

4.2 Motivazioni delle scelte fatte e alternative considerate

4.2.1 Motivazioni della scelta localizzativa e alternative considerate

In un quadro di deficit produttivo che caratterizza sia il territorio provinciale di Latina che, a scala più ampia, l'area geografica del Centro Italia e in particolare la regione GRTN "Roma" che rende favorevole l'insediamento in quest'area di nuovo impianto per la produzione di energia, la scelta localizzativa si è basata su criteri di:

- disponibilità di area a destinazione d'uso adeguata (zona industriale), con assenza di vincoli di qualsiasi tipo, e in conformità agli strumenti di pianificazione territoriale e urbanistici vigenti;
- disponibilità di infrastrutture tecnologiche per il funzionamento dell'impianto (es: viabilità, energia elettrica) e/o delle risorse necessarie (es: acqua);
- distanza limitata per le connessioni con gasdotto, per l'alimentazione del combustibile, ed elettrodotto, per l'immissione della potenza elettrica generata nella Rete di Trasmissione Nazionale; nel caso specifico il gasdotto dista circa 6 km dal sito mentre l'elettrodotto circa 8 km nella soluzione progettuale ipotizzata;
- distanza da recettori critici, quali aree densamente urbanizzate o con presenza di usi sensibili del territorio (ospedali e case di cura, scuole, biblioteche, etc.), aree naturali protette, aree sottoposte a vincolo (ambientale, archeologico, paesaggistico, etc.), aree soggette a rischi naturali (esondazione, instabilità dei versanti, etc.).

In conclusione risulta evidente che la localizzazione scelta risponde a motivi di ordine energetico, logistico, tecnologico, ambientale e di compatibilità con l'assetto del territorio e le previsioni degli strumenti di pianificazione vigenti; per tali motivi non sono state prese in esame, in fase di definizione del progetto e di conseguenza nel presente Studio, alternative localizzative dell'opera, ritenendo quella fatta una ottimale scelta localizzativa.

4.2.2 Motivazione delle scelte progettuali e di processo e alternative considerate

4.2.2.1 Considerazioni sulla scelta della tipologia di impianto

4.2.2.1.1 Cicli termodinamici per la produzione di energia elettrica

La scelta sulla tipologia da adottare per la realizzazione di un impianto per la produzione di energia elettrica che sia di grossa taglia (>100 MWe) e nel contempo ad elevato rendimento

termodinamico ed il meno inquinante possibile, pur non utilizzando fonti di tipo rinnovabile (acqua, vento, energia solare, biomasse ecc.), risulta essere praticamente obbligata al ciclo combinato.

Infatti i cicli termodinamici su cui si basano le macchine motrici utilizzabili per produrre elevate potenze (superiori ai 100 MWe), ovvero le turbine a gas e le turbine a vapore, non consentono di utilizzare contemporaneamente elevate temperature della sorgente superiore e basse temperature della sorgente inferiore da cui discende l'impossibilità di avere elevati rendimenti di conversione dell'energia fornita dai combustibili in potenza meccanica, e quindi in potenza elettrica, in impianti che utilizzino un solo tipo di queste macchine.

Il ciclo Rankine, sfruttato dagli impianti a vapore, non consente infatti di ottenere rendimenti superiori al 43% pur con soluzioni impiantistiche molto complesse.

Analogamente il ciclo Brayton, seguito dalle turbine a gas operanti in ciclo aperto, concede nei casi migliori un 40% stante l'elevata temperatura ($>480\text{ }^{\circ}\text{C}$) della sorgente fredda rappresentata dai gas di scarico.

Al fine quindi di aumentare il più possibile il rendimento dei cicli termodinamici, è stato adottato il ciclo combinato, nel quale si pongono in serie i due cicli termodinamici di cui sopra utilizzando i gas di scarico del turbogas per produrre il vapore che sarà utilizzato dalla turbina a vapore.

Così facendo, la sorgente inferiore del ciclo Brayton diviene la sorgente superiore del ciclo Rankine: in pratica i due cicli, quello Brayton (turbina a gas) a quello Rankine (turbina a vapore), vengono sovrapposti, così da avere un salto di temperatura complessivo che parte da circa 1200°C per giungere fino a circa 30°C .

L'adozione del ciclo combinato consente di beneficiare dei vantaggi di entrambi i cicli ottenendo rendimenti che superano il 50%.

