

Rapporto di Diagnosi Energetica ai sensi del D.Lgs. 102/2014 e delle norme tecniche UNI EN 16247 e UNI CEI/TR 11428



Committente

SET s.p.a.

Sito produttivo

Centrale Termoelettrica di Teverola (CE)

Responsabile dell'Esecuzione della Diagnosi Energetica

ing. Michele Ceddia

EGE - Esperto in Gestione dell'Energia UNI 11339

Certificato KHC n. 1670



Sommario

EXECUTIVE SUMMARY	5
1 ESECUZIONE DELLA DIAGNOSI ENERGETICA	9
1.1 DEFINIZIONI	9
2 CONTESTO	10
2.1 DATI DELL'IMPRESA	10
2.2 SISTEMI OGGETTO DELLA DIAGNOSI	15
2.3 NORME TECNICHE E LEGISLAZIONE PERTINENTE	16
3 SCOPO	16
4 INFORMAZIONI SULLA RACCOLTA DATI	17
4.1 PERIODO DI RIFERIMENTO	17
4.2 UNITÀ DI MISURA	17
4.3 RACCOLTA E MONITORAGGIO DEI DATI DI PRODUZIONE E DI CONSUMO	18
5 PRODUZIONE	19
5.1 PRODOTTI	19
5.2 MATERIE PRIME	19
5.3 PROCESSO PRODUTTIVO	20
5.3.1 Descrizione del Processo	23
5.3.2 Servizi ausiliari	26
5.3.3 Sistema elettrico di centrale	31
6 INDICATORI ENERGETICI DI RIFERIMENTO	35
7 CONSUMI ENERGETICI	36
8 STRUTTURA ENERGETICA AZIENDALE	36
8.1 LIVELLO A	38
8.2 LIVELLO B, C, D	39
9 ANALISI DEI CONSUMI ENERGETICI	42
10 INTERVENTI DI MIGLIORAMENTO DELLA PRESTAZIONE ENERGETICA	52
10.1 INTERVENTI DI MIGLIORAMENTO ESEGUITI IN PASSATO	52
10.2 RACCOMANDAZIONI PER IL MIGLIORAMENTO DELLA PRESTAZIONE ENERGETICA	52
10.2.1 Miglioramento della gestione dell'energia	52

10.2.2	<i>Sostituzione, modifica o aggiunta apparecchiature</i>	53
10.2.3	<i>Possibilità di collegamento a reti di teleriscaldamento</i>	56
10.3	TABELLA RIASSUNTIVA DEI POSSIBILI INTERVENTI DI MIGLIORAMENTO ENERGETICO	56

Indice delle figure

Figura 1 – Schema di flusso del processo produttivo	6
Figura 2 - Ripartizione dei consumi elettrici del sito produttivo	6
Figura 3 - Ubicazione del sito – immagine satellitare	14
Figura 4 – Planimetria del sito	15
Figura 5 - Schematizzazione del sito produttivo	21
Figura 6 – Schema di flusso del processo produttivo	22
Figura 7 - Vista dei ventilatori del condensatore ad aria	33
Figura 8 – Impianto acqua raffreddamento macchine	34
Figura 9 - Sezione di pompaggio dell'impianto acqua raffreddamento impianti	34
Figura 10 - Compressori Atlas Copco raffreddati ad acqua presenti nella centrale di generazione di aria compressa	35
Figura 11 – Struttura energetica aziendale – Energia elettrica	38
Figura 12 – Struttura energetica aziendale – Gas naturale	38
Figura 13 – Energia utilizzata nell'impianto con ipotesi di completo prelievo dell'energia elettrica da rete e completa trasformazione del gas naturale in energia ceduta (ipotesi funzionale al solo modello energetico), in TEP.	43
Figura 14 - Ripartizione dell'utilizzo di energia elettrica	44
Figura 15 - Ripartizione dell'energia primaria utilizzata dal sito produttivo (valori in TEP e percentuale di ripartizione)	45
Figura 16 – Consumi di energia elettrica. Confronto tra energia elettrica misurata e quantità di energia elettrica ricostruita tramite il modello energetico sulla base dell'inventario energetico, per i singoli usi energetici. L'istogramma rappresenta il volume di energia elettrica mensile dei singoli utilizzatori.	45
Figura 17 - Consumi di energia elettrica. Confronto tra energia elettrica misurata e quantità di energia elettrica ricostruita tramite il modello energetico sulla base dell'inventario energetico, per i singoli usi energetici. L'istogramma riporta per quota parte, le componenti rappresentative dei singoli impianti utilizzatori di energia elettrica.	46

Figura 18 – Incidenza percentuale dei consumi di energia elettrica.....	47
Figura 19 - Ripartizione degli utilizzi di energia elettrica dei soli sistemi ausiliari e generali sul totale di energia utilizzata da questi stessi impianti.	48
Figura 20 - Ore di funzionamento delle ventole del condensatore ad aria	49
Figura 21 – Andamento dei consumi di energia elettrica e produzione anno 2014.....	50
Figura 22 – Andamento dei consumi di gas naturale e produzione anno 2014	51

Indice delle tabelle

Tabella 1 – Opportunità di miglioramento energetico	7
Tabella 2 – Dati generali dell’azienda	11
Tabella 3 – Elenco dei siti produttivi	13
Tabella 4 – Dati generali del sito produttivo	13
Tabella 5 – Riferimenti normativi.....	16
Tabella 6 – Unità di misura vettori energetici in ingresso.....	18
Tabella 7 – Unità di misura fattori di aggiustamento.....	18
Tabella 8 – Destinazione d’uso generale.....	18
Tabella 9 – Materie prime	20
Tabella 10 – Indicatori di riferimento: servizi ausiliari e generali	36
Tabella 11 – Consumi complessivi.....	36
Tabella 12 - Informazioni del Livello A	38
Tabella 13 - Dati di trasformazione interna di energia	39
Tabella 14 – Usi energetici e relative destinazioni d’uso specifiche	39
Tabella 15 - Livello B e C - Consumi per tutti i Vettori Energetici analizzati	40
Tabella 16 - Livello D - Consumi per tutti i Vettori Energetici analizzati	40
Tabella 17 - Indicatori di prestazione specifici (ove disponibili i fattori di normalizzazione)	41
Tabella 18 – Consumi mensili – Energia elettrica.....	42
Tabella 19 – Consumi mensili – Gas naturale	43
Tabella 20 - Utilizzi di energia elettrica suddivisi per fonte	44
Tabella 21 - Spettro del grado di apertura della valvola di alimento bassa pressione	50
Tabella 22 – Opportunità di miglioramento energetico	56

Executive Summary

Oggetto del presente Rapporto di Diagnosi Energetica è il sito produttivo della società SET s.p.a. che ospita la Centrale Termoelettrica di Teverola (CE). L'impianto è una Centrale termoelettrica a ciclo combinato alimentata esclusivamente a gas naturale e destinata all'attività di produzione di energia elettrica. L'impianto opera secondo un programma di produzione giornaliero stabilito da un apposito reparto in accordo alle regole del mercato elettrico.

La diagnosi energetica è definita come una procedura sistematica, volta a fornire un'adeguata conoscenza del profilo di consumo energetico di un'attività o impianto industriale o di servizi pubblici o privati, così da poter individuare e quantificare le opportunità di risparmio energetico sotto il profilo costi-benefici.

La diagnosi, oltre a essere un'attività obbligatoria per le grandi imprese e per le imprese energivore, risulta un utile strumento a favore del committente. Attraverso la costruzione del modello energetico del sito produttivo è possibile infatti identificare la presenza di opportunità di miglioramento della prestazione energetica, valutare la fattibilità tecnico-economica dei possibili interventi e stimarne l'impatto. La disponibilità di tali informazioni permette all'azienda di prendere decisioni oculate sull'eventuale attuazione di provvedimenti di risparmio energetico e sulla loro priorità.

La diagnosi prende in esame i dati di consumo energetico e di produzione relativi al 2014 e ne analizza l'evoluzione e le performance.

Secondo quanto previsto dalle indicazioni ENEA, l'analisi del sito è stata eseguita creando, per ogni vettore energetico in ingresso, una struttura energetica a 4 livelli (A, B, C, D).

Le opportunità di miglioramento individuate sono sintetizzate in Tabella 1. La tabella riporta gli indici economico-finanziari per singolo intervento, ordinati secondo il rapporto VAN/I in ordine decrescente.

L'impianto è una centrale termoelettrica di generazione di energia elettrica mediante ciclo combinato alimentato a gas naturale, di potenza nominale pari a 400 MW (Figura 1).

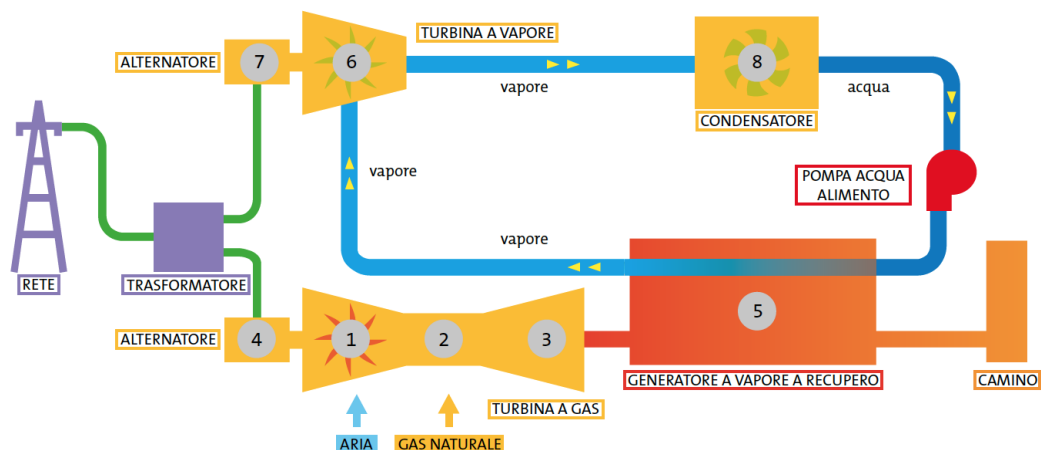


Figura 1 – Schema di flusso del processo produttivo

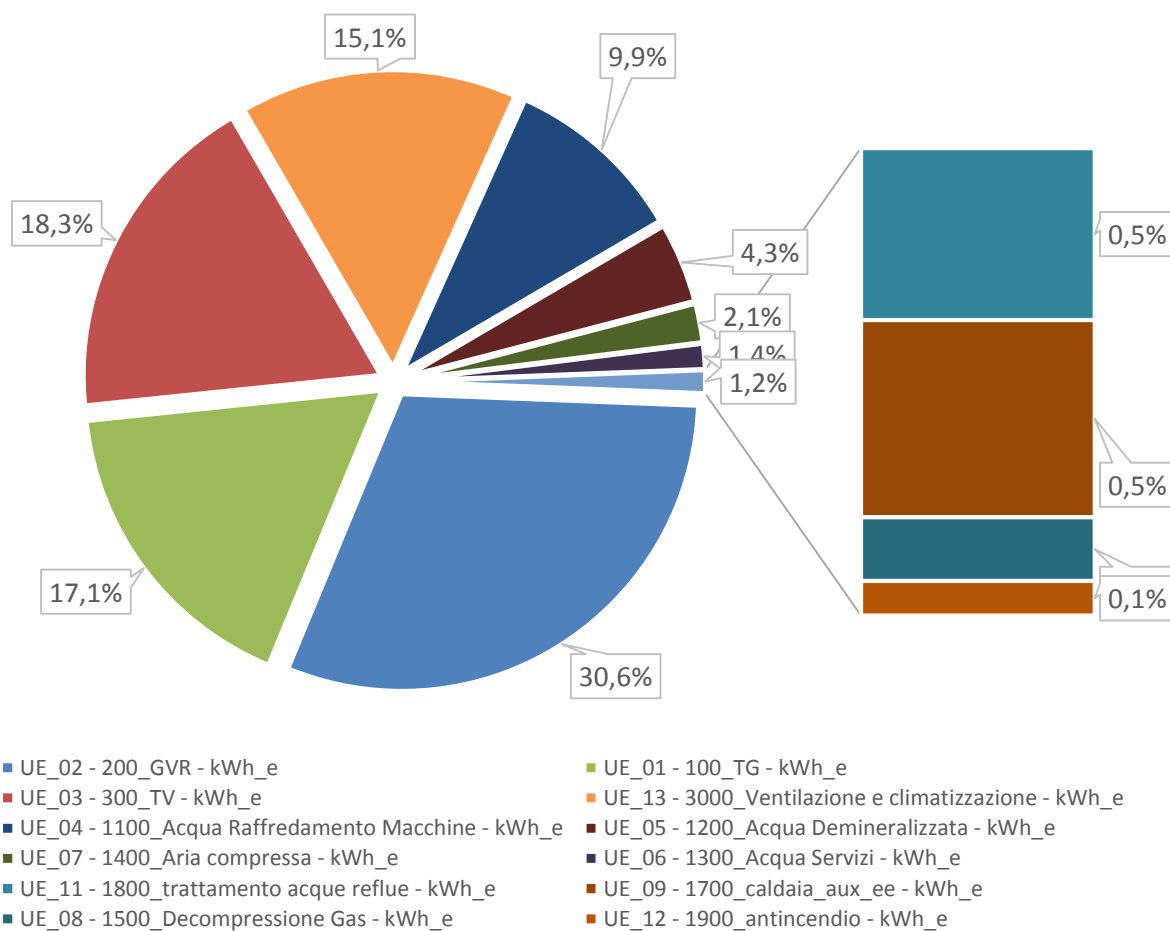


Figura 2 - Ripartizione dei consumi elettrici del sito produttivo

I consumi per il funzionamento del sito produttivo (autoconsumi, utility e uffici) sono sostanzialmente di energia elettrica per un volume di 18,3 GWh, nel 2014, con una suddivisione dell'incidenza di consumo delle singole sezioni del sito produttivo illustrata in Figura 2.

Tabella 1 – Opportunità di miglioramento energetico¹

Descrizione	VAN/I [-]	I [€]	PBT [anni]	TIR [%]	VAN [€]	Possibilità di accesso a TEE
Riduzione dei costi di produzione di aria compressa e di raffreddamento centrale compressori	2,5	30.000	1,2	80%	74.400	si
Regolazione e controllo dei ventilatori dell'impianto "Acqua raffreddamento impianti"	1,4	20.000	1,7	50%	29.900	si
Regolazione delle portate di ricambio aria sala controllo, sala quadri e cabina elettrica	0,7	15.000	2,5	28,9%	11.000	si
Riduzione dei costi di produzione di aria compressa	0,1	28.000	3,9	8,9%	3.052	si
Regolazione della portata di acqua raffreddamento impianti	-	da definire	-	-	-	-
Rete strumentale di misurazione dell'energia in continuo sugli usi energetici significativi		da definire				
Sistema di gestione dell'energia ISO 50001		da definire				

¹ I: valore dell'investimento;
PBT: Payback Time in anni;
TIR: Tasso Interno di Rendimento;
VAN: Valore Attuale Netto.

Tutte le opportunità di miglioramento sono state calcolate su un orizzonte temporale di 5 anni con un tasso di attualizzazione del 5%.

Le valutazioni economiche contenute nel presente documento sono da considerarsi indicative e costituiscono un mero riferimento generale. Nella valutazione effettiva dei flussi di cassa tutte le componenti di costo e di ricavo dovranno essere verificate nel dettaglio in fase esecutiva, così come gli indici di attualizzazione e la durata tecnica degli interventi proposti. Nel calcolo dei ricavi di alcuni interventi si è ipotizzato un contributo derivante da Titoli di Efficienza Energetica, ancorché conservativo stante l'attuale quadro normativo e regolatorio in evoluzione.

La diagnosi energetica è stata eseguita con una fase in campo presso il sito e una fase di elaborazione dei dati raccolti in sito e delle informazioni ottenute dal personale tecnico di centrale. I dati e le informazioni hanno consentito di ricostruire il modello energetico, con la caratteristica di un profilo mensile di utilizzo di energia da parte di ogni singoli *package* di impianto, inclusi i servizi ausiliari e i servizi generali. La modellazione ha consentito di chiudere il bilancio energetico con una accuratezza del 99,7%.

