

MOVIMENTO DI LOTTA PER LA SALUTE COOP. A R.L.



Via Venezian, 1 - 20133 Milano

Via dei Carracci, 2 - 20149 Milano

Tel. 02 498.46.78 Fax 02 480.14.680

Centro per la Salute
Giulio A. Maccacaro
via Roma 2
21053 Castellanza (VA)
medicinademocratica@libero.it

20 gennaio 2007

Oggetto: Note preliminari relative allo Studio di Impatto Ambientale del progetto di Centrali termoelettriche a ciclo combinato di Falconara proposta dalla società Api Raffineria di Ancona Spa.

Le presenti note intendono contribuire alla valutazione dei rischi per la salute e per l'ambiente insiti nella proposta di realizzazione di due centrali termoelettriche a ciclo combinato a gas naturale e a sottoprodotti della produzione di prodotti petroliferi (“*gas di raffineria*”), della potenzialità di 520 e di 60 MW elettrici che la società Api Raffineria di Ancona Spa , su progetto Foster Wheeler, intende realizzare nel sito della Raffineria API di Falconara Marittima quale “*integrazione*” alla esistente Centrale “IGCC” da 280 MWe alimentata con sottoprodotti della produzione di prodotti petroliferi (syngas derivante dalla gassificazione di “*tagli di idrocarburi pesanti con un elevato tenore di zolfo*”). In particolare si farà riferimento allo Studio di impatto ambientale ed ai relativi allegati, redatto dalla società Foster Wheeler Environmental Division, datato maggio 2006, limitandosi agli aspetti di maggiore criticità ambientale connessi all’impianto nella fase di funzionamento.

Quadro di riferimento programmatico – motivazioni del progetto

In primo luogo si vuole sottolineare che la valenza del progetto non concerne la realizzazione di una centrale termoelettrica da 580 MWe ma due centrali distinte sotto il profilo tecnologico, di *logica* di funzionamento e di finalizzazione.

La centrale a ciclo combinato a gas naturale (in miscela con syngas da raffineria) da 520 MWe viene infatti presentata come finalizzata alla produzione esclusiva di energia elettrica per il sistema di trasmissione nazionale, per la riduzione (azzeramento) del deficit produttivo regionale e per attuare quanto previsto nel protocollo di intesa del 2003 con gli enti locali, insomma per incrementare la presenza sul mercato elettrico, nazionale e locale, della società proponente (anche se la stessa non sarà il gestore del futuro impianto); società già presente con la produzione di 2.200 GWh con la esistente centrale IGCC dal 2002, di potenza pari a 286 MWe.

La centrale a ciclo combinato a gas naturale da 60 MWe (in miscela con syngas da raffineria o anche alimentabile solo con syngas) viene presentata come “*sezione ausiliaria*” dell’impianto da 520 MWe ma risulta totalmente indipendente sotto il profilo tecnologico-gestionale nonché finalizzata “*unicamente alla copertura dei consumi interni dello stabilimento incluso l’impianto IGCC, ed idonea a fornire il calore necessario per le utenze interne di stabilimento oltre che, eventualmente, per il possibile teleriscaldamento di utenze esterne*” (p. 14 Introduzione dello SIA).

La distinzione tra i due impianti non è secondaria ed è sottolineata dallo stesso proponente : tra le finalità del progetto vi è proprio quella di “*separare completamente le modalità di funzionamento dei due cicli combinati legati a vincoli e necessità differenti*”: quella da 520 MWe funzionante a un regime pari a quello richiesto dal “*fabbisogno energetico nazionale*” e quella da 60 MWe finalizzata a ottimizzare i fabbisogni energetici industriali della raffineria.

Questa *separazione* va, ad avviso di chi scrive, mantenuta nelle considerazioni sul SIA, documento che invece tende a considerare gli impianti come un'unica centrale e a presentare considerazioni, sia sotto il profilo programmatico e ambientale, indistinte.

In particolare sotto il profilo ambientale questa distinzione deve invece essere sempre in primo piano a partire da una delle motivazioni presentate sulla preferibilità del sito di Falconara.