4.2.2.1.2 Ciclo Combinato: scelte di processo

L'impianto a ciclo combinato è costituito come detto da una turbina a gas TG che brucia un combustibile leggero utilizzando aria prelevata dall'ambiente e compressa mediante un compressore posto a monte della camera di combustione.

La temperatura in camera di combustione raggiunge i $1240\text{ }^{\circ}\text{C}$ ed i gas prodotti azionano una turbina che, oltre a generare la potenza necessaria per il compressore dell'aria, produce potenza elettrica mediante un generatore elettrico ad essa accoppiato.

I fumi scaricati dalla turbina ad una temperatura intorno ai 600°C sono inviati ad un generatore di vapore a recupero GVR che li raffredda prima di rilasciarli in atmosfera ad una temperatura di circa 100°C tramite un camino silenziato.

Il vapore prodotto dal GVR, a tre livelli di pressione e a temperature di 540°C per la media e la alta pressione, consente di azionare un turbogruppo a vapore TV che genera ulteriore potenza elettrica.

Il vapore esausto scaricato dalla TV è quindi condensato, a temperature e pressioni che dipendono dal fluido refrigerante ma che variano dai 30 ai 60 °C circa, in un condensatore e di qui inviato nuovamente al GVR tramite pompe.

Come ordine di grandezza, negli impianti a ciclo combinato, la potenza elettrica generabile dal ciclo a vapore è circa la metà di quella generata dal turbogas per cui è abbastanza semplice prevedere la potenza totale di impianto una volta determinata la taglia del TG.

Per la centrale in esame si è adottata la configurazione a singolo albero per motivi che impattano sul layout di centrale oltre che sull'impianto elettrico. Infatti, le macchine sullo stesso albero permettono un migliore utilizzo delle aree a disposizione, offrendo una compattezza decisamente superiore.

Dal punto di vista del sistema elettrico, si ha un solo alternatore che, sebbene di taglia superiore, offre il vantaggio di avere un solo montante di macchina invece di due, semplificando notevolmente tutto il progetto del sistema elettrico di potenza.

4.2.2.1.3 Combustibile

Nei cicli combinati, diversamente dagli impianti a vapore convenzionali che utilizzano caldaie a fuoco diretto, non è possibile utilizzare combustibili di scarso pregio perché incompatibili con la turbina a gas: la fuliggine e le ceneri presenti nei fumi danneggerebbero e comprometterebbero in breve tempo la funzionalità della turbina.

Il miglior combustibile per questo tipo di macchine infatti risulta essere il gas naturale e, solo in caso di emergenza, l'olio combustibile leggero.

L'impiego del gas naturale consente inoltre, dal punto di vista impiantistico, una notevole semplificazione rispetto ad altri combustibili fossili (carbone, olio pesante, ecc.) sia per quanto riguarda l'alimentazione che per il sistema di trattamento fumi.

Come alimentazione basta considerare l'assenza di stoccaggi, trasporti, pretrattamenti e complessi sistemi di alimentazione combustibile.

I fumi prodotti dalla combustione del gas naturale sono di gran lunga meno inquinanti rispetto ai combustibili come il carbone o l'olio pesante, e non necessitano quindi di costosi e ingombranti impianti di trattamento prima di essere rilasciati in atmosfera.

Anche la temperatura di rilascio dei fumi al camino, considerata l'assenza di zolfo, è inferiore agli impianti convenzionali con relativo beneficio del rendimento energetico e quindi dei consumi.

Gli inquinanti, nel caso della combustione del gas naturale, sono costituiti dagli NO_x e dal CO che vengono tuttavia limitati da particolari dispositivi e accorgimenti nel sistema di combustione del TG (iniezione di acqua o premiscelazione aria combustibile).

Anche il contenimento del particolato e degli incombusti non costituisce un problema perché la combustione avviene in eccesso d'aria ed è completa.

Inoltre la quantità dei gas rilasciati in atmosfera da un impianto a ciclo combinato è inferiore di circa un terzo rispetto ad un impianto convenzionale a combustibile fossile di pari potenza.