Fatto il modello energetico, sulla base delle evidenze rilevate in campo, sono state elaborate le raccomandazioni per il miglioramento della prestazione energetica di alcune apparecchiature di impianto. Le proposte non si riferiscono al ciclo produttivo in senso stretto in quanto questo è già oggetto di analisi da parte dei tecnologi di impianto e della società licenziataria. Le raccomandazioni di miglioramento sono illustrate in dettaglio al § 10.2.

1 Esecuzione della diagnosi energetica

La società SET s.p.a. ha commissionato a ICIM s.p.a. l'esecuzione di una diagnosi energetica conforme all'allegato 2 del D.Lgs 102/2014 per il proprio sito produttivo della Centrale Termoelettrica di Teverola (CE).

La redazione della Diagnosi Energetica è stata eseguita dal gruppo di lavoro di ICIM s.p.a., esterno all'azienda, in accordo alla metodologia indicata dalle norme UNI CEI EN 16247-1:2012, UNI CEI EN 16247-3:2014 e UNI CEI/TR 11428:2011.

Il responsabile per l'esecuzione (REDE) è l'ing. Michele Ceddia, Esperto in Gestione dell'Energia (EGE) UNI 11339 certificato KHC n. 1670. Il gruppo di lavoro è composto dal dott. Luca Allorio, Esperto in Gestione dell'Energia (EGE) UNI 11339 certificato ICIM-EGE-009734 e dalla dott.ssa Roberta Zaffaroni (Energy Auditor), con la collaborazione dell'ing. Marco Pellitteri.

1.1 Definizioni

Termini	Definizioni
Diagnosi energetica	Ispezione sistematica ed analisi degli usi e consumi di energia di un sito, di un edificio, di un sistema o di un'organizzazione finalizzata ad identificare i flussi energetici e il potenziale per i miglioramenti dell'efficienza energetica ed a riferire in merito ai risultati
Vettore energetico	Forma di energia che può essere facilmente trasportata in apposite reti fino al luogo di consumo (per es., l'energia elettrica, il gas, il vapore o l'acqua calda nei circuiti di riscaldamento)
Uso energetico	Modalità o tipologia di impegno dell'energia
Macro area	Aggregazione degli utilizzi di un vettore energetico per tipologia di usi (Attività Principali, Servizi Ausiliari, Servizi Generali)
Attività principali	Attività correlate alla destinazione d'uso generale dell'azienda
Servizi ausiliari	Trasformazione di un vettore energetico in vettori energetici diversi utilizzati nell'ambito delle aree funzionali delle Attività Principali
Servizi generali	Attività non strettamente correlate a quelle principali

Termini	Definizioni
Fattore di normalizzazione (fattore di aggiustamento)	Parametro quantificabile, in grado di influenzare il consumo energetico
Indicatore di prestazione energetica	Valore o misura quantitativa della prestazione energetica così come definito dall'organizzazione

2 Contesto

2.1 Dati dell'impresa

SET spa è la società di progetto nata dalla partnership tra Repower (61%) ed Hera spa (39%) con l'obiettivo concreto di implementare la produzione energetica nel Sud Italia attraverso una centrale turbogas a ciclo combinato.

SET ha come oggetto sociale la progettazione, la costruzione, la gestione e l'esercizio della centrale a ciclo combinato di Teverola in provincia di Caserta.

L'impresa, in quanto parte di un gruppo obbligato all'esecuzione della diagnosi energetica, vede il sito di Teverola all'interno di un'analisi di campionamento dell'intero Gruppo Repower. Il sito in oggetto, come di seguito dettagliato, ha consumi superiori a 10.000 TEP pertanto, nell'applicazione del criterio di campionamento proposto dal Ministero per lo Sviluppo Economico e da ENEA, è sito obbligato. La riporta l'elenco di tutti i siti produttivi, i relativi consumi e le classi di consumo individuate. I siti evidenziati in grassetto sono stati selezionati per l'esecuzione della diagnosi.²

I dati generali dell'azienda sono riassunti in Tabella 2 e le informazioni specifiche relative al sito produttivo oggetto della diagnosi sono riportate in Tabella 4 ed in Figura 4.

²I siti da sottoporre a diagnosi energetica sono stati individuati secondo la metodologia proposta da ENEA nel documento "Criteri minimi di proporzionalità e rappresentatività"

Tabella 2 – Dati generali dell'azienda

Descrizione Aziendale - anno 2014	
Denominazione	Set s.p.a.
Ubicazione	Milano, Via G. Uberti 37
Partita IVA	13212400157
Numero dipendenti	29
Settore di appartenenza	Produzione energia elettrica
Cod. ATECO	35.11
Fatturato	63.495.463 €
Totale di Bilancio	205.813.237 €
Struttura societaria	Collegata
Aziende associate/collegate e relative quote societarie	Collegata
Iscrizione elenco Cassa Conguaglio per il settore elettrico	No

Da parte del committente sono state rese note le seguenti informazioni circa la composizione del gruppo societario, la tipologia di società, i consumi in TEP (in rosso le società operative che hanno un sito produttivo):

- **Repower Italia SpA** – Capogruppo. Ha sede in Via Uberti. E' titolare dei contratti delle utenze termiche ed elettriche. Tutti i dipendenti hanno contratto con REI. (inserita nel campionamento)
- **Repower Vendita Italia SpA** – Società che ha sede presso la Sede di Via Uberti. Non ha dipendenti ma ad essa sono collegati tutti gli agenti di commercio.
- **Immobiliare Saline Srl** – E' la società che gestisce i terreni dell'area di Saline Ioniche sede del progetto a carbone di SEI SpA (quest'ultimo collegato al 100% con Repower AG). Non ha dipendenti e la sede legale è in Via Uberti.
- **REC Srl – SPV** – Società di scopo che contiene il progetto di Campolattaro (pompaggio idroelettrico). Non ha dipendenti e la sede legale è in Via Uberti.
- **SEA Srl** – Società titolare del parco eolico di Lucera (inserita nel campionamento)

- **REV Srl – SPV** – ESCo del Gruppo Repower. La società gestisce attività legate al mondo dell'efficienza energetica e contratti EPC. Non ha dipendenti e la sede è in Via Uberti.
- **Energia Sud Srl** - Società titolare del parco eolico di Corleto Perticara (inserita nel campionamento)
- **Energia Eolica Pontremoli Srl - SPV** – Società di scopo che contiene il progetto eolico di Pontremoli. Non ha dipendenti e la sede legale è in Via Uberti.
- **SET SpA** - Società titolare dell'impianto termoelettrico di Teverola (inserita nel campionamento)
- **Aerochetto Srl** - Società titolare del parco eolico di Giunchetto (non inserita nel campionamento in quanto Repower detiene una quota di minoranza)

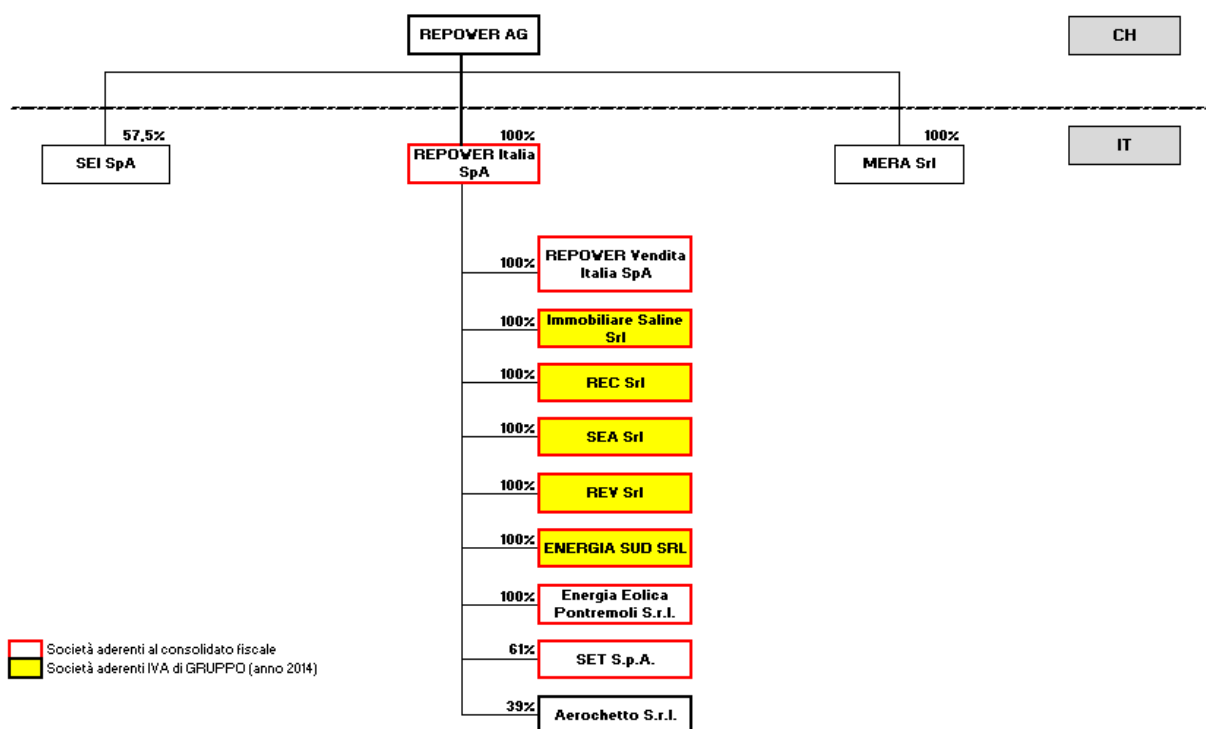


Figura 3 - Struttura del Gruppo

Tabella 3 – Elenco dei siti produttivi operativi

Ragione sociale	Ubicazione	Consumi energia primaria (TEP)
Set s.p.a. Centrale Termoelettrica di Teverola (CE)	S.S. Appia 7 bis, km 15,400 – Teverola (CE)	104.676
Repower Italia SpA	Via Uberti 37 - Milano	100
SEA srl Centrale eolica Lucera	Lucera (FG)	374
Energia Sud srl Centrale eolica Corleto Perticara	Corleto Perticara (PZ)	76

Nell'applicazione del criterio di campionamento suggerito dal MISE e da ENEA, il Committente ha scelto di eseguire la diagnosi energetica oltre che sulla Centrale Termoelettrica di Teverola (sito obbligato con consumi > 10.000 tep/anno) anche sulla sede i Repower Italia spa. Quest'ultima è stata preferita dalla committenza rispetto al parco eolico di Lucera in quanto potenzialmente più soggetta a possibili interventi di miglioramento rispetto agli autoconsumi del parco eolico.

Tabella 4 – Dati generali del sito produttivo

Descrizione sito produttivo - anno 2014	
Denominazione	Set s.p.a. Centrale Termoelettrica di Teverola (CE)
Ubicazione	S.S. Appia 7 bis, km 15,400 – Teverola (CE)
Numero dipendenti	29
Principale attività svolta	Produzione energia elettrica
Destinazione d'uso generale (D.g.)	614.044 MWh

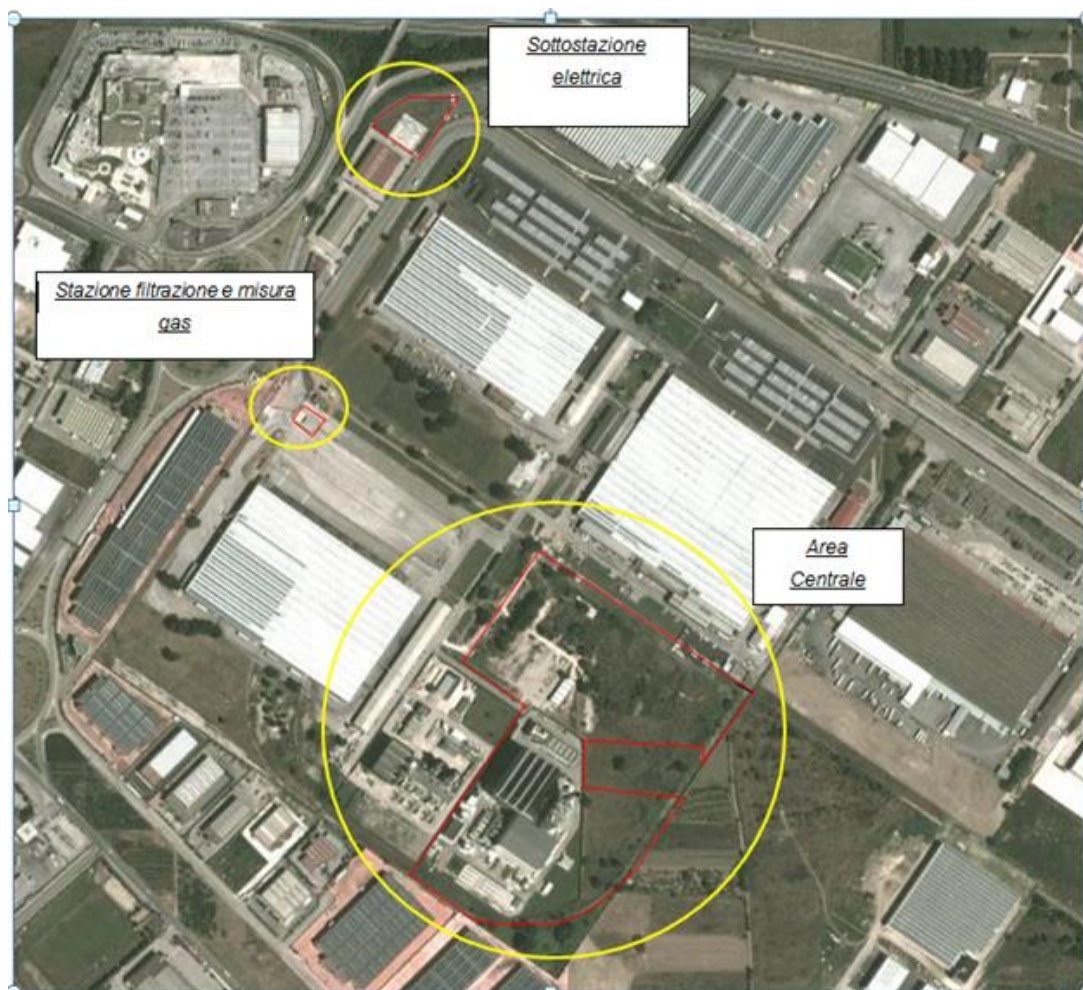


Figura 4 - Ubicazione del sito – immagine satellitare

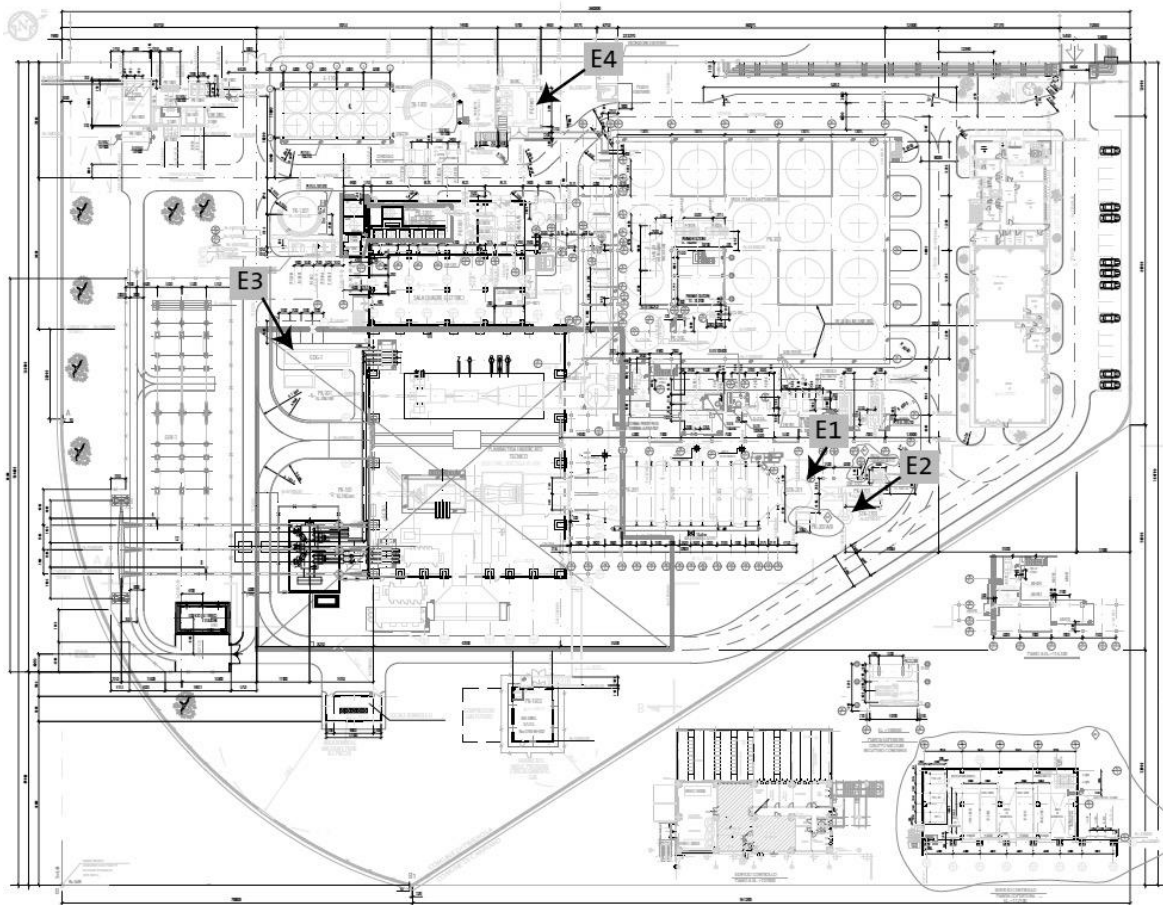


Figura 5 – Planimetria del sito

2.2 Sistemi oggetto della diagnosi

La diagnosi ha quindi avuto come oggetto i sistemi relativi alle attività principali, ai servizi ausiliari ed ai servizi generali del sito produttivo. Si rimanda al paragrafo 8 per una descrizione dettagliata delle attività, dei sistemi e degli usi energetici considerati.

