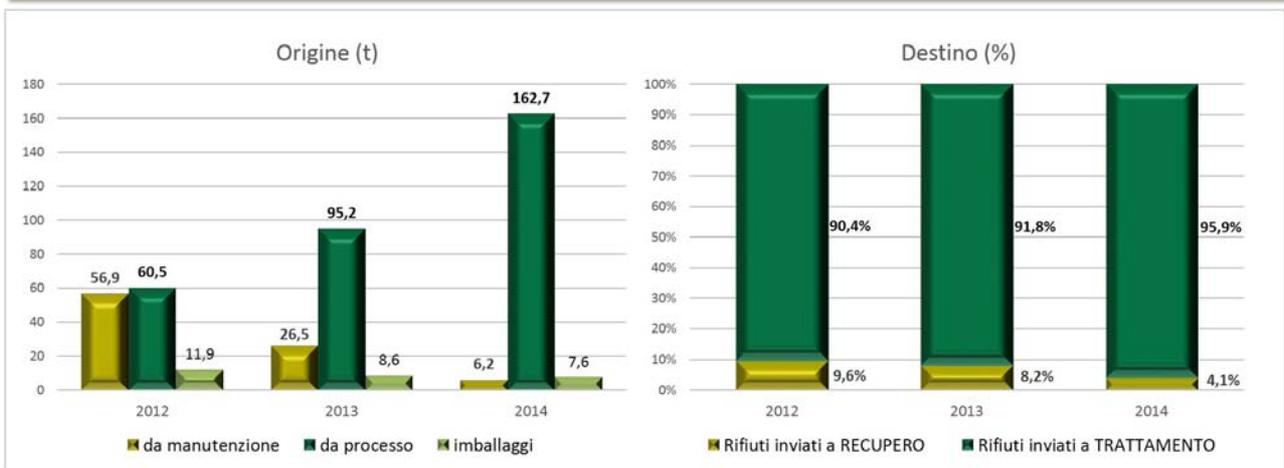
Figura 11: Produzione di rifiuti totale e ripartizione per tipologia



È importante sottolineare che la produzione di rifiuti pericolosi relativa all'anno 2014 è stata fortemente influenzata da un intervento di pulizia della vasca acqua servizi, mentre negli anni precedenti i dati di produzione erano comparabili.

Di questo risente anche il grafico di figura 12 relativo all'origine dei rifiuti prodotti nel 2014. Nel quantitativo che origina da processo è stato infatti incluso, per difficoltà di discriminazione, anche il quantitativo derivante dalla pulizia del serbatoio, seppure non direttamente derivante dal processo produttivo.

Figura 12: Origine e destino dei rifiuti prodotti



Impatto acustico

L'impatto acustico della centrale è stato simulato prima della realizzazione dell'impianto e misurato successivamente alla realizzazione e messa in esercizio della centrale.

Dal punto di vista dell'impatto acustico, le principali sorgenti (puntiformi o areali) di emissione rilevante sono costituite dai filtri delle turbine a gas, dal condensatore, dai trasformatori elevatori della tensione elettrica; altre sorgenti di rumore di minore impatto sono costituite dai generatori di vapore (caldaie), dai camini e dagli edifici che ospitano le turbine. L'aspetto è comunque valutato come impatto complessivo di centrale.

Un impatto acustico anomalo può derivare dall'errata protezione acustica di componenti intrinsecamente rumorose nonché dal malfunzionamento di alcune componenti di centrale. Già in fase di realizzazione dell'impianto sono stati adottati accorgimenti costruttivi finalizzati a limitare la rumorosità degli impianti, provvisti di cabinati e cofanature fonoassorbenti. È previsto, inoltre, il monitoraggio periodico per la verifica del rispetto dei limiti vigenti con le modalità e le frequenze stabilite dall'AIA e dalla normativa.

Nel mese di ottobre 2014 è stata eseguita la campagna periodica di monitoraggio finalizzata alla verifica di conformità rispetto ai limiti d'immissione e di emissione di zona e ai limiti d'immissione in ambiente abitativo definiti nei Piani di zonizzazione acustica adottati dai Comuni in cui ricadono l'impianto e i ricettori sensibili.

I rilievi fonometrici sono stati eseguiti in due punti individuati lungo il confine dell'impianto e in corrispondenza dei ricettori prossimi (figura 13) identificati in un Piano di monitoraggio acustico condiviso con ARPA prima di dar inizio alle prove. I punti individuati al confine sono funzionali alla valutazione del rispetto dei limiti ai ricettori.



Figura 13: Punti di misura e mosaico delle zonizzazioni

Nella tabella 10 è riportato il mosaico delle zonizzazioni con l'indicazione dei ricettori e i limiti acustici di riferimento.