L'utilizzo di gas metano come combustibile (considerata l'assenza di composti dello zolfo e di altri inquinanti) è ottimale sia dal punto di vista ambientale che da quello termodinamico, comportando i seguenti vantaggi:

- riduzione delle problematiche connesse con le emissioni inquinanti in atmosfera;
- riduzione della temperatura di scarico al camino, (miglior rendimento termico);
- semplificazione impiantistica (trasporto, stoccaggio, movimentazione);
- intervalli di manutenzione della turbina a gas più lunghi.

4.2.2.2 Considerazioni sulla scelta dei principali componenti

4.2.2.2.1 *Turbina a gas (TG)*

Relativamente alla realizzazione di un gruppo da 400 MWe di potenza la scelta della turbina a gas è orientata verso un turbogruppo di grossa taglia (250 – 265 MWe ca.) al fine di limitare il numero di macchine presenti sull'impianto e contenere gli spazi ed i costi.

Il turbogruppo a gas è un componente prodotto con un elevato grado di standardizzazione per cui le sue caratteristiche di progetto non sono modificabili per esigenze di impianto o di ottimizzazione: per questa ragione la scelta del TG condiziona la definizione del ciclo a vapore a valle.

Attualmente sul mercato mondiale sono solo quattro (di cui uno su licenza) i costruttori di TG della taglia scelta da 260 MWe che risulta essere quella maggiore disponibile.

La tipologia di macchina è quella cosiddetta “Heavy Duty” cioè progettata per un utilizzo continuativo e per impianti a terra (cioè non di derivazione aeronautica): questo si riflette su una maggiore robustezza dei componenti, sulla semplicità di uso e manutenzione, sui costi inferiori.

Il turbogruppo, turbina più generatore elettrico, è del tipo monoasse senza riduttore intermedio (la turbina a regime nominale ruota a 3000 giri/min 50Hz): questo semplifica l’impianto e riduce costi e perdite per attrito.

Come caratteristiche di funzionamento il TG risulta essere, in termini prestazioni, molto sensibile alle condizioni ambientali che causano una variazione della densità dell’aria rispetto alle condizioni di riferimento (15°C e 1013 mbar).

Oltre alla quota sul livello del mare del sito prescelto (che tuttavia risulta essere un dato costante) l’innalzamento della temperatura ambiente a seguito delle variazioni stagionali o giornaliere comporta variazioni sensibili (-10 %) della potenza erogata.

La scelta di un sistema di raffreddamento (evaporativo) dell’aria in ingresso al compressore non è stata adottata dati gli elevati costi e perché poco efficiente in climi relativamente umidi come quelli italiani.

4.2.2.2 Camino di by pass

L’impianto ipotizzato non prevede l’installazione di un camino di by pass sui fumi di scarico della turbina a gas.

Questo componente situato tra lo scarico del TG e la caldaia a recupero consente il funzionamento del Turbogruppo a gas in ciclo semplice inviando cioè direttamente i fumi in atmosfera senza recupero di calore qualora la parte vapore fosse non operativa.

In alcuni impianti è possibile modulare la quantità di fumi da inviare alla caldaia a recupero ottenendo di fatto una “indipendenza” relativa tra il carico del TG e la produzione di vapore e quindi il carico del Turbogruppo a vapore.

La scelta di non adottare un camino di by pass è dovuta a considerazioni economiche, poiché il funzionamento della turbina a gas in ciclo aperto non è vantaggioso, raggiungendo valori di rendimenti non elevati (circa 37% contro i 56% circa del ciclo combinato) e quindi inaccettabili.

Inoltre, durante il funzionamento in ciclo combinato, si verifica una perdita di fumi al camino di by pass che, seppur minima, comporta una diminuzione del rendimento stimata nel 0,3% per ogni 1% di perdite al camino di by pass.

4.2.2.2.3 Generatore di Vapore a Recupero (GVR)

Il generatore di vapore è collegato al sistema di scarico del TG e da questo ne riceve i gas caldi a poco meno di 600°C: la sua funzione è quella di raffreddarli fino a circa 100°C e di generare con questa potenza termica di recupero del vapore utilizzabile dalla turbina a vapore.

Il generatore di vapore può essere di tipo orizzontale o verticale: la tipologia orizzontale a circolazione naturale offre rispetto al tipo verticale, a circolazione controllata, maggiore semplicità costruttiva e di manutenzione a fronte di un ingombro in pianta di poco superiore.