2.3 Norme tecniche e legislazione pertinente

La Tabella 5 riassume i principali riferimenti normativi pertinenti con l'esecuzione della Diagnosi Energetica.

Tabella 5 – Riferimenti normativi

NORME TECNICHE E LEGISLAZIONE DI RIFERIMENTO	
Direttiva 2012/27/UE	Direttiva Europea sull'efficienza energetica
Decreto Legislativo 115/08	Attuazione della direttiva 2006/32/CE relativa all'efficienza degli usi finali dell'energia e i servizi energetici
Decreto Legislativo 102/14	Attuazione della direttiva 2012/27/UE sull'efficienza energetica
UNI CEI EN ISO 50001:2011	Sistemi di gestione dell'energia - Requisiti e linee guida per l'uso
UNI EN ISO 14001:2004	Sistemi di gestione ambientale – Requisiti e guida per l'uso
UNI CEI 11339:2009	Gestione dell'energia. Esperti in gestione dell'energia. Requisiti generali per la qualificazione
UNI CEI/TR 11428:2011	Gestione dell'energia. Diagnosi energetiche: Requisiti generali del servizio di diagnosi energetica
UNI CEI EN 16247 -1 -2 -3 -4	Diagnosi Energetiche

3 Scopo

La presente diagnosi è stata eseguita nei mesi di ottobre e novembre 2015 allo scopo di:

- definire la struttura energetica del sito produttivo attraverso un percorso strutturato a più livelli;
- stimare la prestazione energetica del sito produttivo a livello globale, di area funzionale e di singolo uso energetico;
- individuare le opportunità di miglioramento più significative;
- riferire in merito ai risultati.

La diagnosi ha un livello di approfondimento medio anche in relazione ai tempi di esecuzione richiesti, ai dati di consumo disponibili ed alle informazioni rese disponibili in azienda.

La relazione fornisce alcuni suggerimenti e indicazioni per migliorare la raccolta per analisi ed approfondimenti successivi anche mirati a singoli impianti ed usi energetici.

La peculiarità dell'impianto è tale per cui è stato progettato con logiche di utilizzazione che non consentono modifiche parziali se non attraverso la rivisitazione del ciclo di trasformazione di energia, di concerto con il licenziatario dell'impianto.

4 Informazioni sulla raccolta dati

4.1 Periodo di riferimento

La diagnosi energetica è stata eseguita a partire dai dati di consumo energetico e di produzione relativi all'anno 2014. Sulla base di questi dati si è eseguita la ricostruzione del modello energetico di impianto, suddiviso per i diversi utilizzatori di ciascuna area funzionale (attività principali, ausiliarie e servizi generali). Alcuni dati generali sono analizzati nella loro evoluzione nel triennio 2012-2014.

Per quanto attiene specificamente alla definizione della struttura energetica aziendale ed al calcolo degli indici di prestazione energetica, sono stati considerati i dati relativi agli assetti produttivi ed ai consumi relativi sempre all'anno solare 2014.

4.2 Unità di misura

Le unità di misura utilizzate per ogni vettore energetico in ingresso ed i rispettivi fattori di conversione in TEP sono riassunti in

Tabella 6 e fanno riferimento a quanto previsto dalla Circolare MiSE del 18 dicembre 2014.

La Tabella 7 riporta l'elenco dei fattori di aggiustamento individuati e le relative unità di misura mentre la

Tabella 8 riassume le unità di misura utilizzate per la destinazione d'uso generale.

Tabella 6 – Unità di misura vettori energetici in ingresso

Denominazione	u.m.	Fattore conversione in tep
Energia elettrica	kWh	$0,187 \times 10^{-3}$
Gas naturale	Smc	$0,825 \times 10^{-3}$

Tabella 7 – Unità di misura fattori di aggiustamento

Fattore di aggiustamento	u.m.	valore
Ore di servizio	h	2692 ³
Energia elettrica prodotta	MWh	614.043

Tabella 8 – Destinazione d'uso generale

Denominazione D.g.	u.m.
Produzione Energia Elettrica	MWh

4.3 Raccolta e monitoraggio dei dati di produzione e di consumo

La raccolta dati è stata eseguita attingendo dalle seguenti fonti:

- Misure di consumo energetico ottenute tramite i contatori fiscali di impianto.
- Misure ottenute tramite DCS di impianto.

I dati mensili, espressi in MWh, relativi la produzione dell'anno di interesse sono stati forniti dalla azienda in esame ed analizzati in funzione dei consumi dei vettori energetici utilizzati.

Noti l'uso energetico ed i vettori energetici in esso utilizzati sono stati individuati i relativi fattori di aggiustamento necessari per svolgere un'analisi energetica in dettaglio.

Per quanto concerne i costi e le tariffe relative ai vettori energetici, trattandosi di dati sensibili, non vengono riportati nel presente rapporto ma sono disponibili presso l'impresa su richiesta degli Enti competenti.

³ Le ore di servizio e di parallelo con Rete di Trasmissione Nazionale sono 2.567.

La verifica dei dati e la validazione delle curve di utilizzo degli usi energetici di cui è stato stimato il consumo, è stata eseguita con i tecnici di centrale nel corso delle attività in sito e nei giorni immediatamente successivi al sopralluogo.

5 Produzione

5.1 Prodotti

La centrale opera un trasformazione di energia quindi il prodotto del ciclo industriale è identificabile nell'energia elettrica prodotta lorda (Tabella 10).

Tabella 10 – Prodotti

Tipologia	U.d.m.	Quantità	Quantità	Quantità
		2012	2013	2014
Energia Elettrica	MWh	1.114.430	589.429	614.043

5.2 Materie Prime

Sempre in relazione alla tipologia di attività dell'impianto, la materia prima utilizzata corrisponde al gas naturale con cui viene alimentato l'impianto (Tabella 9). Non vengono considerati i materiali consumabili destinati alle attività generali o ausiliarie di impianto.

Tabella 9 – Materie prime

Tipologia	U.d.m.	Quantità 2012	Quantità 2013	Quantità 2014
Gas naturale	Smc	290.597.601	115.819.954	122.753.848

5.3 Processo produttivo

La Centrale è destinata alla produzione di energia elettrica, interamente immessa nella Rete di Trasmissione Nazionale (RTN), a meno dei consumi dei servizi ausiliari. L'impianto utilizza come combustibile esclusivamente Gas Naturale prelevato dalla rete di distribuzione nazionale della SNAM Rete Gas.

La Centrale è schematicamente costituita dalle unità di seguito descritte:

- ✓ Turbina a Gas della General Electric, modello PG9351(FA), dotata di bruciatori a basse emissioni del tipo Dry Low NOx con relativo generatore elettrico raffreddato ad Idrogeno;
- ✓ Turbina a Vapore della General Electric a condensazione e scarico assiale, modello A15-42, con relativo generatore elettrico raffreddato ad aria;
- ✓ Generatore di Vapore a Recupero di calore a tre livelli di pressione e risurriscaldamento, con degasatore integrato nel corpo cilindrico di bassa pressione;
- ✓ Condensatore raffreddato ad aria;
- ✓ apparecchiature ausiliarie.

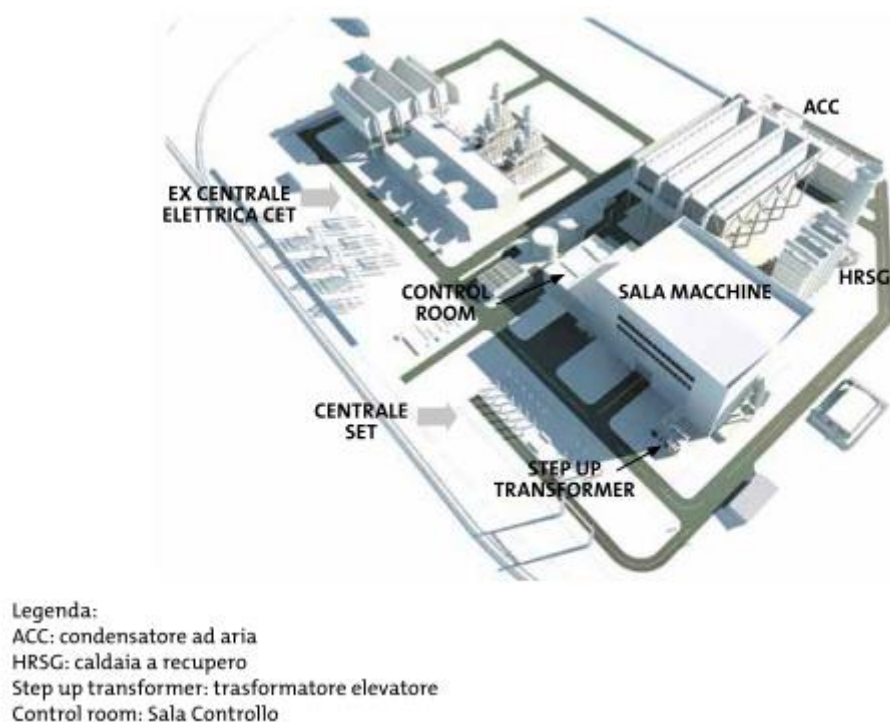


Figura 6 - Schematizzazione del sito produttivo

La Centrale può utilizzare come combustibile esclusivamente gas naturale prelevato dalla rete di distribuzione nazionale ed è schematicamente costituita dalle unità di seguito descritte, di cui vengono indicate le apparecchiature ed i sistemi principali (*package*):

- ✓ Unità 100 – Turbina a Gas
- ✓ Unità 200 – Generatore di Vapore a Recupero
- ✓ Unità 300 – Turbina a Vapore e Condensatore ad Aria
- ✓ Il “package” del Condensatore ad Aria, che comprende:
 - Condensatore del vapore;
 - Pozzo caldo;
 - Gruppo vuoto;
 - Condotto vapore esausto;
 - Sistema di raccolta e recupero drenaggi;
 - Sistema di pulizia;
 - Apparecchi di protezione (valvole di sicurezza e dischi di rottura).

- ✓ Unità 900 – Sistema Elettrico
- ✓ Unità 1100 – Acqua Raffreddamento Macchine
- ✓ Unità 1200 – Acqua Demineralizzata
- ✓ Unità 1300 – Acqua Servizi
- ✓ Unità 1400 – Aria Compressa
- ✓ Unità 1500 – Gas Naturale
- ✓ Unità 1700 – Caldaia Ausiliaria
- ✓ Unità 1800 – Trattamento Acque Reflue
- ✓ Unità 1900 – Sistema Antincendio
- ✓ Unità 2000 – Laboratorio di Analisi
- ✓ Unità 2100 – Sistema di Fatturazione dell’Energia Elettrica
- ✓ Unità 3000 – Riscaldamento, Ventilazione e Condizionamento dell’Aria
- ✓ Unità 4800 – Stazione Meteorologica

Le fasi principali del processo produttivo ed i vettori energetici ad esso applicabili sono illustrati in Figura 7 e rappresentano un classico ciclo combinato

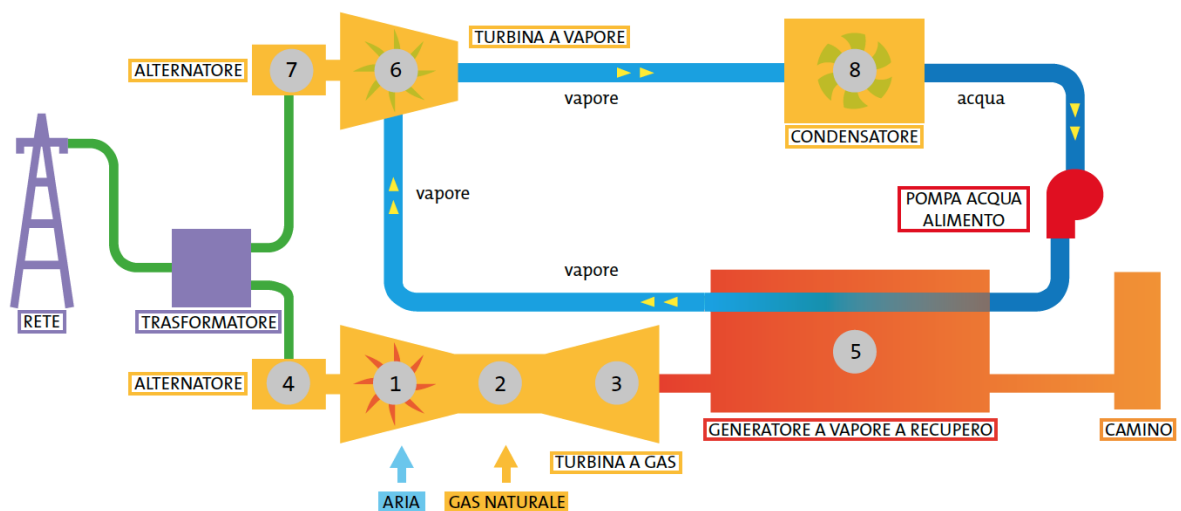


Figura 7 – Schema di flusso del processo produttivo

5.3.1 Descrizione del Processo

Il Gas Naturale, prelevato dalla rete nazionale di distribuzione della Snam Rete Gas è sottoposto a misura fiscale nella Stazione di Filtrazione e Misura (PK-1501) situata all'esterno del perimetro dell'impianto immediatamente a valle del punto di consegna della SNAM. Dopo filtrazione e misura, il gas viene inviato alla Stazione di Preriscaldamento e Riduzione (PK-1502), interna all'impianto, che provvede a ridurre la pressione del gas ad un valore adatto per alimentare la Turbina. A valle di essa il gas entra nel sistema di condizionamento della Turbina a Gas dove, dopo essere stato riscaldato per mezzo di acqua di alimento caldaia di media pressione, viene alimentato alla Turbina a Gas, dotata di sistemi di combustione DLN a basse emissioni di NO_x.

I gas di scarico della turbina entrano nel Generatore di Vapore a Recupero (GVR) che genera vapore a tre livelli di pressione, con risurriscaldamento. I gas sono poi scaricati in atmosfera mediante un camino alto 50 metri, ad una temperatura compresa fra 90 e 110 °C.

Il flusso dei gas di scarico nel Generatore di Vapore è orizzontale e incontra, in successione, i seguenti banchi di scambio termico:

- ✓ Surriscaldatore di Alta Pressione
- ✓ Risurriscaldatore di Media Pressione
- ✓ Evaporatore di Alta Pressione
- ✓ Surriscaldatore di Media Pressione
- ✓ Economizzatore di Alta Pressione (Sezione 1)
- ✓ Evaporatore di Media Pressione
- ✓ Surriscaldatore di Bassa Pressione
- ✓ Economizzatore di Media Pressione e economizzatore di Alta Pressione (Sezione 2), in parallelo
- ✓ Evaporatore di Bassa Pressione
- ✓ Preriscaldatore del condensato

Il condensato freddo proveniente dal pozzo caldo del condensatore viene alimentato al preriscaldatore del condensato per mezzo delle pompe di estrazione del condensato, passando attraverso il sistema di filtrazione del condensato. Una parte della portata di condensato all'uscita del preriscaldatore è ricircolata all'ingresso dello stesso per mezzo di una pompa di ricircolazione. La portata ricircolata è controllata al fine di mantenere la temperatura del condensato freddo in ingresso caldaia non inferiore

al valore minimo di 55°C, per evitare il fenomeno della corrosione acida sui serpentine del preriscaldatore.