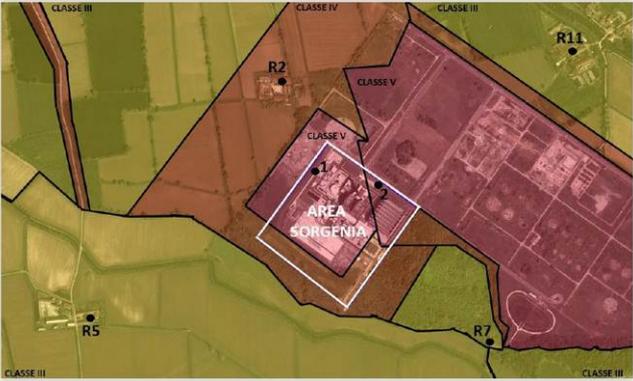
Ricettore	Comune	Limiti acustici di zona		
		Periodo diurno (06:00 – 22:00)	Periodo notturno (22:00 – 06:00)	
R2	Comune di Turano Lodigiano	Classe IV		
		Limiti di immissione	65	55
		Limiti di emissione	60	50
R7	Comune di Turano Lodigiano	Classe III		
		Limiti di immissione	60	50
		Limiti di emissione	55	45
R5	Comune di Casalpusterlengo	Classe III		
		Limiti di immissione	60	50
		Limiti di emissione	55	45
R11	Comune di Bertónico	Classe III		
		Limiti di immissione	60	50
		Limiti di emissione	55	45

Tabella 10: Limiti acustici di zona

Nelle tabelle seguenti sono riportati i risultati dei rilievi e il confronto con i limiti. La Centrale rispetta sia i limiti di immissione che i limiti di emissione in periodo diurno e notturno e in tutte le condizioni di marcia. Sono stati verificati anche i limiti di immissione differenziali in ambiente abitativo che risultano rispettati.

RICETTORI	CLASSE	<i>LAeq</i> DIURNO Corretto e arrotondato a 0,5 dB	LIMITI IMMISSIONE PERIODO DIURNO [dB(A)]	<i>LAeq</i> NOTTURNO Corretto e arrotondato a 0,5 dB	LIMITI IMMISSIONE PERIODO NOTTURNO [dB(A)]
R2	IV	44,5	65	38	55
R5	III	43,5	60	41	50
R7	III	46	60	44	50
R11	III	48,5	60	40,5	50

Tabella 11 - Confronto con i limiti di immissione

RICETTORI	CLASSE	<i>LAeq</i> DIURNO Arrotondato a 0,5 dB	LIMITI EMISSIONE PERIODO DIURNO [dB(A)]	<i>LAeq</i> NOTTURNO Arrotondato a 0,5 dB	LIMITI EMISSIONE PERIODO NOTTURNO [dB(A)]
R2	IV	44,5	60	38	50
R5	III	43,5	55	41	45
R7	III	46	55	44	45
R11	III	48,5	55	40,5	45

Tabella 12 - Confronto con i limiti di emissione

Acque sotterranee

In centrale è presente una rete di piezometri predisposti per il monitoraggio periodico delle caratteristiche qualitative delle acque sotterranee, secondo tempistiche e modalità definite dalla Autorizzazione Integrata Ambientale.

Nel 2012 è stato riscontrato, presso i piezometri a monte impianto, un superamento delle CSC (concentrazioni soglia di contaminazione definite nel D.Lgs 152/2006) per alcuni analiti (ferro e manganese). Il superamento non è riconducibile ad eventi correlati alla Centrale ed è stato gestito secondo le modalità previste dalla normativa vigente che prevede la notifica alle Autorità competenti.

L'evento è stato analizzato da ARPA Lombardia che aveva già riscontrato nell'area, in periodi antecedenti la realizzazione della Centrale, concentrazioni superiori alle CSC per alcuni analiti fra i quali anche quelli riscontrati in occasione degli autocontrolli del 2012. A seguito di un sopralluogo in impianto e fatte le opportune valutazioni ARPA Lombardia ha concluso che i superamenti sono, con grande probabilità, determinati dalle caratteristiche dei terreni dell'area che per natura sono soggetti a condizioni di anossia che possono determinare il naturale rilascio delle sostanze ritrovate nelle acque di falda.

Occupazione del territorio e biodiversità

Il sito ricade in parte nel territorio del Comune di Turano Lodigiano (LO) e in parte del Comune di Bertonico (LO) in un'area a destinazione industriale un tempo occupata dalla dismessa raffineria SARNI ed interessata dall'Accordo di Programma per la reindustrializzazione dell'ex raffineria Sarni, sottoscritto il 29 gennaio 1998 tra Regione Lombardia, Provincia di Lodi e Comuni di Bertonico, Terranova dei Passerini, Turano Lodigiano.

La superficie occupata è di circa 77.794 m², suddivisa in:

- Circa 19.831 m² coperta;
- Circa 31.235 m² scoperta pavimentata;
- Circa 26.728 m² scoperta non pavimentata.

Pertanto il 34,4% circa della superficie è permeabile e il 65,6% circa della superficie è non permeabile.