Il proponente infatti afferma che “*lo stabilimento ‘api’ di Falconara Marittima è l’unico sito industriale esistente nella Regione Marche nel quale sia realizzabile un*

nuovo impianto di produzione di energia elettrica senza aggravio della qualità dell'aria per merito della possibile (il neretto è nostro, ndr) compensazione delle nuove emissioni con minori immissioni del preesistente ciclo produttivo, in linea con le indicazioni della normativa IPPC” (p. 12 Introduzione SIA).

Questo passaggio è il fulcro del ragionamento che motiverebbe la bontà (economica, sociale ed ambientale) del progetto nel suo insieme:

- in quanto la realizzazione di centrali di grandi dimensioni appare la via ritenuta indispensabile dal proponente per il superamento del deficit produttivo della regione marche e della “*dorsale*” centro-adriatica; essendo questa una scelta in qualche modo obbligata, determinerebbe la preferibilità localizzativa dell'impianto in siti industriali esistenti (“*il riutilizzo prioritario di siti industriali già esistenti risponde pienamente ai dettati del decreto Marzano “sblocca-centrali” relativamente alla costruzione ed all’esercizio d’impianti per la produzione d’energia elettrica*” – p. 17 Introduzione dello SIA);
- l’impatto ambientale dovuto principalmente alla centrale di maggiori dimensioni (e con finalità totalmente esterne a quelle locali) può essere *compensato* da interventi (evidentemente finora non ritenuti necessari) di riduzione dell’impatto degli impianti industriali esistenti, realizzando uno *scambio alla pari* che mantenga la situazione emissiva e di impatti non superiore all’esistente (“*l’integrazione tra la generazione d’energia elettrica e le operazioni esistenti di raffineria permetteranno di incrementare significativamente la produzione complessiva d’energia del sito, pur riducendone l’impatto ambientale complessivo*” oltre a “*permettere una possibile riduzione del costo di produzione dell’elettricità*” – p. 17 Introduzione dello SIA) .

Tutto il quadro programmatico dello SIA è infatti teso a dimostrare/confermare la necessità di una centrale delle dimensioni proposte e la congruità della localizzazione. Il quadro ambientale invece è teso a dimostrare una *contabilità a pareggio* tra nuove emissioni/impatti e interventi sull’esistente tali da azzerare l’impatto (mantenimento del livello degli impatti attuali delle nuove centrali in particolare sotto il profilo delle emissioni e della qualità dell’aria).

La considerazione della centrale come un unico impianto e non come due impianti distinti permette all’estensore dello SIA di far valere le caratteristiche dell’uno o dell’altro impianto a seconda dell’esigenza.

Vediamo alcuni di tali aspetti nel dettaglio, come presentati nel Quadro programmatico in termini di *coerenza* con le norme vigenti e le forme di programmazione nazionale e locale applicabili.

➤ **Norme sulla apertura del mercato dell'energia e piano energetico nazionale e regionale**

Nel quadro programmatico si sottolinea la coerenza tra impianti proposti e gli obiettivi di sicurezza e ampliamento del mercato dell'energia elettrica avviati con la cosiddetta *liberalizzazione* del mercato a partire dal “*decreto Bersani*” (Dlgs 79/1999), il decreto “*sblocca-centrali*” (L. 55/2002)

Contestualmente (p. 29 e seguenti del Quadro programmatico) si richiama il Piano Energetico Nazionale (del 1988), praticamente superato e considerato obsoleto proprio dalle normative di *liberalizzazione del mercato* nelle quali, invece, è assente qualunque forma di programmazione, tant'è che le molteplici correzioni su tali norme sono state attuate per superare l'opposizione alle regioni a fronte del disconoscimento delle competenze e delle prerogative locali in materia nonché per introdurre parziali elementi di regolazione nel *mercato* così creato (Dlgs 239/2004).

Appare quindi, tanto strumentale quanto incoerente che – per motivare il progetto - sia richiamata, nello stesso tempo, la spinta di deregolazione (o meglio di regolazione solo di mercato) come quella di regolazione (del passato come pure quella risultante con reintroduzione di parziali vincoli programmatori nazionali e regionali).