All'uscita della sezione di preriscaldamento, il condensato caldo è alimentato alla torre di degasazione installata sul corpo cilindrico di Bassa Pressione. Una linea di by-pass del preriscaldatore permette di mantenere un'adeguata differenza di temperatura del condensato all'ingresso del degasatore, generalmente di 7°C, per consentire un'efficace degasazione. Il livello del corpo cilindrico è mantenuto controllando la portata di condensato attraverso una valvola di controllo dedicata.

La pressione operativa del corpo cilindrico BP è variabile in funzione delle condizioni ambientali e del carico dell'impianto, con un valore normale operativo di circa 4 barg. Il vapore generato è surriscaldato nel surriscaldatore e alimentato alla sezione di bassa pressione della Turbina a Vapore.

La pompa di alimento P-201 A/B aspira direttamente dal corpo cilindrico di Bassa Pressione, alimentando il corpo cilindrico di Alta Pressione e quello di Media Pressione per mezzo di uno spillamento intermedio dalla pompa alimento. Il minimo flusso della pompa è ricircolato al corpo cilindrico di aspirazione attraverso una linea dedicata.

L'acqua alimento di Alta Pressione fluisce attraverso l'economizzatore AP e alimenta il corpo cilindrico D-201, il cui livello è mantenuto attraverso una valvola di controllo comandata da una logica a tre elementi: livello del corpo cilindrico, portata di vapore generato e portata d'acqua alimento. Questi elementi, opportunamente combinati, definiscono il valore di *set-point* della portata d'acqua in ingresso, controllata direttamente agendo sulla valvola di controllo. Al fine di ottimizzare il funzionamento della pompa e di ridurre i consumi elettrici, un controllo di pressione differenziale a cavallo della valvola imposta la velocità di rotazione della pompa al fine di mantenere costante il salto di pressione sulla valvola.

La pressione operativa del corpo cilindrico AP varia in funzione delle condizioni ambientali e del carico dell'impianto, con un valore normale operativo di circa 144 barg. Il vapore generato è surriscaldato nei banchi surriscaldatori e alimentato alla sezione AP della Turbina a Vapore.

Un attemperatore posizionato fra i due serpentine di surriscaldamento provvede a controllare la temperatura massima del vapore surriscaldato (560°C) per mezzo di iniezione di acqua prelevata dalla sezione AP della pompa di alimento e regolata con un'apposita valvola di controllo.

L'acqua alimento di media pressione fluisce attraverso l'economizzatore MP e alimenta il corpo cilindrico D-202, il cui livello è mantenuto attraverso una valvola di controllo comandata da una logica a tre elementi: livello del corpo cilindrico, portata di vapore generato e portata d'acqua alimento.

Questi elementi, opportunamente combinati, definiscono il valore di set-point della portata d'acqua in ingresso, controllata direttamente agendo sulla valvola di controllo.

La pressione operativa del corpo cilindrico MP varia in funzione delle condizioni ambientali e del carico dell'impianto, con un valore normale operativo di circa 25 barg. Il vapore generato è surriscaldato nel surriscaldatore e, dopo miscelazione con il vapore scaricato dalla sezione AP della Turbina a Vapore, passa attraverso la sezione di risurriscaldamento di caldaia, da cui è alimentato alla sezione di Bassa Pressione della Turbina a Vapore. La pressione del corpo cilindrico MP viene controllata entro l'intervallo di pressione che garantisce il buon funzionamento del banco evaporatore tramite una valvola di controllo posta all'uscita del surriscaldatore.

Un attemperatore posizionato fra i due serpentini di risurriscaldamento provvede a controllare la temperatura massima del vapore risurriscaldato (560°C) per mezzo di iniezione di acqua prelevata dallo spillamento MP della pompa di alimento e regolata con un'apposita valvola di controllo.

In caso di alto livello nei corpi cilindrici durante le fasi di avviamento, è possibile scaricare l'eccesso d'acqua al serbatoio di spurgo discontinuo (D-205) attraverso apposite linee di *overflow* munite di valvole di controllo dedicate.

Durante il normale funzionamento dell'impianto le valvole di ammissione vapore in turbina sono completamente aperte e le pressioni dei corpi cilindrici sono lasciate libere di variare in funzione delle condizioni ambientali e dei bilanci idraulici all'interno dei circuiti. Durante i transitori o in condizioni di *off design*, le valvole di ammissione di AP e BP operano invece in regolazione per mantenere nei corpi cilindrici la pressione minima per garantire un'efficace separazione fra le fasi vapore e liquido, mentre la pressione del corpo cilindrico MP è regolata dalla valvola di controllo all'uscita del surriscaldatore.

Il vapore scaricato dalla turbina è inviato al condensatore ad aria. Un sistema di by-pass del vapore, progettato per il 100% della portata, permette di regolare la pressione del vapore durante le fasi di avviamento e durante i transitori, permettendo inoltre il funzionamento della Turbina a Gas quando la Turbina a vapore è fuori servizio (operazione in by-pass).

Tale sistema è costituito da una linea di depressurizzazione che convoglia il vapore AP al collettore MP by-passando la Turbina a vapore, provvedendo inoltre ad attemperare il vapore con acqua di alimento MP. I flussi di vapore MP risurriscaldato e LP surriscaldato vengono attemperati con condensato freddo e by-passati al condensatore attraverso linee di by-pass e *dump tubes* dedicati.

Gli incondensabili sono estratti dal condensatore e scaricati in atmosfera per mezzo del gruppo vuoto.

Il condensato è raccolto nel pozzo caldo (D-301).

L'acqua di reintegro al ciclo termico viene immessa nel pozzo caldo dove il livello del liquido è regolato attraverso una valvola di controllo. In caso di alto livello nel serbatoio, l'eccesso d'acqua è scaricato nella fogna pulita attraverso una linea dedicata sullo scarico della pompa del condensato.

La qualità dell'acqua del Ciclo Termico è controllata per mezzo di iniezione di additivi chimici: deossigenante ed ammine sono immessi nelle linee del condensato e di alimentazione caldaia, mentre il fosfato è aggiunto nei corpi cilindrici AP e MP.

La qualità dell'acqua del Generatore di Vapore è inoltre controllata per mezzo di spurghi sia continui che discontinui sui corpi cilindrici AP e MP, e da uno spurgo discontinuo sul corpo cilindrico BP.

La portata degli spurghi continui, raccolti nel serbatoio (D-204) in equilibrio di pressione col corpo cilindrico BP, viene regolata per mezzo di valvole ad angolo. Il vapore di "flash" viene recuperato nel sistema vapore BP mentre il liquido è raffreddato con acqua di raffreddamento macchine e quindi scaricato nel serbatoio spurgo discontinuo (D-205).

Anche gli spurghi discontinui sono raccolti nel serbatoio spurgo discontinuo (D-205) che scarica direttamente in atmosfera la fase vapore, mentre scarica in fogna pulita la frazione liquida, preventivamente raffreddata mediante acqua servizi.

5.3.2 Servizi ausiliari

Di seguito vengono descritti i principali sistemi ausiliari della Centrale a ciclo combinato.

5.3.2.1 Sistema di campionamento fluidi dal ciclo termico

Il sistema di campionamento fluidi permette di prelevare dei campioni da alcuni punti del ciclo termico, sui quali si effettuano analisi chimiche al fine di garantire il buon funzionamento di Generatore di Vapore a Recupero e Turbina a Vapore.

5.3.2.2 Sistema di iniezione additivi chimici

Il sistema di iniezione degli additivi chimici permette di condizionare l'acqua di caldaia in modo tale che le caratteristiche del vapore generato soddisfino i requisiti imposti dalla Turbina a vapore e dal GVR. Il trattamento chimico dell'acqua di caldaia prevede l'utilizzo di tre agenti chimici: fosfati, ammine e deossigenante.

Fosfati

Il sistema di iniezione fosfati inietta l'additivo specifico nei corpi cilindrici D-201 e D-202. Il fosfato è usato principalmente per il controllo del pH dell'acqua di caldaia.

Deossigenante

Il sistema di iniezione del deossigenante inietta l'additivo specifico nella linea di condensato prima dell'economizzatore e sulla linea d'aspirazione delle pompe alimento. Il deossigenante è usato principalmente per rimuovere le tracce di ossigeno rimaste dopo la deaerazione.

Ammine

Il sistema di iniezione delle ammine inietta l'additivo specifico nella linea di aspirazione delle pompe di alimento caldaia e nel pozzo caldo. Le ammine sono usate principalmente per alcalinizzare la condensa.

5.3.2.3 Acqua di Raffreddamento Macchine

Il sistema, a circuito chiuso, è costituito dalle seguenti apparecchiature:

- Scambiatore ad aria a ventilazione forzata per il raffreddamento dell'acqua;
- Pompe di circolazione dell'acqua di raffreddamento;
- Vaso di espansione dell'acqua;
- Tubazioni per la distribuzione dell'acqua alle utenze.

Il fluido di raffreddamento è costituito da acqua demineralizzata.

5.3.2.4 Sistema Acqua Demineralizzata

Il sistema produce acqua demineralizzata partendo da acqua di pozzo, mediante un sistema di demineralizzazione con resine a scambio ionico cationiche e anioniche, fra le quali è posto un decarbonatore comune, seguite da un *polishing* con sistema a letti misti.

Il sistema è costituito da:

- ✓ Impianto di produzione acqua demineralizzata;
- ✓ Serbatoio di accumulo dell'acqua demineralizzata;
- ✓ Pompe di reintegro dell'acqua demineralizzata
- ✓ Pompa di distribuzione dell'acqua demineralizzata alle utenze;
- ✓ Rete di distribuzione alle utenze.

L'impianto di demineralizzazione è attivato da un segnale di basso livello nel serbatoio di accumulo e resta in funzione fino a quando il livello non raggiunge una soglia prestabilita. Generalmente un solo treno è in funzione, mentre l'altro è in rigenerazione, o in attesa. È però possibile operare manualmente in parallelo i due treni per il riempimento veloce del serbatoio di accumulo.

5.3.2.5 Sistema Acqua Servizi

Il sistema, che preleva acqua da un pozzo situato all'interno dei confini dell'impianto e, dopo averla filtrata mediante filtri a sabbia, la accumula e la distribuisce agli utenti, è costituito da:

- ✓ Pompe di pozzo;
- ✓ Sistema di filtrazione;
- ✓ Serbatoio di accumulo acqua servizi, con volume dedicato all'accumulo dell'acqua antincendio;
- ✓ Pompe di distribuzione dell'acqua servizi;
- ✓ Impianto di potabilizzazione.

Il sistema di filtrazione è alimentato direttamente dalle pompe di pozzo, azionate da un segnale di basso livello nel serbatoio di accumulo. Generalmente una sola pompa è in funzione mentre l'altra è di scorta ma, in casi eccezionali o d'emergenza, è possibile operare le pompe in parallelo.

Un misuratore di portata posto sulla linea dalle pompe al sistema di filtrazione misura la portata erogata, mentre un totalizzatore permette di registrare il volume d'acqua prelevato dal pozzo.

La pulizia dei filtri viene effettuata con acqua prelevata dal serbatoio da pompe dedicate all'interno del package.

Il serbatoio funge inoltre da accumulo dell'acqua per il sistema antincendio.

L'aspirazione delle pompe di distribuzione dell'acqua servizi è posta ad una quota superiore al fondo del serbatoio al fine di garantire il volume d'acqua adeguato per il sistema antincendio.

5.3.2.6 Sistema Aria Compressa

Il sistema produce aria compressa che alimenta le reti di distribuzione, tra loro indipendenti, di aria servizi ed aria strumenti ed è costituito dalle seguenti apparecchiature:

- ✓ Compressori Aria;
- ✓ Serbatoio di Accumulo Aria Compressa;
- ✓ Essiccatore Aria Strumenti;
- ✓ Tubazioni di distribuzione aria impianto e aria strumenti.

I compressori aria, di cui uno di riserva, si attivano per effetto di un segnale di bassa pressione e si spengono qualora viene raggiunta una soglia massima di pressione.

Il sistema è strutturato in modo tale da privilegiare la disponibilità di aria compressa alla rete di distribuzione di aria strumenti, privando, in caso di mancanza d'aria, la rete di distribuzione aria servizi.

Questo avviene per mezzo della valvola di controllo 14-PV-001 posta sull'alimentazione al collettore

aria impianto che viene chiusa per effetto di un segnale di bassa pressione sull'alimentazione dell'aria strumenti.

5.3.2.7 Sistema Gas Naturale

Il sistema Gas Naturale è costituito dai seguenti sottosistemi:

- ✓ Stazione di Filtrazione e Misura (PK-1501)
- ✓ Stazione di Preriscaldamento e Riduzione della pressione (PK-1502)

Il gas naturale, proveniente dalla rete SNAM Rete Gas, ad una pressione di circa 60 bar, è alimentato all'impianto attraverso la stazione di filtrazione e misura, composta da due linee in parallelo, ciascuna dimensionata per la piena portata, e costituite da:

- ✓ un filtro di caratteristiche conformi allo standard REMI ;
- ✓ un sistema di misura di tipo volumetrico.

Il gas è quindi alimentato alla stazione di preriscaldamento e riduzione della pressione, a sua volta composta da due linee in parallelo dimensionate per la piena portata, più una linea di riduzione dedicata per la caldaia ausiliaria. Ciascuna delle linee principali è costituita da:

- ✓ scambiatore di calore a vapore;
- ✓ una valvola autoregolata di riduzione della pressione;
- ✓ una valvola autoregolata di protezione (monitor).

La linea di riduzione della pressione per la caldaia ausiliaria ha la stessa configurazione delle linee principali (scambiatore di calore, valvola regolante, valvola monitor) ma è dotata di un riscaldatore elettrico per gli avviamenti a freddo.

Durante il normale funzionamento il vapore per il preriscaldamento del gas naturale è prelevato dal collettore di vapore BP, mentre durante le fasi di avviamento a freddo, quando non è disponibile vapore dal ciclo termico, si utilizza vapore proveniente dalla caldaia ausiliaria.

La stazione di riduzione alimenta il gas naturale alla Turbina a Gas e alla caldaia ausiliaria alle pressioni richieste dalle relative utenze. Il gas alimenta la caldaia ausiliaria ad una pressione di circa 3 bar, mentre alimenta i bruciatori della turbina ad una pressione di circa 30 bar.

5.3.2.8 Caldaia Ausiliaria

La caldaia ausiliaria fornisce il vapore all'impianto durante le fasi di avviamento e comunque qualora non sia disponibile vapore dal ciclo termico. Il sistema è principalmente costituito da un generatore di

vapore a tubi di fumo da 15 t/h con relative pompe d'alimento, ed è dotato di un sistema di monitoraggio delle emissioni gassose.

Il vapore generato alimenta il gruppo vuoto di avviamento del condensatore, il sistema delle tenute della Turbina a Vapore e la stazione di preriscaldamento del gas naturale. È possibile inoltre alimentare vapore per il preriscaldamento degli evaporatori e dei corpi cilindrici del GVR.

5.3.2.9 Sistema di raccolta e trattamento acque reflue

I sistemi fognari di Centrale raccolgono separatamente i seguenti tipi di effluenti:

- ✓ acque pulite
- ✓ acque potenzialmente oleose
- ✓ acque sanitarie
- ✓ eluati salini

Tutti i tipi di acque vengono convogliati, dopo idoneo trattamento, alla vasca di raccolta delle acque pulite e da qui scaricate al ricettore finale.

Il sistema di trattamento acque comprende:

- ✓ Il bacino di raccolta delle acque potenzialmente contaminate;
- ✓ La pompa di sollevamento delle acque potenzialmente contaminate;
- ✓ Il sistema di disoleazione: pompe di alimento, disoleatore a pacchi lamellari (PK-1804 A/B), flottatore ad aria, sistema di iniezione del polielettrolita;
- ✓ Vasca di raccolta delle acque pulite;
- ✓ Sistema di trattamento biologico: vasca di raccolta, pompe di alimento e sistema di trattamento biologico;
- ✓ Vasca di raccolta degli eluati salini con relativo sistema di neutralizzazione e pompe di svuotamento.