Rispetto alla tipologia impiantistica si può ritenere abbastanza contenuto il "consumo di territorio" considerando, inoltre, il contesto territoriale della Centrale che ricade in un'area industriale.

Non essendo l'attività produttiva correlata all'utilizzo di territorio non si ritiene significativo valutare l'indicatore riferito alla produzione di energia elettrica.

UN NIDO DI FALCHI PELLEGRINI SUL CAMINO DELLA CENTRALE DI TURANO-BERTONICO

Il Falco pellegrino è una specie ornitologica di interesse comunitario presente nel Territorio del Lodigiano.

Prima della costruzione della Centrale, su una vecchia ciminiera della Gulf, viveva una coppia di falchi pellegrini. Dopo l'abbattimento della ciminiera e la realizzazione della Centrale i volontari del **Gruppo Ricerche Ornitologiche Lodigiano** (Grol), che si interessa ai volatili che frequentano questa zona della Lombardia meridionale e monitora la loro attività, hanno posizionato una cassetta nido sul camino ad una altezza di circa 80 metri nella speranza che la coppia la «scegliesse» per nidificare. E così è stato, anche se ancora oggi non sono nati nuovi esemplari.

I movimenti della coppia vengono monitorati attraverso una webcam in modo da arrecare il minor disturbo possibile.



Campi elettromagnetici

L'opera proposta non costituisce una sorgente di radiazioni ionizzanti. Per quanto riguarda le radiazioni non ionizzanti queste sono associate all'opera connessa costituita dall'elettrodotto di connessione alla rete nazionale.

La connessione alla Rete elettrica di Trasmissione Nazionale (RTN) avviene tramite una stazione elettrica di smistamento a 380 kV inserita in entra-esce sull'elettrodotto a 380 kV S.Rocco – Tavazzano.

Un collegamento aereo a 380 kV collega la stazione d'Utente in GIS (la sottostazione elettrica blindata permette il collegamento tra la linea elettrica trasformatori e colletta l'energia generata dall'impianto di produzione a ciclo combinato; il sistema è totalmente isolato tramite gas inerte SF6) e la Stazione TERNA. Tale collegamento, di lunghezza 70 m circa, è entrato a far parte della RTN in quanto funzionalmente gestito come una linea di trasmissione (con stallo interruttore sia dal lato Terna che dal lato Sorgenia Power del collegamento).

Per quanto riguarda le radiazioni non ionizzanti, le emissioni significative correlabili con l'esercizio dell'impianto sono quelle derivanti dai campi elettromagnetici a frequenza di rete connessi con le installazioni elettriche di collegamento tra l'impianto stesso e l'elettrodotto 380 kV Tavazzano – S. Rocco. La titolarità è in capo a Sorgenia Power per il tratto compreso fra i trasformatori elevatori e la Stazione elettrica adiacente all'impianto (lunghezza di ca. 650 m), tutto ricadente all'interno del perimetro della Centrale. Per tale ragione nell'area di potenziale impatto del raccordo non sono presenti edifici adibiti ad abitazione e le scelte inerenti la realizzazione sono state effettuate prendendo in considerazione la vigente normativa in materia di esposizione dei lavoratori.

Gestione delle emergenze

La Centrale non rientra tra gli impianti a rischio di incidente rilevante ai sensi del D.Lgs n. 105 del 26/06/2015.

Per quanto riguarda la normativa antincendio, la Centrale viene classificata ai sensi del DM 10.03.98 allegato IX par. 9.2 come "ATTIVITÀ A RISCHIO DI INCENDIO ELEVATO" ed è soggetta a certificato di prevenzione incendi (C.P.I.); l'ultimo rinnovo del C.P.I. risale al 2014 (protocollo 1210 del 18/02/2014).

La gestione delle emergenze è codificata in un Piano di emergenza interno nel quale sono definiti i comportamenti da attuare nei diversi scenari emergenziali oltre che i compiti e le responsabilità delle diverse figure coinvolte nella gestione delle emergenze.

Al fine di minimizzare gli eventuali impatti ambientali derivanti da sversamento di sostanze è stato stipulato un contratto con una ditta specializzata nel pronto intervento ambientale che garantisce la propria presenza in impianto, in caso di necessità, entro 4 ore dalla richiesta.

Tutto il personale di centrale è formato e informato sul Piano di emergenza; annualmente vengono effettuate simulazioni sulle risposte alle emergenze che coinvolgono il personale della Centrale e tutti i terzi presenti.

Dall'avviamento della Centrale non si sono verificati episodi di emergenza ambientale.

ASPETTI INDIRETTI

In aggiunta agli aspetti ambientali diretti sono stati analizzati gli aspetti indiretti ovvero quelli che possono derivare dall'interazione dell'organizzazione con terzi e che possono essere influenzati dall'organizzazione stessa.

Operatività delle imprese esterne

Dalla valutazione effettuata è risultato significativo il comportamento ambientale di fornitori ed appaltatori che con i loro prodotti e servizi interagiscono con le attività dell'impianto.