La necessità nella caldaia orizzontale del camino di scarico fumi da installare al termine della sequenza dei banchi è tuttavia compensata dall'assenza della struttura portante (castello) necessaria per quella verticale.

Poiché i fumi attraversano perpendicolarmente i fasci tubieri nella tipologia orizzontale la sezione evaporante ha i banchi appesi verticalmente e sfrutta il fenomeno della circolazione naturale potendo così fare a meno di pompe di circolazione necessarie nella caldaia verticale in cui i banchi sono disposti orizzontalmente.

Nella caldaia a recupero lo scambio di calore tra i fumi e l'acqua-vapore avviene essenzialmente per convezione data l'assenza di fiamme all'interno.

I sistemi acqua-vapore e fumi sono disposti in controcorrente e la successione dei vari banchi è accuratamente ottimizzata al fine di sfruttare al meglio l'energia dei gas di scarico del TG.

La caldaia a recupero produce vapore a tre livelli di pressione per avvicinare il più possibile la curva di raffreddamento dei fumi con quella di riscaldamento dell'acqua/vapore, ottimizzando così il recupero di calore dei fumi nella caldaia.

É previsto una sezione di risurriscaldamento che consiste nel far rientrare in caldaia il vapore scaricato dallo stadio di alta pressione turbina per riportarlo ad alta temperatura prima di inviarlo allo stadio di media pressione con benefici sul rendimento e sulla potenza prodotta.

La sezione di preriscaldamento condensato, situata in coda alla caldaia, è dotata di un sistema di controllo di temperatura condensato che consente di raffreddare i fumi al disotto dei 100°C senza il pericolo di formazione condense all'interno della caldaia.

Come detto la caldaia a recupero è priva di una camera di combustione e non può generare vapore in caso di problemi del turbogruppo a gas o richiesta di carichi di punta: tale scelta permette di realizzare un componente più semplice e meno costoso sia dal punto di vista dei materiali, dei componenti interni che del sistema di regolazione e controllo.

4.2.2.2.4 Turbina a Vapore (TV)

Come già detto la scelta della turbina a vapore è conseguente a quella del turbogas: essendo la portata e la temperatura del vapore prodotto in relazione con il calore contenuto dai gas di scarico TG.

La turbina a vapore è del tipo monoasse ed è alimentata in tre punti diversi con il vapore prodotto dalla caldaia a tre livelli di pressione differenti: per questo motivo è suddivisa in tre corpi montati sul medesimo albero che è collegato direttamente e senza riduttore al generatore elettrico comune.

Il corpo di bassa pressione è del tipo doppio contrapposto dovendo elaborare una portata di vapore che è la somma delle portate prodotte alle tre pressioni e che, data la bassa pressione, possiede un volume specifico elevato.

Lo scarico vapore può essere o dal basso volendo privilegiare le operazioni di manutenzione della turbina lasciando quindi libero lo spazio soprastante, oppure di tipo assiale.

4.2.2.2.5 Generatore elettrico

Il generatore elettrico destinato al presente impianto a ciclo combinato in configurazione monoalbero è da considerarsi di grossa taglia avendo una capacità superiore ai 150 MVA.

Per questo motivo si è scelto per il raffreddamento il sistema ad idrogeno che, a fronte di una complicazione impiantistica (bombole e sistema idraulico di tenuta idrogeno) rispetto al sistema ad aria, garantisce tuttavia una riduzione delle perdite di ventilazione di circa 10 volte.

4.2.2.2.6 Condensatore

Sono state considerate le alternative del condensatore ad aria (sistema “a secco”) e del condensatore con torri evaporative (sistema “umido a ciclo chiuso”); non è stata invece presa in considerazione l’installazione di un sistema “umido a ciclo aperto” a causa della mancanza nel sito in esame di una sorgente fredda del tipo ad acqua fluente di fiume o di mare con caratteristiche idonee soprattutto dal punto di vista quantitativo.

Ognuna delle due soluzioni considerate presenta vantaggi e svantaggi sia dal punto di vista tecnologico e di processo ma dal punto di vista ambientale è preferibile la cosiddetta soluzione a secco. Nella seguente tabella sono illustrati in maniera schematica vantaggi e svantaggi delle due soluzioni.