5.3.2.10 Sistema Antincendio

Il sistema di distribuzione dell'acqua antincendio copre tutta l'area occupata dall'impianto e permette di avere a disposizione, attraverso idranti e bocchette, l'acqua antincendio in tutti i punti in cui è ritenuta necessaria.

L'acqua antincendio è attinta dal Serbatoio Acqua Servizi TK-1301 e immessa in rete per mezzo di una stazione di pompaggio dotata di una pompa di pressurizzazione o Jockey Pump (P-1901) e di due pompe antincendio: una azionata da motore elettrico (P-1902 A) e l'altra da motore diesel (P-1902 B).

La pompa di pressurizzazione mantiene la rete in pressione e si attiva periodicamente quando questa scende per effetto delle perdite del circuito.

5.3.3 Sistema elettrico di centrale

Il sistema elettrico della Centrale è costituito da:

- ✓ un montante generatore-trasformatore, dove il trasformatore ha due avvolgimenti secondari, uno per il generatore della Turbina a Gas ed uno per il generatore della Turbina a Vapore;
- ✓ una stazione a 380 kV per il collegamento alla RTN;
- ✓ un sistema di distribuzione ausiliario per l'alimentazione delle utenze elettriche di Centrale, a due livelli di tensione, rispettivamente 6 kV per alimentare le utenze di potenza >200 kW e 400 V per alimentare le utenze di BT.

5.3.3.1 Montante generatore-trasformatore

Il montante è costituito da:

- ✓ un generatore sincrono trifase accoppiato alla Turbina a Gas (G1);
- ✓ un generatore sincrono trifase accoppiato alla Turbina a Vapore (G2);
- ✓ due interruttori di macchina (GCB1 e GCB2), completi di sezionatore di linea, sezionatori di terra, trasformatori di misura e protezione, condensatore;
- ✓ un trasformatore elevatore 400/15,75/15 kV (UT1);
- ✓ condotti sbarre a 15,75 kV per i collegamenti generatore Turbina a Gas-interruttore, interruttore-trasformatore elevatore e trasformatore di unità;
- ✓ condotti sbarre a 15 kV per i collegamenti generatore Turbina a Vapore-interruttore e interruttore-trasformatore elevatore.

Il generatore della Turbina a Gas è dotato di sistema di eccitazione statico, AVR (Automatic Voltage Regulator) ed avviatore statico. Il centro stella del generatore è collegato a terra tramite impedenza, con corrente di guasto inferiore a 10 A.

Il generatore della Turbina a Vapore è dotato di sistema di eccitazione statico e AVR. Il centro stella del generatore è collegato a terra tramite impedenza, con corrente di guasto inferiore a 10 A.

5.3.3.2 Stazione 380 kV

La stazione a 380 kV di collegamento con la rete di trasmissione nazionale è costituita da un montante di arrivo dal trasformatore elevatore di unità (UT1) e da un punto di passaggio cavo/linea aerea.

Il montante trasformatore è costituito da:

- ✓ tre scaricatori a protezione del trasformatore elevatore;
- ✓ un sezionatore di linea (EHV1-Q81.1) con lama di terra lato trasformatore (EHV1-Q89.1);
- ✓ tre trasformatori di corrente per misura e protezione (EHV1-CT1);
- ✓ tre trasformatori di tensione per misura (EHV1-VT1);
- ✓ un interruttore (EHV1-Q52);
- ✓ tre trasformatori di corrente per misura e protezione (EHV1-CT2);
- ✓ un sezionatore di linea (EHV1-Q81.2) con lama di terra lato linea (EHV1-Q89.2);
- ✓ tre trasformatori di tensione per misura e protezione;
- ✓ tre terminali cavo.
- ✓ Il punto di passaggio cavo/linea aerea è costituito da:
 - ✓ tre terminali cavo;
 - ✓ tre scaricatori;
 - ✓ tre trasformatori di corrente per protezione (EHV1-CT3);
 - ✓ un sezionatore di linea (EHV1-Q81.3) con due lame di terra (EHV1-Q89.3-1 e EHV1-Q89.3-2).

5.3.3.3 Sistema di distribuzione dei servizi ausiliari

Il sistema di distribuzione per l'alimentazione dei servizi ausiliari di Centrale comprende i seguenti sistemi:

- ✓ Sistema 6 kV
- ✓ Sistema 400 V
- ✓ Sistema 110 V cc
- ✓ Sistema UPS
- ✓ Quadri di alimentazione del package Turbina a Gas

5.3.3.4 Automazione del sistema elettrico

Le apparecchiature elettriche dei montanti di generazione (GCB1 e GCB2) e del montante di alta tensione (EHV1) sono controllate sia dai sistemi di controllo delle due turbine GT-MARK VI ed ST-MARK VI forniti da GE, sia dal sistema EMS.

Le apparecchiature del sistema di distribuzione MT e BT dei servizi ausiliari di Centrale sono controllate dal sistema DCS/EMS.

Dalla stazione d'interfaccia operatore DCS/EMS è possibile all'operatore monitorare e gestire l'intero sistema elettrico, ad eccezione degli ausiliari della Turbina a Gas

Come già accennato, la centrale, nel suo ciclo termodinamico, non può essere suddivisa in singole sezioni indipendenti dalle altre ma deve necessariamente essere inteso come un *unicum* funzionale. Tuttavia alcune sezioni (specie quelle degli impianti ausiliari), a parità di funzione svolta, presentano tecnologie che sono state analizzate perché potenzialmente oggetto di interventi di miglioramento energetico. Ci si riferisce, in particolare, alle ventole del condensatore ad aria (Figura 8) e dell'impianto dell'acqua di raffreddamento macchine (Figura 9)



Figura 8 - Vista dei ventilatori del condensatore ad aria



Figura 9 – Impianto acqua raffreddamento macchine

Sempre il sistema di raffreddamento macchine risulta di interesse per la sua sezione di pompaggio (Figura 10) in quanto i motori elettrici presenti sono di taglia importante e, quando la centrale non è in assetto di generazione, appaiono essere sovradimensionati per le esigenze del sito, destinate quasi esclusivamente al raffreddamento dei compressori.



Figura 10 - Sezione di pompaggio dell'impianto acqua raffreddamento impianti



Figura 11 - Compressori Atlas Copco raffreddati ad acqua presenti nella centrale di generazione di aria compressa

Ulteriore elemento oggetto potenzialmente di analisi e miglioramento è la centrale di generazione di aria compressa (Figura 11), in particolare in assetto di non generazione della centrale.

6 Indicatori energetici di riferimento

Per il ciclo combinato in esame, per quanto sinora descritto, non sono stati analizzate le performance di generazione di energia elettrica, rimandando alle scelte strategiche e agli interventi in corso da parte dei tecnologi di centrale e del licenziatario di impianto.

Viceversa, sono stati presi a riferimento valori degli indicatori di riferimento, reperibili in letteratura, o derivanti dall'esperienza degli autori, riferiti agli impianti di generazione di aria compressa e ai motori elettrici che attivano le giranti dei condensatori e/o delle stazioni di pompaggio.

Tabella 10 – Indicatori di riferimento: servizi ausiliari e generali

Indicatore	Descrizione	u.m.	Valore di riferimento	Fonte	Anno di pubblicazione
1	Produzione di aria compressa	kWh/mc	0,12	BAT di mercato	-
2	Motori elettrici IE3 con potenza superiore a 30 kW	%	da 92,9% a 95,8%	Regolamento della Commissione (CE) 640 / 2009	2009

7 Consumi Energetici

La Tabella 11 riassume i consumi energetici complessivi del sito produttivo. I valori riportati si riferiscono ai consumi in termini di energia primaria.

Tabella 11 – Consumi complessivi

Anno	Consumo	u.m.	Consumo	u.m.
2014	18.345.029	kWh	3.430	TEP
2014	122.753.848	Smc	101.271	TEP

8 Struttura Energetica Aziendale

La struttura energetica aziendale ed il calcolo degli indici di prestazione energetica del sito oggetto della diagnosi energetica sono stati definiti sulla base degli assetti impiantistici e dei consumi relativi all'anno 2014.

Il sito è stato scomposto secondo quanto previsto dalle indicazioni ENEA⁴ in 4 livelli (A, B, C, D) e sono state costruite tante rappresentazioni della struttura energetica quanti sono i vettori energetici individuati.

Poiché il livello A è un livello di sintesi, comune a tutti i livelli B, C e D dei modelli energetici relativi al singolo vettore energetico, verrà riportato una sola volta, mentre i restanti grafici saranno suddivisi come segue:

- **Livello B (Stabilimento):** suddivisione dei consumi a livello d'impianto e costruzione dell'indice di prestazione energetica Globale **IPg** (totale consumo del vettore energetico analizzato a livello d'impianto rapportato al quantitativo e unità di misura della destinazione d'uso generale).
- **Livello C (Aree Energetiche Funzionali):** suddivisione dei consumi a livello delle tre Aree Energetiche Funzionali (Attività Principali, Servizi Ausiliari e Servizi Generali) e costruzione dell'indice di prestazione energetica Globale delle singole aree **IPg** (totale consumo del vettore energetico analizzato a livello di singole Aree Energetiche Funzionali rapportato al quantitativo e unità di misura della destinazione d'uso generale).
- **Livello D (Singoli processi/Impianti):** suddivisione dei consumi a livello dei singoli processi afferenti alle tre Aree Energetiche Funzionali di cui al livello B e costruzione dell'indice di prestazione energetica Globale del singolo processo **IPg** (totale consumo del vettore energetico analizzato a livello di singolo processo rapportato al quantitativo e unità di misura della destinazione d'uso generale) e dell'indicatore di prestazione energetica specifico (totale consumo del vettore energetico analizzato a livello di singolo processo rapportato al valore dell'energy driver specifico del processo in analisi) **IPs**.

Le figure successive illustrano il grafo dei livelli B, C, D per ciascuno dei vettori energetici utilizzati all'interno del sito.

⁴ La struttura energetica aziendale proposta è definita in coerenza con le indicazioni di cui al documento ENEA "Elementi su come elaborare la documentazione necessaria al rispetto degli obblighi previsti nell'art. 8 del decreto legislativo 102/2014 in tema di diagnosi energetica".

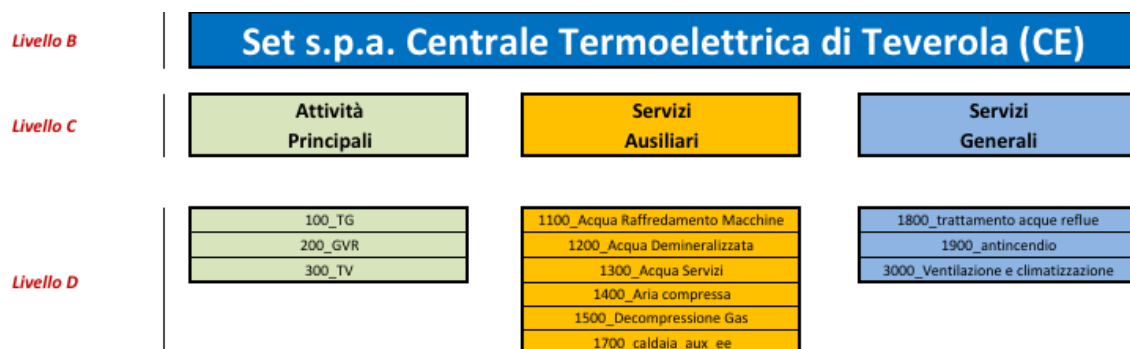


Figura 12 – Struttura energetica aziendale – Energia elettrica

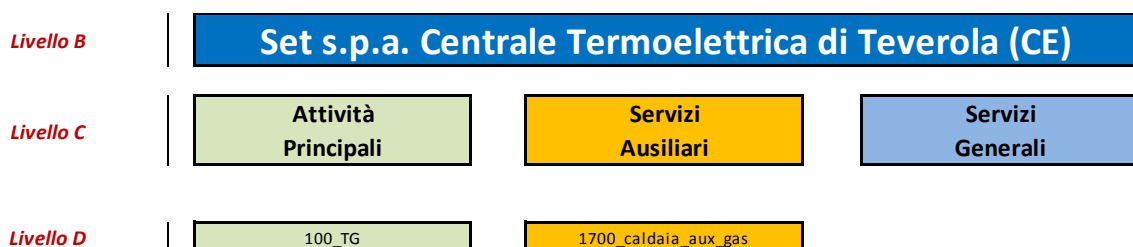


Figura 13 – Struttura energetica aziendale – Gas naturale

8.1 Livello A

I dati di livello A sono riassunti in Tabella 2 e nella tabella che segue.

Tabella 12 - Informazioni del Livello A

CODICE	VETTORE	u.m.	valore	Fattore conversione in tep	PCI o EER	TEP	Vtot [tep]
1	Energia elettrica	kWh	7.285.000	$0,187 \times 10^{-3}$		1.362	102.634
2	Gas naturale	Sm3	122.753.848	8.250×10^{-7}	8.250	101.272	
3	Calore	kWh		$860/0,9 \times 10^{-7}$		0	
4	Freddo	kWh		$(1/ EER) \times 0,187 \times 10^{-3}$		0	
5	Biomassa	t		$PCI (kcal/kg) \times 10^{-4}$		0	
6	Olio combustib.	t		$PCI (kcal/kg) \times 10^{-4}$	9.800	0	
7	GPL	t		$PCI (kcal/kg) \times 10^{-4}$	11.000	0	
8	Gasolio	t		$PCI (kcal/kg) \times 10^{-4}$	10.200	0	
9	Coke di petrolio	t		$PCI (kcal/kg) \times 10^{-4}$	8.300	0	
11	Altro						
12							
13							

Tabella 13 - Dati di trasformazione interna di energia

CODICE	VETTORE	u.m.	Bilancio	Generazione	Totale	TEP
1	Energia elettrica	kWh	Produzione	614.043.600	614.043.600	114.826
			Consumi interni	13.787.600	13.787.600	2.578
			Esportazione	600.256.000	600.256.000	112.248
2	Gas naturale	Sm3	Utilizzo	122.753.848	122.753.848	101.272
3	Calore	kWh	Produzione		0	0
			Consumi interni		0	0
			Esportazione		0	0
4	Freddo	kWh	Produzione		0	
			Consumi interni		0	
			Esportazione		0	

8.2 Livello B, C, D

I dati relativi ai consumi energetici sono riassunti nelle tabelle che seguono, nelle quale sono riportati, per il vettore energetico utilizzato (energia elettrica), il rapporto tra il consumo e la destinazione d'uso generale definita in Tabella 8 .

La Tabella 14 riporta la destinazione d'uso specifica per ogni uso energetico, ove disponibile, e la Tabella 17 elenca gli indicatori di prestazione specifica.

Per la metodologia di raccolta dei dati di produzione e consumo si rimanda al Paragrafo 4.3.

Tabella 14 – Usi energetici e relative destinazioni d'uso specifiche

Uso energetico	Destinazione d'uso specifica	u.d.m.
Aria compressa	volume aria compressa prodotto	mc
Decompressione gas	volume di gas naturale decompresso	Smc
Trattamento acque reflue	volumi trattati ⁵	mc
Impianto demineralizzazione	volume acqua demineralizzata	mc

⁵ Il volume di acque trattate all'impianto di trattamento acque viene cautelativamente stimato in 25.000 mc sulla base dei volumi allo scarico del 2014. Di recente sono stati installati misuratori di portata che consentiranno di utilizzare, a partire dal 2016, dati registrati.