In conformità con la propria politica, pur nell'impossibilità di un pieno controllo gestionale, l'azienda intende fare tutto il possibile per minimizzare l'impatto ambientale derivante dalle attività effettuate da ditte esterne per proprio conto.

Laddove possibile, nella qualificazione dei fornitori, si prediligono le ditte dotate di sistemi di gestione ambientali, di sicurezza e qualità certificati secondo standard riconosciuti.

Attraverso le procedure del Sistema di Gestione Integrato, in particolare, ci si assicura che le ditte esterne operanti all'interno della Centrale mantengano comportamenti rispettosi delle normative ambientali e degli standard Sorgenia.

Tutte le imprese esterne che operano per conto di Sorgenia nell'ambito di attività con potenziali impatti sull'ambiente e sulla sicurezza dei lavoratori ricevono la politica ambientale e le norme comportamentali da tenere all'interno dell'impianto.

Per monitorare il comportamento tenuto dalle aziende durante il lavoro sono condotti periodicamente degli audit in campo sulle loro attività ed aree di pertinenza.

Nel corso del 2014 e nel primo semestre del 2015 il personale della funzione ambiente e sicurezza di Sorgenia SpA ha effettuato 41 audit alle imprese esterne operanti presso l'impianto. Da questi audit non sono emerse non conformità rispetto alle procedure aziendali condivise relativamente alla gestione ambientale.

SALUTE E SICUREZZA DEI LAVORATORI

Insieme al continuo sforzo per rendere gli ambienti lavorativi sicuri e salubri il Sistema di gestione applicato in centrale, conforme allo Standard internazionale BS OHSAS 18001:2007, rappresenta il principale strumento che consente di controllare e minimizzare i rischi per la salute e la sicurezza dei lavoratori di Sorgenia Power e delle imprese esterne che operano in impianto.

Il personale della Centrale di Turano Lodigiano e Bertónico è stato il primo, tra le centrali del Gruppo, a partecipare al corso di formazione sull'uso della metodologia "Sbagliando s'impara" promosso dall'INAIL nell'ambito di un progetto di ricerca volto a sviluppare la conoscenza di cause e dinamiche infortunistiche a scopo di prevenzione.

Al fine di incrementare la sensibilità del personale anche nei confronti della segnalazione di eventi potenzialmente dannosi per la salute e la sicurezza nell'ambiente di lavoro, la direzione ha ritenuto utile adattare la metodologia anche all'analisi dei mancati infortuni e ha promosso la condivisione dell'analisi degli eventi fra le quattro centrali del gruppo.

L'efficacia del sistema è monitorata attraverso gli indicatori di prestazione riportati in tabella 13. L'aumento dei mancati infortuni è visto come un segnale positivo in termini di maggiore sensibilità rispetto al tema della salute e sicurezza nel luogo di lavoro.

	2012	2013	2014	Primo semestre 2015
Numero di infortuni accaduto a personale Sorgenia Power	0	0	0	0
Numero di infortuni accaduti a personale imprese esterne	0	0	0	0
Numero di mancati infortuni	2	5	2	7

Tabella 13 - Indicatori salute e sicurezza



IL PIANO DI MIGLIORAMENTO AMBIENTALE 2015 - 2017

Sorgenia Power ha posto il principio del miglioramento continuo alla base della propria politica ambientale, con l'obiettivo di raggiungere e mantenere risultati operativi e gestionali al di sopra di quanto richiesto dalla normativa. Il piano di miglioramento, pertanto, rappresenta uno strumento chiave del Sistema di Gestione Ambientale della Centrale di Turano Lodigiano e Bertonico perché programma concretamente gli interventi previsti individuando responsabilità, risorse e tempi necessari al loro compimento. La direzione di Sorgenia Power aggiornerà ogni anno - integrandolo quando possibile - il piano di miglioramento triennale, partendo dall'analisi dell'impatto delle proprie attività sull'ambiente. La tabella a seguire sintetizza gli interventi da avviare o già in corso presso la centrale di Turano Lodigiano e Bertonico, nell'ambito del Piano di miglioramento definito per il triennio 2015-2017.