	Sistema ad umido a ciclo chiuso	Sistema a secco (aerocondensatore)
--	--	---

Rendimento ciclo termico	Miglior rendimento a seguito di un migliore vuoto al condensatore (54-56% nel caso in esame)	Minore rendimento a seguito di un minore vuoto al condensatore (1-2% in meno rispetto a sistema ad umido)
Consumo idrico	Circa 500 m ³ /h (di cui ca. 200 per compensare spurgo torri e 300 per evaporazione) nel caso in esame	Nessun consumo idrico
Scarico idrico	Circa 200 m ³ /h (spurgo torri) nel caso in esame	Nessuno scarico di acqua
Occupazione del suolo e impatto visivo	Altezza di circa 20 m e superficie di ca. 2.500 m ² nel caso in esame	Altezza di circa 30 m e superficie di ca. 3.700 m ² nel caso in esame
	Possibile formazione di pennacchio visibile	Nessun pennacchio
Prodotti chimici	Necessari per rimuovere alghe e fanghi	Non necessari
Rumore	Valori standard: Livello di pressione sonora: 85 dB(A) a 1 m	Valori standard: Livello di pressione sonora: 85 dB(A) a 1 m Nel caso in esame è previsto un livello di 66 dB(A) a 1 m

Tab. 7 – Confronto vantaggi e svantaggi delle alternative considerate per il condensatore

Per il progetto in esame è stato scelto, nonostante una lieve perdita di efficienza dell'impianto, un sistema di raffreddamento a secco (aerocondensatore) sia per un grado di affidabilità della disponibilità della risorsa idrica non sufficiente, sia per contenere gli effetti legati al prelievo idrico (depauperamento risorsa idrica sotterranea, effetti di abbassamento del suolo) e alle emissioni di vapore d'acqua dalle torri evaporative (es: pennacchio visibile in determinate condizioni atmosferiche).

Valutazioni di dettaglio sugli aspetti di carattere ambientale delle due soluzioni sono contenute nel capitolo 5.

4.2.2.3 Considerazioni sulla scelta dei servizi

4.2.2.3.1 Generalità

La centrale dispone di tutti i servizi ausiliari ad essa necessari rendendosi così autonoma da altri insediamenti industriali presenti nelle adiacenze.

Viene in tal modo garantita la funzionalità e la continuità di esercizio indipendentemente da responsabilità o gestioni ad essa esterne.

4.2.2.3.2 Sistema trattamento acque reflue

La centrale, durante il proprio funzionamento normale, produce pochi reflui classificabili in acque acide, acque oleose, acque nere e acque chiare.

Gli effluenti liquidi oleosi e acidi, così come le acque di rigenerazione dell'impianto di demineralizzazione, sono dapprima convogliati a vasche di trattamento per la neutralizzazione e la depurazione per poi essere consegnati ai recettori.

Anche le acque meteoriche di prima pioggia sono fatte decantare in apposita vasca prima dello scarico.

4.2.2.4 Considerazione sulla scelta della sistemazione dei macchinari all'interno dell'area del sito (lay out)

Gli obiettivi principali che si sono posti per la definizione della sistemazione impiantistica sono:

- Posizionamento reciproco tra macchinari e servizi tale da ottimizzare i percorsi delle relative connessioni (tubazioni e cavi).
- Mantenimento di adeguati spazi per la manutenzione ordinaria e straordinaria, prevedendo la movimentazione di grandi volumi e la circolazione di mezzi di sollevamento in sicurezza.
- Sfruttamento di tutta l'area resa disponibile al fine di limitare in altezza gli edifici e distribuire aree verdi su tutti i confini e tra gli edifici stessi.
- Valutazione dell'orientamento favorevole alle interconnessioni con i servizi esterni (elettrodotto, linea metano, acquedotto).
- Valutazione dell'orientamento, nei confronti dei venti dominanti della linea d'asse TG – caldaia tale da evitare l'aspirazione, da parte del compressore del TG, di aria mista ai gas di scarico del camino oppure di aria riscaldata dal condensatore ad aria.
- Chiusura dei macchinari principali (turbogas, turbina a vapore e caldaia) in edificio dedicati per abbattere il rumore.
- Orientamento ottimale ai fini del contenimento delle emissioni acustiche.
- Edifici e macchinari baricentrati su eventuale raddoppio delle unità di centrale così da limitare connessioni comuni e utilizzare eventuali edifici comuni (tipo sala controllo, officine, stazione elettrica, sala quadri, etc).