Tabella 15 - Livello B e C - Consumi per tutti i Vettori Energetici analizzati

ENERGIA ELETTRICA			CONSUMO	TEP ING.	lpg	
			kWh	tep	tipo misura [continuo, spot o calcolo]	kWh / MWh
LB	j=1	ENERGIA ELETTRICA	21.072.600	3.941	continuo	34,32
			CONSUMO	TEP ING.	lpg	
LC	1.1	ATTIVITA' PRINCIPALI	11.980.486	2.240	calcolo	19,51
LC	1.2	SERVIZI AUSILIARI	6.055.544	1.132	calcolo	9,86
LC	1.3	SERVIZI GENERALI	2.832.174	530	calcolo	4,61

Tabella 16 - Livello D - Consumi per tutti i Vettori Energetici analizzati

			CONSUMO	TEP ING.	lpg	
LC	1.1	ATTIVITA' PRINCIPALI	11.980.486	2.240	calcolo	19,51
LD	1.1.1	100_TG	3.106.425	581	calcolo	5,06
	1.1.2	200_GVR	5.555.294	1.039	calcolo	9,05
	1.1.3	300_TV	3.318.768	621	calcolo	5,40
LC	1.2	SERVIZI AUSILIARI	3.328.994	623	calcolo	5,42
LD	1.2.1	1100_Acqua Raffreddamento Macchine	1.787.808	334	calcolo	2,91
	1.2.2	1200_Acqua Demineralizzata	789.026	148	calcolo	1,28
	1.2.3	1300_Acqua Servizi	246.655	46	calcolo	0,40
	1.2.4	1400_Aria compressa	380.272	71	calcolo	0,62
	1.2.5	1500_Decompressione Gas	30.625	6	calcolo	0,05
	1.2.6	1700_caldaia_aux_ee	94.608	18	calcolo	0,15
LC	1.3	SERVIZI GENERALI	2.832.174	530	calcolo	4,61
LD	1.3.1	1800_trattamento acque reflue	82.585	15	calcolo	0,13
	1.3.2	1900_antincendio	16.469	3	calcolo	0,03
	1.3.3	3000_Ventilazione e climatizzazione	2.733.120	511	calcolo	4,45

Tabella 17 - Indicatori di prestazione specifici (ove disponibili i fattori di normalizzazione)

ENERGIA ELETTRICA			CONSUMO				
			kWh	Consumi monitorati/ calcolati	Altro	Copertura del 95% dei consumi raggiunta	
LB	j=1	ENERGIA ELETTRICA	21.072.600	20.868.204	204.396		
			CONSUMO	D.s.		Ips	
LC	1.1	ATTIVITA' PRINCIPALI	11.980.486	valore	u.m.	valore	u.m. [kWh/D.s.]
LD	1.1.1	100_TG	3.106.425				
	1.1.2	200_GVR	5.555.294				
	1.1.3	300_TV	3.318.768				
LC	1.2	SERVIZI AUSILIARI	6.055.544	valore	u.m.	valore	u.m. [kWh/D.s.]
LD	1.2.1	1100_Acqua Raffreddamento Macchine	1.787.808				
	1.2.2	1200_Acqua Demineralizzata	789.026	52.320	mc	15,08	kWh / mc
	1.2.3	1300_Acqua Servizi	246.655				
	1.2.4	1400_Aria compressa	380.272	1.800.000	mc	0,21	kWh / mc
	1.2.5	1500_Decompressione Gas	30.625	122.754	Smc x 10 ³	0,25	kWh / Smc x 10 ³
	1.2.6	1700_caldaia_aux_ee	94.608				
	1.2.7	perdite di trasformazione	2.726.550				
LC	1.3	SERVIZI GENERALI	2.832.174	valore	u.m.	valore	u.m. [kWh/D.s.]
LD	1.3.1	1800_trattamento acque reflue	82.585	25.000	mc	3,30	kWh / mc
	1.3.2	1900_antincendio	16.469				
	1.3.3	3000_Ventilazione e climatizzazione	2.733.120	8.434	mq	324,06	kWh / mq

9 Analisi dei consumi energetici

I consumi energetici della centrale di Teverola comprendono gli autoconsumi dell'impianto stesso e i consumi dei diversi apparati ausiliari (impianto a supporto). Sono inoltre compresi i consumi dei servizi generali quali, ad esempio, la palazzina uffici.

L'energia elettrica utilizzata in impianto viene prelevata da rete in caso di centrale in assetto non produttivo mentre viene decurtata direttamente da quanto prodotto, nel caso di assetto in marcia del ciclo combinato. La Tabella 18 che segue dettaglia i consumi mensili del sito produttivo e la corrispondente quantificazione in tonnellate equivalenti di petrolio (TEP). Analogamente, nella tabella successiva, avviene per il gas naturale, compreso quello utilizzato per il funzionamento del ciclo produttivo di centrale. In questa analisi la produzione della centrale viene intesa come produzione lorda complessiva mentre i consumi, anche se prelevati dalla produzione nel caso di assetto in marcia, sono virtualmente intesi come totale prelievo dalla rete esterna. Ciò ai soli fini del modello energetico e dell'analisi degli indicatori di prestazione energetica.

Tabella 18 – Consumi mensili – Energia elettrica

Mese	Consumo	u.m.	Consumo	u.m.
Gennaio	2.387.458	kWh	446,11	TEP
Febbraio	1.768.085	kWh	330,32	TEP
Marzo	1.477.340	kWh	275,92	TEP
Aprile	1.024.195	kWh	191,19	TEP
Maggio	936.117	kWh	153,67	TEP
Giugno	1.892.930	kWh	353,65	TEP
Luglio	1.692.758	kWh	315,24	TEP
Agosto	1.180.936	kWh	220,27	TEP
Settembre	1.570.352	kWh	293,34	TEP
Ottobre	1.432.213	kWh	267,13	TEP
Novembre	1.102.796	kWh	205,91	TEP
Dicembre	1.879.849	kWh	351,14	TEP

Tabella 19 – Consumi mensili – Gas naturale

Mese	Consumo	u.m.	Consumo	u.m.
Gennaio	18.291.117	Smc	15.090,17	TEP
Febbraio	12.176.946	Smc	10.045,98	TEP
Marzo	9.560.440	Smc	7.887,36	TEP
Aprile	5.424.471	Smc	4.475,19	TEP
Maggio	4.386.887	Smc	3.619,18	TEP
Giugno	15.392.489	Smc	12.698,80	TEP
Luglio	11.485.612	Smc	9.475,63	TEP
Agosto	5.682.540	Smc	4.688,10	TEP
Settembre	11.999.459	Smc	9.899,55	TEP
Ottobre	8.433.679	Smc	6.957,79	TEP
Novembre	5.192.724	Smc	4.284,00	TEP
Dicembre	14.727.484	Smc	12.150,17	TEP

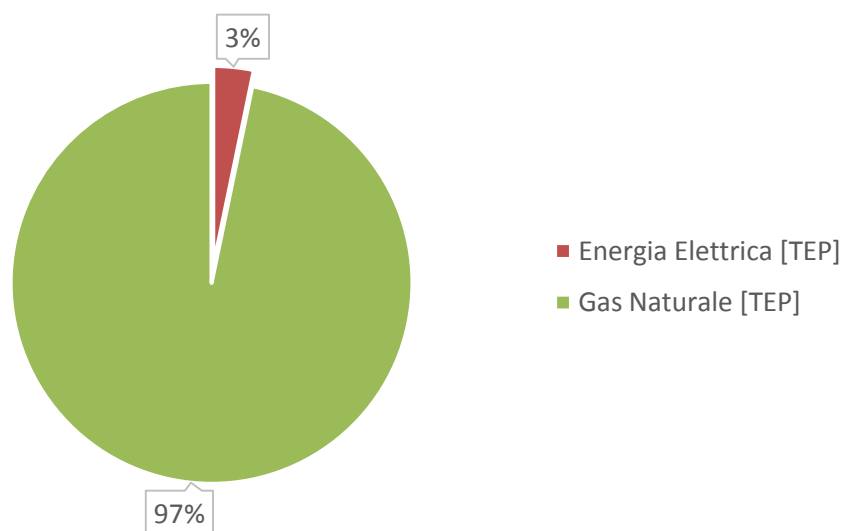


Figura 14 – Energia utilizzata nell’impianto con ipotesi di completo prelievo dell’energia elettrica da rete e completa trasformazione del gas naturale in energia ceduta (ipotesi funzionale al solo modello energetico), in TEP.

Invece, gli utilizzi di energia elettrica intesa suddivisa nelle diverse componenti di autoprodotta e prelevata da rete sono riassunti in Tabella 20 e Figura 15.

Tabella 20 - Utilizzi di energia elettrica suddivisi per fonte

Energia elettrica	MWh	TEP
Autoprodotta	11.061	2.068
Acquistata da terzi (380 kV)	7.142	1.336
Acquistata da terzi (20 kV)	142	27

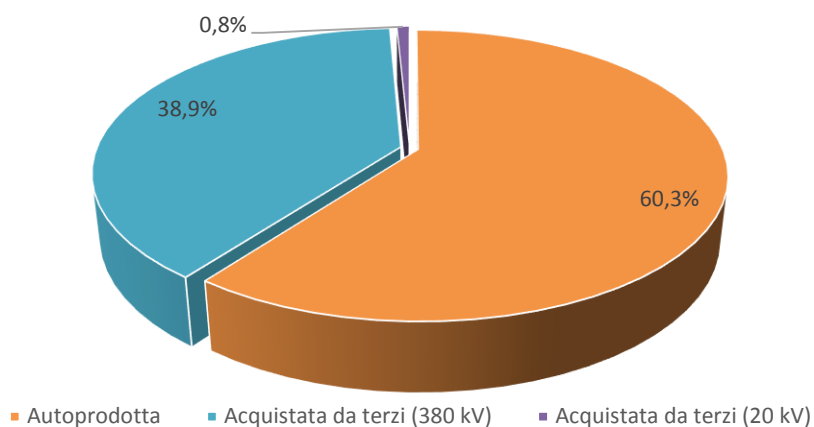


Figura 15 - Ripartizione dell'utilizzo di energia elettrica

La ripartizione, invece, dell'energia primaria utilizzata dal sito produttivo è riprodotta in Figura 16, con una scontata prevalenza del gas naturale utilizzato per la trasformazione in energia elettrica.

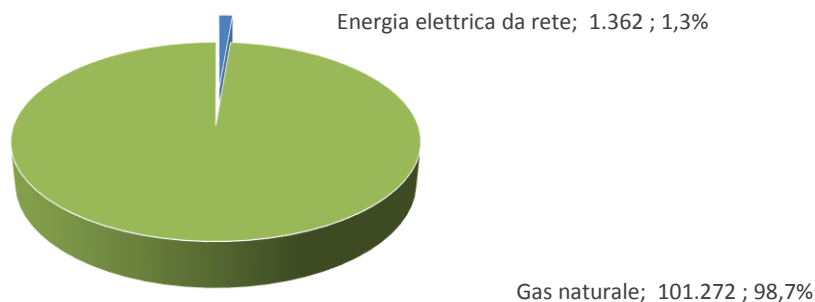


Figura 16 - Ripartizione dell'energia primaria utilizzata dal sito produttivo (valori in TEP e percentuale di ripartizione)

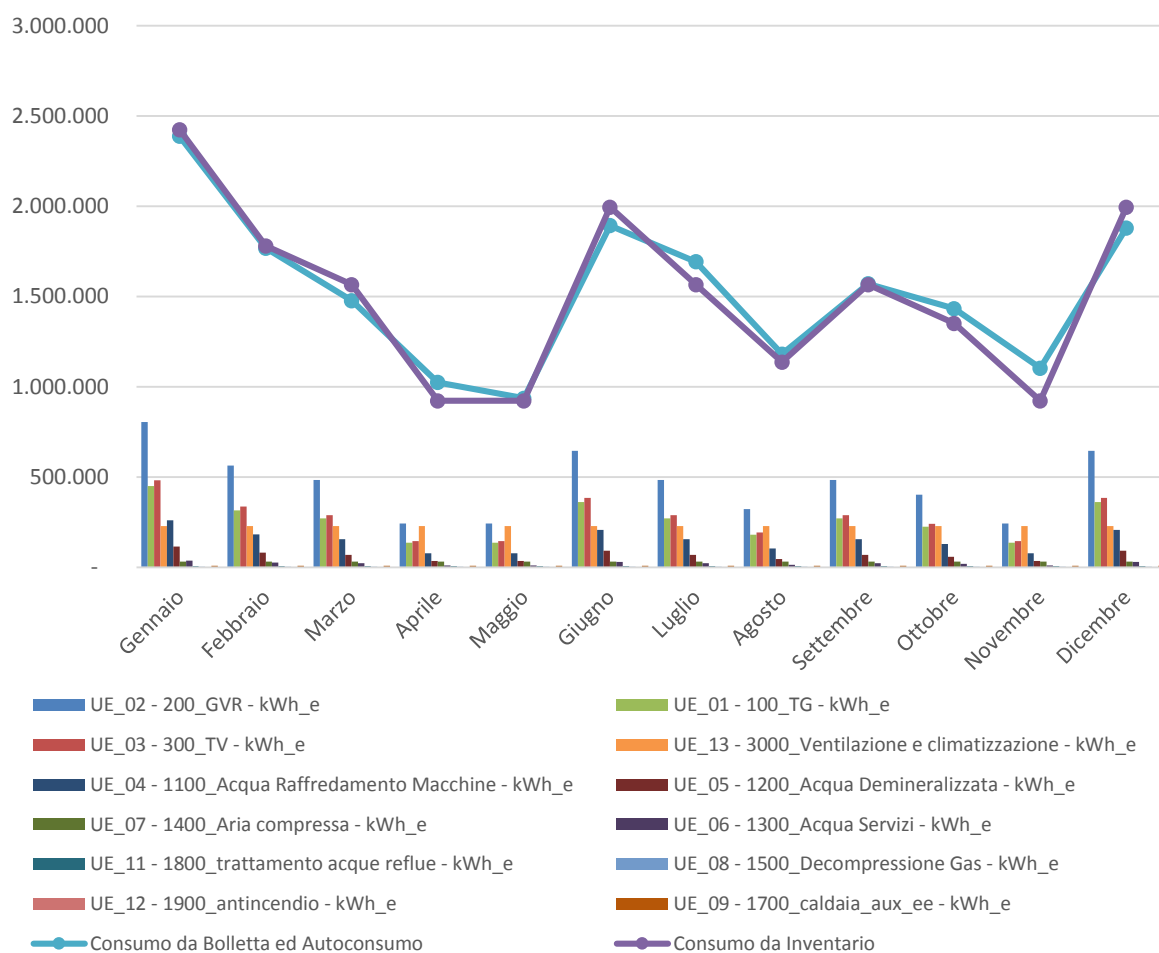


Figura 17 – Consumi di energia elettrica. Confronto tra energia elettrica misurata e quantità di energia elettrica ricostruita tramite il modello energetico sulla base dell'inventario energetico, per i singoli usi energetici. L'istogramma rappresenta il volume di energia elettrica mensile dei singoli utilizzatori.

Scostamento Consumo - Energia Elettrica

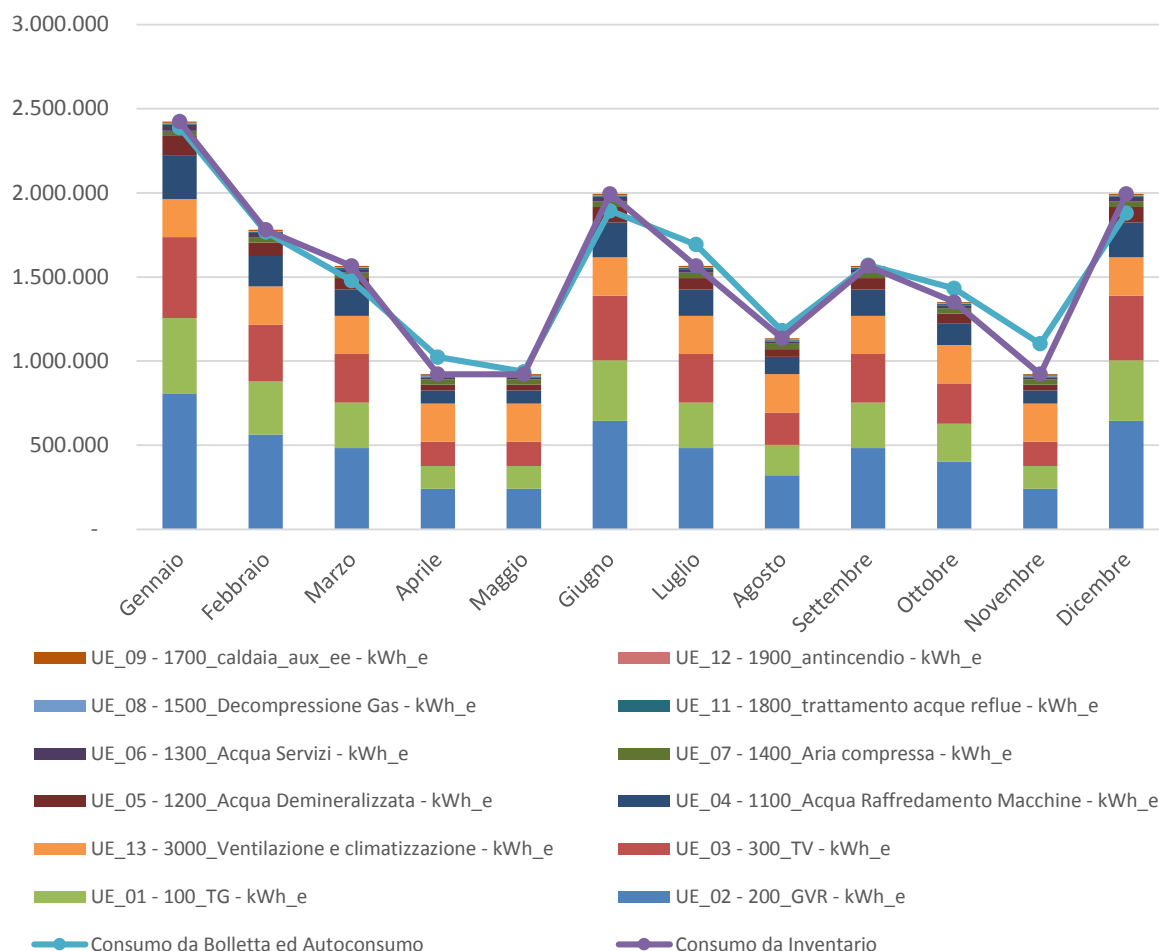


Figura 18 - Consumi di energia elettrica. Confronto tra energia elettrica misurata e quantità di energia elettrica ricostruita tramite il modello energetico sulla base dell'inventario energetico, per i singoli usi energetici. L'istogramma riporta per quota parte, le componenti rappresentative dei singoli impianti utilizzatori di energia elettrica.