Ambito di miglioramento	Obiettivo e target	Intervento	Stato di attuazione
Utilizzo di risorsa idrica, materie prime ausiliarie ed energia	<p>Riduzione del consumo di risorsa idrica.</p> <ul style="list-style-type: none"> • Risparmio da HRSG11 quantificabile in circa 1 m³/h di impianto fermo e 1,5 m³/h di impianto in marcia • Risparmio da HRSG12 quantificabile in circa 0,85 m³/h di impianto fermo e 1 m³/h di impianto in marcia <p>Riduzione del consumo di energia e materie prime per la produzione di acqua demineralizzata per il reintegro in caldaia.</p> <ul style="list-style-type: none"> • Risparmio di energia elettrica quantificabile in circa 7,5 kWh/m³ di acqua demi non prodotto • Risparmio di prodotti chimici quantificabile in circa 0,5 kg/m³ di acqua demi non prodotto 	<ol style="list-style-type: none"> 1) Verifica di fattibilità per intervento su valvole blow-off CC AP 2) Realizzazione intervento su HRSG11 e HRSG12 3) Monitoraggio e valutazione del consumo specifico di risorsa idrica e prodotti chimici per MWh prodotto per evidenziare i benefici derivanti dall'intervento. 	<p>1) e 2) ATTUATI nel 2015</p> <p>3) I risparmi verranno quantificati di anno in anno a partire dal 2016. Verrà monitorato e valutato l'andamento degli indicatori specifici al fine di evidenziare il beneficio derivante dall'intervento.</p>
Utilizzo di materie prime	<p>Riduzione del consumo di gas naturale.</p> <ul style="list-style-type: none"> • Il risparmio è quantificabile in circa 3.400 Sm³ di gas per start da freddo e 5.600 Sm³ di gas per start da tiepido-freddo 	<ol style="list-style-type: none"> 1) Verifica di fattibilità per realizzazione linee preriscaldamento SH AP 2) Realizzazione intervento 3) Monitoraggio e valutazione del consumo specifico di gas naturale per MWh prodotto per evidenziare i benefici derivanti dall'intervento 	<p>1) e 2) ATTUATI nel 2015</p> <p>3) I risparmi verranno quantificati di anno in anno a partire dal 2016. Verrà monitorato e valutato l'andamento degli indicatori specifici al fine di evidenziare il beneficio derivante dall'intervento.</p>
Emissioni in atmosfera, utilizzo di materie prime	<p>Riduzione del consumo di gas naturale e delle emissioni di CO₂ per miglioramento dell'efficienza di impianto.</p> <p>Il TARGET (entità della riduzione del consumo di gas e produzione di CO₂) non è quantificabile.</p>	<ol style="list-style-type: none"> 1) Attivazione scaldiglie per riscaldamento soluzione e acque di lavaggio TG e modifica logica di gestione del lavaggio. La modifica consente di migliorare la qualità del lavaggio e di conseguenza la fase di compressione della TG con conseguente miglioramento dell'efficienza del processo di produzione di energia. 2) Monitoraggio e valutazione delle emissioni specifiche di CO₂ e del consumo specifico di gas naturale per MWh prodotto per evidenziare i benefici derivanti dall'intervento 	<p>1) ATTUATO nel 2015</p> <p>2) L'obiettivo, nonostante il target non quantificabile, si considera raggiunto data l'attuazione degli interventi previsti. Nel 2016 verrà monitorato e valutato l'andamento degli indicatori specifici al fine di evidenziare il beneficio derivante dall'intervento</p>

Ambito di miglioramento	Obiettivo e target	Intervento	Stato di attuazione
Produzione di rifiuti	<p>Riduzione del quantitativo di sostanza oleosa e del quantitativo di carboni attivi da filtri da smaltire.</p> <p>Il TARGET (entità della riduzione della produzione di rifiuti) non è quantificabile.</p>	<p>1) Modifica flottatore facente del sistema di disoleazione in modo da renderlo efficiente. La modifica permette di migliorare l'efficienza di separazione con conseguente riduzione della frazione acquosa nel separato oleoso da smaltire. Allo stesso tempo consente di inviare un'acqua più pulita al sistema di filtrazione a carboni attivi con conseguente maggiore vita utile di quest'ultimo.</p> <p>2) Monitoraggio e valutazione della produzione specifica di rifiuti per MWh prodotto per evidenziare i benefici derivanti dall'intervento</p>	<p>1) ATTUATO nel 2015</p> <p>2) L'obiettivo, nonostante il target non quantificabile, si considera raggiunto data l'attuazione degli interventi previsti. Nel 2016 verrà monitorato e valutato l'andamento dell'indicatore specifico al fine di evidenziare il beneficio derivante dall'intervento</p>
Materie prime ausiliarie ed energia	<p>Riduzione del consumo di energia e del consumo di prodotti chimici.</p> <p>Il TARGET (entità della riduzione dei consumi) non è quantificabile.</p>	<p>1) Installazione di un filtro autopulente su vasca controlavaggio. L'intervento consente di migliorare l'efficienza dell'impianto trattamento acque attraverso la riduzione dello sporcamiento dei filtri a sabbia e delle membrane della sezione di UF (ultra filtrazione). Dalla riduzione dello sporcamiento consegue una minore necessità di effettuare controlavaggi e/o lavaggi chimici con conseguente minore utilizzo di energia e prodotti chimici.</p> <p>2) Monitoraggio e valutazione del consumo specifico di prodotti chimici per MWh prodotto per evidenziare i benefici derivanti dall'intervento</p>	<p>1) ATTUATO nel 2015</p> <p>2) L'obiettivo, nonostante il target non quantificabile, si considera raggiunto data l'attuazione degli interventi previsti. Nel 2016 verrà monitorato e valutato l'andamento degli indicatori specifici al fine di evidenziare il beneficio derivante dall'intervento</p>
Utilizzo di risorsa idrica, materie prime ausiliarie ed energia	<p>Riduzione del consumo di risorsa idrica.</p> <ul style="list-style-type: none"> • Risparmio quantificabile in circa 1 m³/h (in continuo) per ognuna delle due caldaie <p>Riduzione del consumo di energia e materie prime per la produzione di acqua demineralizzata per il reintegro in caldaia.</p> <ul style="list-style-type: none"> • Risparmio di energia elettrica quantificabile in circa 7,5 kWh/m³ di acqua demi non prodotto • Risparmio di prodotti chimici quantificabile in circa 0,5 kg/m³ di acqua demi non prodotto 	<p>1) Verifica di fattibilità per la sostituzione dei drenaggi SH AP di caldaia.</p> <p>2) realizzazione degli interventi su entrambe le caldaie.</p> <p>3) Monitoraggio e valutazione degli indicatori per evidenziare i benefici derivanti dall'intervento</p>	<p>1) 31/12/2015</p> <p>2) 31/12/2016</p> <p>3) 31/12/2017</p>
Utilizzo di risorsa idrica, materie prime ausiliarie ed energia	<p>L'intervento consentirebbe di ridurre il consumo della risorsa idrica (acqua demineralizzata) e conseguentemente di risparmiare in termini di energia elettrica e consumo di prodotti chimici per la sua produzione.</p> <p>Il TARGET (entità dei risparmi) verrà definito a valle del censimento e della verifica di fattibilità.</p>	<p>1) Censimento delle valvole e verifica perdite.</p> <p>2) Verifica di fattibilità per la ripresa di eventuali perdite rilevate in fase 1.</p> <p>3) Realizzazione degli interventi.</p> <p>4) Monitoraggio e valutazione degli indicatori per evidenziare i benefici derivanti dall'intervento</p>	<p>1) 31/12/2015</p> <p>2) 31/08/2016</p> <p>3) 30/06/2017</p> <p>4) 31/12/2018</p>

Ambito di miglioramento	Obiettivo e target	Intervento	Stato di attuazione
Utilizzo di risorsa idrica, materie prime ausiliarie ed energia	Il ricorso al sistema a resine rigenerabili permette di aumentare i cicli di concentrazione delle acque in caldaia con conseguente riduzione dello spurgo e conseguente minore necessità di reintegro di acqua demineralizzata nel ciclo vapore. La minore richiesta di acqua demineralizzata si traduce in minore consumo di energia e prodotti chimici necessari per la sua produzione.	1) Sostituzione del sistema a letto misto a resine non rigenerabili facente parte dell'impianto di produzione di acqua demineralizzata con letto misto a resine rigenerabili. 2) Monitoraggio e valutazione dell'andamento dell'indicatore specifico relativo alla produzione rifiuti al fine di evidenziare il beneficio derivante dall'intervento.	1) 31/12/2016 2) 31/12/2017
Riduzione della produzione di rifiuti	Il ricorso a resine rigenerabili contribuisce anche alla riduzione della produzione di rifiuti (resine esaurite). Il TARGET (entità della riduzione della produzione di rifiuti) non è quantificabile.		
Riduzione della produzione di rifiuti	La realizzazione dell'intervento consentirà di evitare la produzione e quindi lo smaltimento come rifiuto di soluzioni acquose acido-basiche-saline. Il TARGET (entità della riduzione della produzione di rifiuti) non è quantificabile.	1) Incremento delle potenzialità del cristallizzatore facente parte dell'impianto di trattamento acque attraverso l'installazione di uno scambiatore di calore a piastre. 2) Monitoraggio e valutazione dell'andamento dell'indicatore specifico relativo alla produzione rifiuti al fine di evidenziare il beneficio derivante dall'intervento.	1) 31/12/2017 2) 31/12/2018

La tabella seguente riporta, invece, gli obiettivi già raggiunti nel 2014. Nel corso del 2014 e del 2015 sono stati investiti in interventi per il miglioramento ambientale rispettivamente 115.000 € e 106.000 €.