La Figura 17 rappresenta l'esito del modello energetico predisposto sulla base dell'inventario energetico e dei fattori di utilizzo. I dati presenti nell'inventario energetico, sono riferiti alle caratteristiche di targa degli impianti e delle apparecchiature, ai fattori di utilizzo e ai profili di carico. Questi ultimi derivano da utilizzi standard considerati in letteratura e sono, per il caso specifico riformulati in funzione dell'evoluzione del ciclo produttivo nel corso del 2014. La definizione, inoltre, dei profili di utilizzo è dettata, nel caso specifico, dalle informazioni ricevute in occasione delle attività in sito e dai dati e informazioni trasmessi dopo tali attività, tra il gruppo di audit e i referenti tecnici di centrale. Con l'utilizzo del metodo di taratura e validazione del modello energetico, a partire dai dati

di inventario energetico, come citato, si è giunti alla rappresentazione del totale di energia elettrica mensile per l'intero impianto, con oscillazioni dell'accuratezza comprese tra -12% e +10% e con una chiusura del bilancio elettrico sull'intero anno pari al 99,7% dei consumi misurati tramite i sistemi di centrale.

La Figura 18, analoga alla precedente, riporta in istogramma il totale di energia mensile utilizzata dal sito produttivo, individuando le componenti di consumo riferite ai singoli usi energetici.

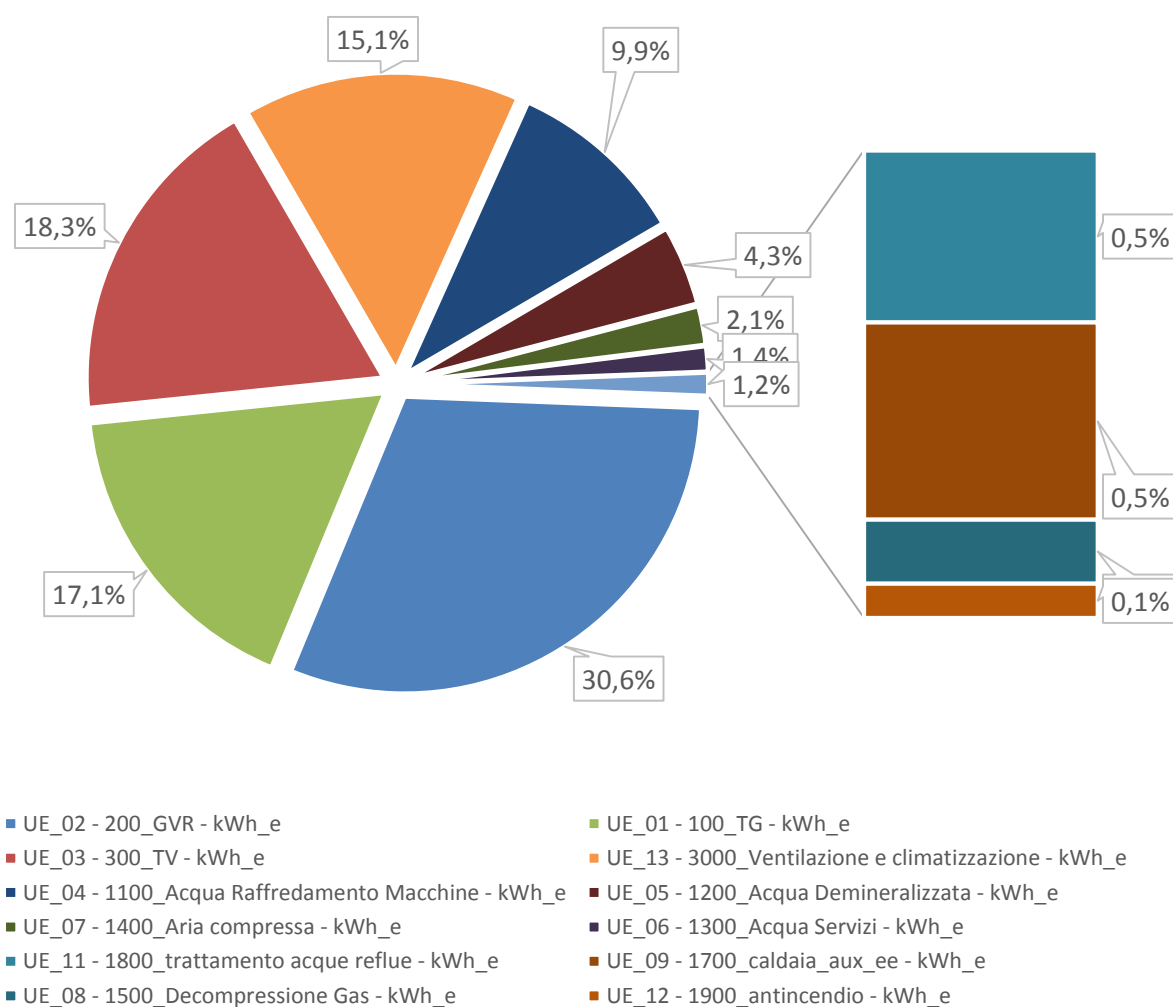


Figura 19 – Incidenza percentuale dei consumi di energia elettrica

La suddivisione percentuale degli usi elettrici viene riprodotta in Figura 19. E' evidente, come atteso, che i principali utilizzi percentuali siano individuabili negli autoconsumi delle sezioni di trasformazione della centrale (GVR, TG, TV). E' però da non trascurare la quota della ventilazione e climatizzazione (15,1%) e le quote dell'impianto acqua di raffreddamento impianti pari al 9,9% dei consumi elettrici complessivi del sito produttivo. L'aria compressa, con il 2,1% è un utilizzo apparentemente minore ma che incide considerevolmente, soprattutto a impianto non in assetto di marcia.

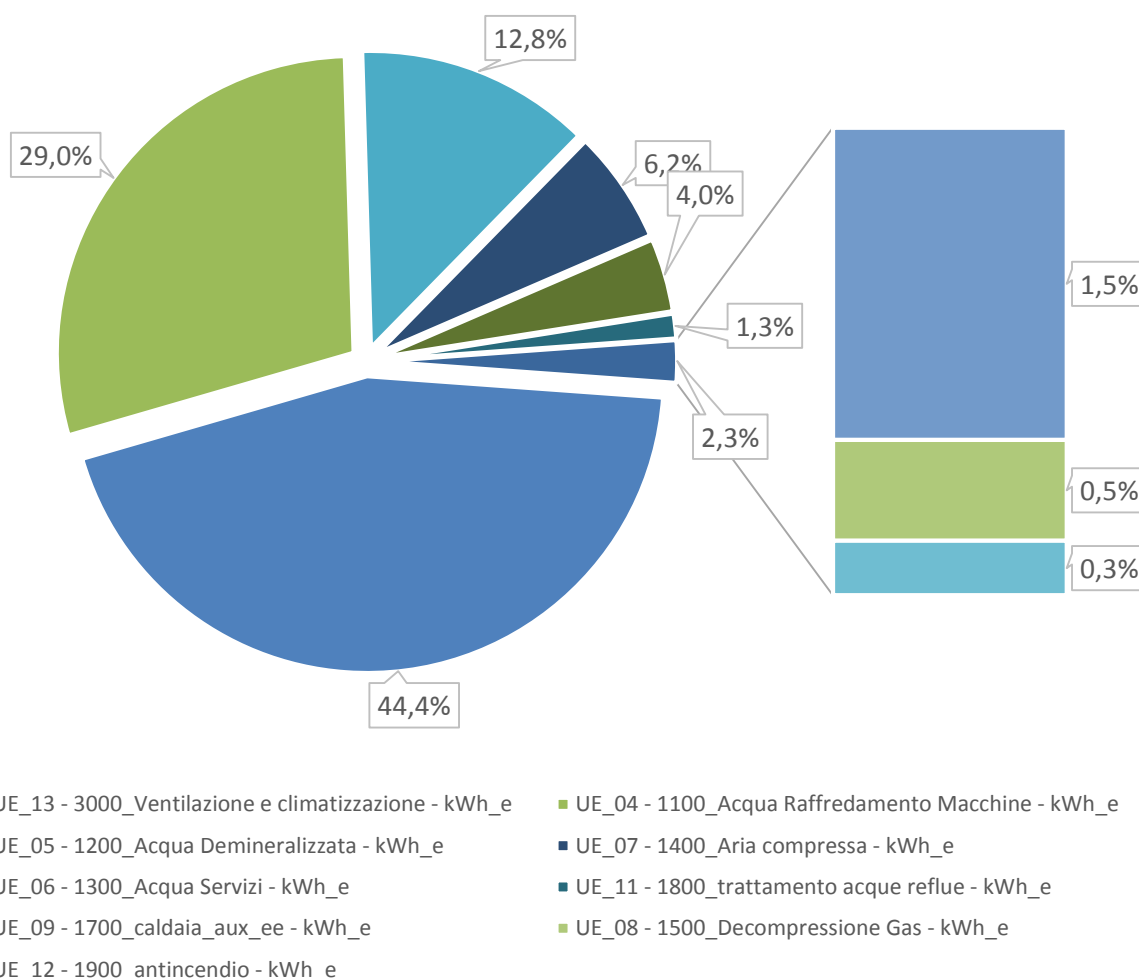


Figura 20 - Ripartizione degli utilizzi di energia elettrica dei soli sistemi ausiliari e generali sul totale di energia utilizzata da questi stessi impianti.

Un altro punto di vista possiamo dedicarlo all'analisi dei consumi elettrici delle apparecchiature collaterali di impianto, vale a dire di tutti gli apparati ad esclusione degli autoconsumi delle macchine

di trasformazione di energia di centrale (GVR, TG, TV). Risalta (Figura 20) in modo ancora più evidente, il ruolo degli impianti di ventilazione e climatizzazione e l'acqua di raffreddamento macchine.

Nel modello energetico i *package* sono considerati come un'unica voce di potenza elettrica installata pertanto, ad esempio, il condensatore ad aria, è parte dei consumi dell'unità 300 per una potenza pari al 1.800 kW installati su un totale di 2.465 kW (il 73%) dell'Unità 300. In stretta correlazione con le ore di funzionamento dell'impianto in assetto di marcia, le ore medie di funzionamento delle ventole del condensatore sono circa 1.500 in tutto l'anno 2014.

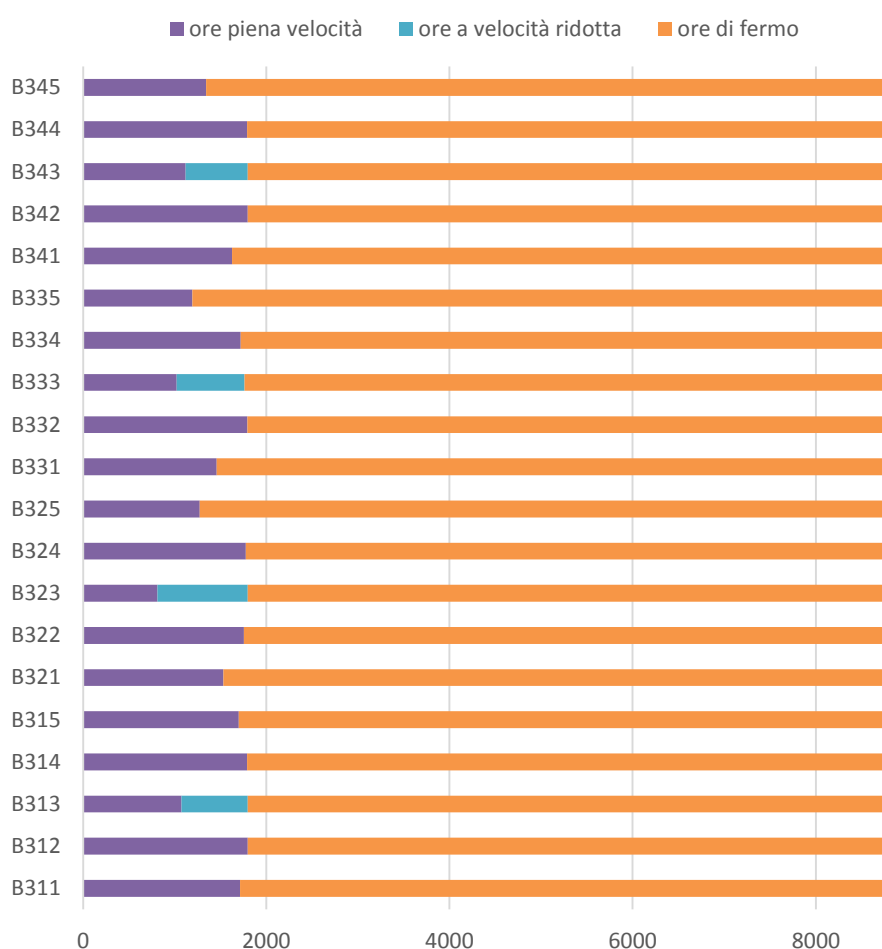


Figura 21 - Ore di funzionamento delle 20 ventole del condensatore ad aria

Un ulteriore elemento di impianto analizzato nel corso della diagnosi è rappresentato dalle valvole delle pompe di alimento in bassa pressione che, a differenza delle pompe alimento di alta pressione,

sono dotate di variatore di frequenza (inverte). L'analisi è stata condotta sui tempi e sulle percentuali di apertura delle valvole. I gradi di apertura anno gradini del 20% e permettono l'assetto di valvola da 0% a 100%. Analizzando i dati dell'archivio di centrale nel periodo in cui la centrale è stata in parallelo con le rete elettrica nazionale (2.567 ore) si rileva che la valvola ha assunto un'apertura del 80% per il 98% del tempo e una posizione del 60% per il restante 2% del tempo. Questo fa dedurre, anche in considerazione delle ore annue di funzionamento e della limitata oscillazione di portata, che non risulta economicamente opportuno dotare la pompa di variatore di velocità (inverter) in quanto la riduzione di potenza impegnata che se ne otterrebbe sarebbe limitata ed economicamente non vantaggiosa rispetto all'investimento. Si segnala, infatti, che si tratta di pompe di potenza pari 500 kW.

Tabella 21 - Spettro del grado di apertura della valvola di alimento bassa pressione

grado di apertura	20%	40%	60%	80%	100%
percentuale sulle ore totali (2014) di parallelo con la rete elettrica nazionale	0	0	2%	98%	0

Un'analisi più generale sulla correlazione tra consumi e produzione evidenzia una buona relazione tra i due, a conferma che i principali consumi si hanno da parte delle unità 100, 200 e 300 in fase di marcia.