Ambito di miglioramento	Obiettivo e target	Intervento	Stato di attuazione
Utilizzo di risorsa idrica, materie prime ausiliarie ed energia	Riduzione del consumo di risorsa idrica. • Risparmio da HRSG11 e HRSG12 quantificabile in circa 4 m ³ per start per caldaia Riduzione del consumo di energia e materie prime per la produzione di acqua demineralizzata per il reintegro in caldaia. • Risparmio di energia elettrica quantificabile in circa 7,5 kWh/m ³ di acqua demi non prodotto • Risparmio di prodotti chimici quantificabile in circa 0,5 kg/m ³ di acqua demi non prodotto	Riduzione del tempo di apertura dei drenaggi di ognuna delle due caldaie (HRSG) in avviamento attraverso modifica della logica.	ATTUATO nel 2014 L'obiettivo è raggiunto. Nel solo primo semestre 2015 sono stati prodotti 396 m ³ in meno di acqua demineralizzata rispetto a quelli che sarebbero stati prodotti senza la modifica. Questo corrisponde ad un risparmio di 2970 kWh di energia elettrica e 198 kg di prodotti chimici. Verrà monitorato e valutato l'andamento degli indicatori specifici al fine di evidenziare il beneficio derivante dall'intervento
Emissioni in atmosfera	Riduzione delle emissioni in atmosfera da transitori per riduzione del numero di eventi. Il TARGET (entità della riduzione delle emissioni di NOx e CO) non è quantificabile.	Modifica della logica minimo tecnico che controlla l'assetto di marcia in 1+1 con TG12 master. L'intervento è reso possibile a seguito dell'installazione del catalizzatore CO. Consente di abbassare il minimo carico in assetto 1+1 con conseguente maggiore flessibilità per seguire le richieste del mercato elettrico e conseguente riduzione del numero di avviamenti.	ATTUATO nel 2014 L'obiettivo, nonostante il target non quantificabile, si considera raggiunto data l'attuazione degli interventi previsti. Verrà monitorato e valutato l'andamento degli indicatori specifici al fine di evidenziare il beneficio derivante dall'intervento
Utilizzo di energia	Riduzione dei consumi di energia elettrica ausiliari di 200 kW per ogni ora di fermo totale di impianto.	Installazione di un sistema automatico di controllo dello stacco del trasformatore elevatore a servizio del TG11. L'intervento consente di disalimentare il trasformatore senza incorrere in danneggiamento dello stesso e riducendo, di conseguenza le perdite di energia a vuoto.	ATTUATO nel 2014 L'obiettivo è raggiunto. Nel solo primo semestre 2015 l'impianto è stato fermo 2.785 ore e sono stati risparmiati 557.000 kWh di energia elettrica. Verrà monitorato e valutato l'andamento degli indicatori specifici al fine di evidenziare il beneficio derivante dall'intervento

PRINCIPALI RIFERIMENTI NORMATIVI

- D.Lgs 152/06 "Norme in materia ambientale" e ss.mm.ii.
- Regolamento EMAS III n.1221/2009
- Decreto di Rinnovo Autorizzazione Integrata Ambientale DM n. 163 del 18/06/2014
- Autorizzazione Sorgenia Power S.p.A. ad emettere gas serra ai sensi della direttiva 2003/87/CE n. 1257
- D.Lgs 216/06 "Attuazione delle direttive 2003/87 e 2004/101/CE in materia di scambio di quote di emissioni dei gas a effetto serra nella Comunità, con riferimento ai meccanismi di progetto del Protocollo di Kyoto"
- Regolamento CE 166/06 "Istituzione di un registro europeo delle emissioni e dei trasferimenti di sostanze inquinanti"
- Decreto Ministeriale 60/2002 "Recepimento della direttiva 1999/30/CE del Consiglio del 22 aprile 1999 concernente i valori limite di qualità dell'aria ambiente per il biossido di zolfo, il biossido di azoto, gli ossidi di azoto, particelle e il piombo e della direttiva 2000/69/CE relativa ai valori limite di qualità dell'aria ambiente per il benzene ed il monossido di carbonio"
- D.Lgs 351/99 "Attuazione della direttiva 96/62/CE in materia di valutazione e di gestione della qualità dell'aria ambiente"
- Regolamento (CE) n. 842/2006 del parlamento europeo e del consiglio del 17 maggio 2006 su taluni gas fluorurati ad effetto serra
- DPCM 01/03/1991 "Limiti massimi di esposizione al rumore negli ambienti abitativi e nell'ambiente esterno in GU n. 57 del 08/03/91"
- Legge 26/10/1995 n. 447 "Legge quadro sull'inquinamento acustico"
- DPCM 14/11/1997 "Determinazione dei valori limite delle sorgenti sonore"
- Piano di Zonizzazione Acustica del Comune di Turano Lodigiano e Bertónico approvato con Deliberazione di G.C. n. 56/2008
- DPCM 08/07/2003 "Fissazione dei limiti di esposizione, dei valori di attenzione e degli obiettivi di qualità per la protezione della popolazione dalle esposizioni a campi elettrici, magnetici ed elettromagnetici generati a frequenze comprese tra 100 kHz e 300 GHz"
- **DPR n. 151/2011** "Regolamento recante semplificazione della disciplina dei procedimenti relativi alla prevenzione degli incendi, a norma dell'articolo 49, comma 4-quater, del decreto-legge 31 maggio 2010, n. 78, convertito, con modificazioni, dalla legge 30 luglio 2010, n. 122"
- D.Lgs 105/2015 "Attuazione della direttiva 2012/18/UE relativa al controllo del pericolo di incidenti rilevanti connessi con sostanze pericolose"

ACRONIMI E GLOSSARIO

AIA: Autorizzazione Integrata Ambientale.

CCGT: Combined Cycle Gas Turbine.

Centrale: L'impianto Sorgenia di produzione di energia elettrica, situato nei pressi di Turano Lodigiano e Bertónico (BA).

Clima acustico: l'insieme delle immissioni sonore e del livello di fondo (naturale) al punto di misura.

CO: monossido di Carbonio, specie chimica che si forma dalla reazione incompleta di un combustibile organico con l'ossigeno; il CO è lo stadio ossidativo che precede la formazione definitiva di CO₂.

CO₂: anidride carbonica, il gas di scarico definitivo della combustione di un combustibile organico (es. metano: CH₄), assieme al vapore acqueo. È il principale gas serra contenuto nella miscela detta aria, con concentrazione media di 380 ppm (parti per milione).

dBA: Unità di misura utilizzata in acustica per ponderare il decibel (dB) assoluto in funzione del grado di sensibilità dell'orecchio umano.

DLN (Dry Low NOx): tecnologia di combustione nelle turbine a gas che minimizza la produzione e le emissioni di NOx (reazione tra ossigeno ed azoto dell'aria) attraverso il controllo dei reagenti di combustione e della temperatura di reazione con separazioni in fasi spaziali e temporali nella camera di combustione.

Emissione: sostanza o energia in uscita da un determinato impianto o processo.

Immissione: quantità, di materia o energia, introdotta in una matrice ambientale a seguito di un processo di modifica della stessa (inquinamento).

Indicatore di prestazione ambientale: parametro misurabile che sia direttamente collegabile alla valutazione oggettiva di un aspetto ambientale, (concentrazione di NOx nei fumi emessi); specie per un confronto dell'andamento temporale.

mg: milligrammo, unità di misura del peso pari a un millesimo di grammo.

MTD (Migliori Tecnologie Disponibili): tecnologia impiantistica e di processo che sia considerata la scelta più adeguata al fine di minimizzare gli impatti ambientali, risultando inoltre economicamente fattibile e adeguata al caso specifico di applicazione.

Nm³: Normal metro cubo. Misura del volume di un gas rapportata alle condizioni fisiche normali (temperatura di 0°C e pressione di 101.325 Pa).

NOx: ossidi di azoto, insieme di specie chimiche che legano più atomi di ossigeno (O) ad uno di azoto (N); NO₂ specie prevalente con disponibilità di ossigeno.

Parametro: elemento fisicamente misurabile, con procedura ripetibile e standardizzata, che sia misura di un oggetto o fenomeno.

PMC (Piano di Monitoraggio e Controllo): insieme delle misure e procedure che devono essere espletate per la valutazione delle prestazioni ambientali e dello stato di qualità delle matrici ambientali.

Polveri sottili (PM10; PM2.5): è la componente più sottile (in diametro) delle particelle di polvere sospese nell'aria. La componente PM10 è quella costituita da materiale particolato di diametro inferiore ai 10 µm (micrometri); il PM2.5 è la parte delle PM10 con diametro inferiore ai 2,5 µm.

RTN: Rete di Trasmissione Nazionale, costituita dall'insieme degli elettrodotti connessi in rete.

SGI: Sistema di gestione integrato, che risponde a più di un obiettivo/norma/standard. Nel caso della Centrale di Turano Lodigiano e Bertónico il sistema di gestione è integrato per l'ambiente e la sicurezza, conformemente alla norma UNI EN ISO 14001, al Regolamento Emas CE 1221/09 (per la parte ambientale) e alla BS OHSAS 18001:2007 (per la sicurezza).

Sm³: Standard metro cubo. Misura del volume di un gas rapportata alle condizioni fisiche standard (temperatura di 15°C e pressione di 101.325 Pa).

SO₂: Biossido di zolfo.

TEP (Tonnellate Equivalenti di Petrolio): è il quantitativo di petrolio greggio necessario, se tutti i processi analizzati fossero realizzati con l'utilizzo di petrolio con tecnologie convenzionali. Ad esempio ad un dato quantitativo di energia elettrica se ne può far corrispondere uno equivalente di TEP, indipendentemente se prodotto con combustione di petrolio, metano o tecnologia solare fotovoltaica.

VIA (Valutazione di Impatto Ambientale): procedura, a norma di legge, che porta al giudizio di compatibilità ambientale, richiesto per l'autorizzazione alla costruzione ed esercizio di impianti ed infrastrutture di rilevante modifica (o rischio) per l'ambiente, le sue risorse e la salute umana (l'elenco delle opere è normato). Contiene il SIA (Studio di Impatto Ambientale), che prevede gli scenari d'impatto sull'ambiente dell'opera (in fase di costruzione, esercizio e dismissione), o delle opere alternative alla luce delle conoscenze tecnico scientifiche disponibili. Spesso si fa riferimento alla VIA per indicare i dati previsionali contenuti nel SIA.