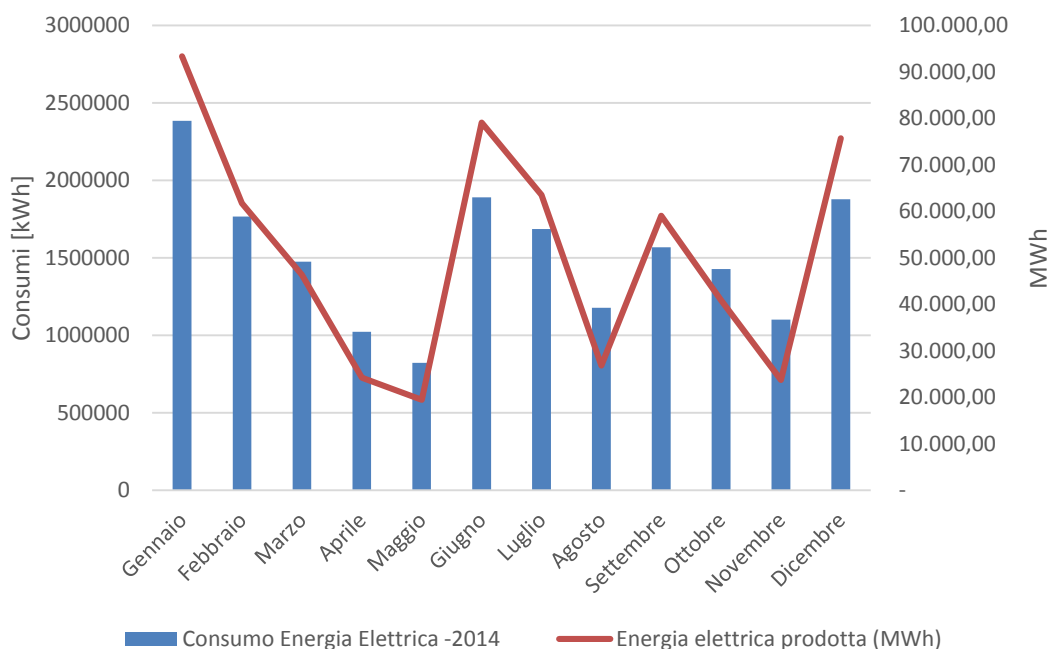


Figura 22 – Andamento dei consumi di energia elettrica e produzione anno 2014

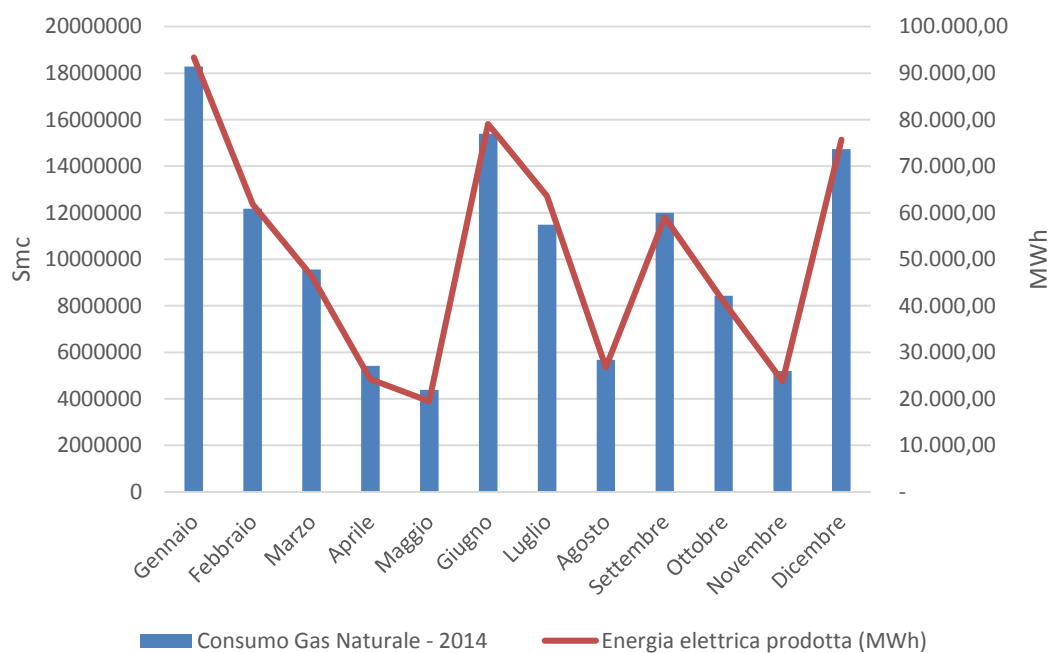


Figura 23 – Andamento dei consumi di gas naturale e produzione anno 2014

La Figura 22 e la Figura 23 riportano la sovrapposizione tra la curva di produzione e i consumi elettrici e di gas naturale, rispettivamente.

Relativamente alle aree che presentano un potenziale di miglioramento, le raccomandazioni sono dettagliate al § 10.2. Quanto suggerito, è al netto dei punti di forza che caratterizzano energeticamente il sito produttivo come:

- ✓ le pompe di alimento alta pressione già dotate di variatore di velocità (inverter)
- ✓ la caldaia ausiliaria già dotata di bruciatore a basso NOx
- ✓ l'elevata efficienza di recupero termico in caldaia con i fumi rilasciati mediamente a camino con una temperatura di circa 80°, non più utilizzabile per recuperi termici.

10 Interventi di miglioramento della prestazione energetica

10.1 Interventi di miglioramento eseguiti in passato

Gli interventi di miglioramento della prestazione energetica eseguiti riguardano il processo di generazione elettrica e, in particolare la possibilità di riduzione dei tempi di risposta alla richiesta di energia da parte della rete. Sono interventi seguiti dai tecnologi di impianto nel corso del 2014 e 2015.

10.2 Raccomandazioni per il miglioramento della prestazione energetica

A seguire sono riportate le azioni che si raccomandano per il miglioramento della prestazione energetica presso il sito produttivo, suddivisi per tipologia.

E' importante sottolineare che quanto suggerito è frutto di un'analisi condotta sulla base delle evidenze rilevate in campo, integrate dalle stime e dalle informazioni ricevute dai tecnici di centrale. Ognuna delle azioni segnalate dovrà necessariamente essere valutata secondo un approccio tecnico e un esame tecnologico sul processo, per verificare che possa essere compatibile con i criteri di sicurezza, di continuità e di affidabilità della centrale a ciclo combinato. Ciò dovrà avvenire di comune accordo con i licenziatari dell'impianto.

10.2.1 Miglioramento della gestione dell'energia

10.2.1.1 Rete di misurazione in continuo dei consumi di energia

L'attuale modalità di monitoraggio e contabilizzazione dei consumi energetici evidenzia l'opportunità di implementare una **rete strumentale di misurazione dell'energia in continuo** utilizzata dalle apparecchiature il cui consumo di energia elettrica risulta maggiormente significativo. Ciò consentirà di avere la misurazione continua e diretta dei consumi dei principali utilizzatori di energia e questi dati si renderanno utili per:

- rispettare gli obblighi previsti dal Ministero per lo Sviluppo Economico in tema di "piano di monitoraggio permanente" ai fini del controllo continuo dei dati significativi del contesto aziendale

- individuare ulteriori aree di miglioramento della prestazione energetica su impianti, apparecchiature, grazie al rilevamento dei cicli di consumo, dei fattori di utilizzo delle apparecchiature, dei consumi delle Unità di impianto.
- valutare con maggiore cura i risparmi conseguibili a seguito della realizzazione di interventi di miglioramento della prestazione energetica
- migliorare il controllo di gestione aziendale, con particolare attenzione ai costi energetici specifici di produzione e ai costi di esercizio.

I costi per la progettazione e realizzazione di una rete di misura sono da valutare *ad hoc* in quanto il sistema dovrà essere integrato con i sistemi di controllo ed esercizio in uso presso l'impianto e non si tratta, quindi, di sistemi standard.

Da letteratura, i risparmi conseguibili con un sistema di monitoraggio energetico vanno, di solito, dal 3% al 9% del totale della spesa energetica, con la possibilità di ottenere un risparmio fino al 20% nei casi in cui si decida di installare un sistema che integri il controllo e la supervisione. Tali percentuali potranno applicarsi con i dovuti fattori di scala alle singole apparecchiature di impianto.

10.2.1.2 Sistema di gestione dell'energia ISO 50001

Per ciò che riguarda l'efficienza nella gestione energetica complessiva aziendale, si suggerisce l'implementazione di un Sistema di Gestione dell'Energia (SGE) secondo lo standard internazionale UNI EN ISO 50001. Il SGE si andrà ad integrare nell'attuale sistema di gestione certificato senza porre vincoli alla operatività aziendale e migliorando, attraverso un sistema di procedure snello e dal taglio operativo. **I risparmi conseguibili con un Sistema di Gestione dell'Energia sono, in realtà industriali, di circa il 5% del totale della spesa energetica aziendale, dovuti ad una migliore e più efficiente gestione energetica aziendale.** Tali percentuali, come per il sistema di monitoraggi, potranno applicarsi con i dovuti fattori di scala alle singole apparecchiature di impianto.

10.2.2 Sostituzione, modifica o aggiunta apparecchiature

10.2.2.1 Riduzione dei costi di produzione di aria compressa

L'esercizio dei **compressori** (K 1401 A e B) avviene, secondo quanto rilevato in fase di attività in sito, con un tempo di lavoro a carico dei compressori mediamente pari al 40% delle ore annue. In questo

modo la produzione di aria compressa risulta avere un costo energetico pari a circa 0,21 kWh/mc a fronte di un valore di riferimento (BAT) di 0,12 kWh/mc.

Con una valorizzazione di energia elettrica di 43 €/MWh, come segnalato dai tecnici di centrale, l'investimento vedrebbe un importo iniziale di 28.000 euro per l'installazione di un compressore di pari potenza (55 KW) dotato di variatore di velocità (inverter) e un risparmio annuo di circa 165.000 kWh (30 TEP) corrispondente a 7.100 euro/anno. La Tabella 22 riporta tutti gli indici economico-finanziari dell'investimento.

10.2.2.2 Riduzione dei costi di raffreddamento dei compressori

La sostituzione del compressore con un compressore raffreddato ad aria⁶, consentirebbe la **dismissione della linea di acqua di raffreddamento dei compressori**. Questo impianto nelle ore in cui la centrale è non in marcia, tra fermate successive (terminato il transitorio di impianto), necessità dell'esercizio di una pompa di potenza pari a 200 kW per il solo raffreddamento dei compressori, non essendo disponibile una pompa dimensionata sulla sola esigenza della centrale di aria compressa. Se consideriamo il solo funzionamento dell'acqua di raffreddamento si stimano circa 80 giorni/anno in cui una pompa da 200 kW lavora solo a servizio della sala compressori. Con un investimento nullo (se sostituiti i compressori si potrà provvedere a staccare il circuito di raffreddamento ad acqua) si avrebbe un risparmio di energia elettrica di 384.000 kWh/anno (72 TEP) corrispondenti a circa 16.500 euro/anno.

Per completezza questo risparmio va incluso nel risparmio di cui al punto precedente, comportando una sinergia di risparmi per un totale di 23.600 euro/anno e tempo di ritorno di 1,2 anni.

10.2.2.3 Regolazione e controllo dei ventilatori dell'impianto "Acqua raffreddamento impianti"

Attualmente la gestione dei **ventilatori del circuito di acqua per raffreddamento impianti** avviene tramite operatore il quale aziona il numero di ventilatori ritenuto necessario in base ai parametri di processo.

⁶ E' necessaria una verifica di compatibilità dei compressori raffreddati ad aria per l'applicazione specifica.

L'installazione di un sistema di regolazione e controllo sui motori di ventilazione, da letteratura comporta una riduzione dei consumi di energia elettrica compresa tra il 10% e il 20%.

Ipotizzando un investimento di 20.000 euro per l'implementazione della logica di controllo, e ragionando su uno scenario medio del 15% di risparmio di energia, l'intervento comporterebbe un minor consumo pari a 268.000 kWh (50 TEP) e un risparmio di 11.500 euro/anno.

10.2.2.4 Regolazione delle portate di ricambio aria sala controllo, sala quadri e cabina elettrica

Le verifiche speditive dei parametri ambientali di sala controllo, sala quadri e cabina elettrica, nel corso delle attività in sito, hanno messo in evidenza un eccesso di **climatizzazione**. Il motivo è riconducibile ad un sovradimensionamento delle unità di trattamento aria rispetto al numero di persone presenti. Inoltre non è parso essere presente un sistema di modulazione dei volumi di ricambio aria in funzione dei principali parametri ambientali (temperatura e CO₂).

Un intervento migliorativo prevede l'installazione di sistemi di controllo e regolazione dei volumi di ricircolo e delle caratteristiche termoigrometriche dell'aria immessa, in funzione dei parametri ambientali misurati in continuo negli ambienti (temperatura e CO₂). In questo modo con un investimento stimabile in 15.000 euro si ridurrebbe il consumo di 140.000 kWh/anno pari a circa 6.000 euro.

10.2.2.5 Regolazione della portata di acqua raffreddamento impianti

Nelle fasi di transitorio di produzione, in cui la centrale non è in parallelo con la rete elettrica, il sistema di **raffreddamento impianti** è comunque in esercizio per un periodo di almeno 4 giorni. Le esigenze di scambio termico nel corso di questi quattro giorni vanno riducendosi pertanto sarebbe ipotizzabile un sistema di **regolazione della portata** mediante regolazione di velocità (inverter) delle pompe presenti su questo impianto (2 pompe ciascuna della potenza di 200 kW) con logica di regolazione basata sulla temperatura di ritorno dell'acqua di raffreddamento, prima di passare nella sezione di ventilazione.

La quantificazione di tale intervento non può essere fatta in questa fase di analisi in quanto risulta necessario eseguire uno studio di approfondimento, comprensivo di una campagna di misure, per valutare il range di portate entro il quale regolare, rispetto alla portata di targa attuale. Lo si segnala, comunque come area di potenziale miglioramento, consigliandone vivamente l'approfondimento.

10.2.3 Possibilità di collegamento a reti di teleriscaldamento

Non appaiono presenti nel raggio di un chilometro reti di teleriscaldamento a cui fare riferimento per l'allaccio.

10.3 Tabella riassuntiva dei possibili interventi di miglioramento energetico

Si riporta una tabella riassuntiva degli interventi di miglioramento raccomandati, completi dei parametri economico-finanziari.

Tabella 22 – Opportunità di miglioramento energetico⁷

Descrizione	VAN/I [-]	I [€]	PBT [anni]	TIR [%]	VAN [€]	Possibilità di accesso a TEE
Riduzione dei costi di produzione di aria compressa e di raffreddamento centrale compressori	2,5	30.000	1,2	80%	74.400	si
Regolazione e controllo dei ventilatori dell'impianto "Acqua raffreddamento impianti"	1,4	20.000	1,7	50%	29.900	si
Regolazione delle portate di ricambio aria sala controllo, sala quadri e cabina elettrica	0,7	15.000	2,5	28,9%	11.000	si
Riduzione dei costi di produzione di aria compressa	0,1	28.000	3,9	8,9%	3.052	si

⁷ I: valore dell'investimento;
PBT: Payback Time in anni;
TIR: Tasso Interno di Rendimento;
VAN: Valore Attuale Netto.

Tutte le opportunità di miglioramento sono state calcolate su un orizzonte temporale di 5 anni con un tasso di attualizzazione del 5%.

Le valutazioni economiche contenute nel presente documento sono da considerarsi indicative e costituiscono un mero riferimento generale. Nella valutazione effettiva dei flussi di cassa tutte le componenti di costo e di ricavo dovranno essere verificate nel dettaglio in fase esecutiva, così come gli indici di attualizzazione e la durata tecnica degli interventi proposti. Nel calcolo dei ricavi di alcuni interventi si è ipotizzato un contributo derivante da Titoli di Efficienza Energetica, ancorché conservativo stante l'attuale quadro normativo e regolatorio in evoluzione.

Descrizione	VAN/I [-]	I [€]	PBT [anni]	TIR [%]	VAN [€]	Possibilità di accesso a TEE
Regolazione della portata di acqua raffreddamento impianti	-	da definire	-	-	-	-
Rete strumentale di misurazione dell'energia in continuo sugli usi energetici significativi		da definire				
Sistema di gestione dell'energia ISO 50001		da definire				