Per meglio dire – limitandoci agli aspetti del PEN e delle norme sul mercato elettrico richiamati nello SIA – si può riconoscere una “*coerenza*” del tutto generale e generica con le norme sul mercato elettrico della centrale da 520 MWe (ovviamente la coerenza è nei termini di assenza di programmazione e all'obiettivo “*unico*” di produrre più energia elettrica a costi inferiori da parte di qualunque operatore e in qualunque luogo d'Italia presenti caratteristiche infrastrutturali minime per poter ospitare impianti di queste dimensioni) e una certa coerenza della centrale da 60 MWe con il PEN per la parte concernente l'obiettivo di “*efficienza nell'uso dell'energia*” (nei termini dell'utilizzo di energia termico, per i fabbisogni industriali e del *possibile* teleriscaldamento, viceversa l'impianto da 520 MWe finalizzato alla sola produzione di energia elettrica non risponde a quest'ultimo requisito).

Come si vede, la lettura dei due impianti da duplice viene ricondotta a unitarietà per poter far balenare al lettore una *coerenza* nei risultati su fronti diversi se non, per alcuni aspetti, in antitesi tra loro.

➤ **Impianti proposti e atti di programmazione nazionali a tutela dell'ambiente**

Nello SIA si arriva a citare il Piano Nazionale per lo Sviluppo Sostenibile (approvato dal CIPE il 28.12.1993) per cercare di far quadrare il progetto con obiettivi come la riduzione della emissione dei gas serra e affinché “*venga ridotto il prelievo di risorse e l'emissione di inquinanti, rendendo più efficienti i processi e la necessità di promuovere il risparmio energetico*” (p. 33 del Quadro programmatico).

Per far quadrare tali obiettivi con il progetto in esame il proponente è costretto ad andare oltre ai *benefici* (cogenerazione) connessi con la centrale da 60 MWe. Quanto sopra in quanto gli impatti della centrale di maggiore dimensione sono così elevati che non possono venir *compensati* con alcuni, potenziali, impatti positivi della centrale di minori dimensioni.

Come già accennato a questo punto il proponente mette in campo aspetti che non riguardano direttamente il progetto delle due centrali ma interventi di compensazione sugli impatti della esistente raffineria quale “*valore aggiunto del Progetto che ... prevede una riduzione delle emissioni d'inquinanti dell'aria generate dalle sorgenti fisse dello stabilimento, tramite l'applicazione del principio delle migliori tecnologie disponibili*”. In particolare l'entità di tali misure “*sono adottate in maniera tale che lo stabilimento di Falconara Marittima possa garantire, a tutela della qualità dell'aria, il rispetto degli accordi assunti con la Regione Marche ... per quanto concerne NO_x, PTS, CO e SO₂ anche a valle della realizzazione ed esercizio della Centrale a Ciclo Combinato*” (p. 34 del Quadro programmatico).

Questo passaggio svela cosa il proponente intenda per *compensazione degli impatti* conseguenti alla realizzazione del progetto : niente più che obblighi normativi vigenti (*l'applicazione del principio delle migliori tecnologie disponibili* non è altro che quanto è richiesto per le centrali termoelettriche e le raffinerie nuove ed esistenti dalle norme sulla “*riduzione e prevenzione integrata dell'inquinamento*” ovvero dal Dlgs 59/2005) e/o obblighi già sottoscritti con gli enti locali (Protocollo d'intesa del 30.06.2003).

Alle due “*carte*” (i due impianti di progetto con le differenti caratteristiche e finalità già ricordate) giocate all'esigenza sui diversi aspetti programmatici e normativi si aggiunge una *terza carta*, le compensazioni ambientali, che si rivela, una volta girata di poco o nessun pregio come si vedrà nel seguito.

La filosofia della *quadratura* economico-ambientale della liberalizzazione viene presentata come il modo esclusivo per realizzare l'obiettivo delle singole società interessate : l'incremento assoluto della produzione di energia elettrica – cosa ben diversa dalla risposta ai fabbisogni energetici dell'Italia che non possono essere

riassunti da lato dell'offerta (il paradigma dell'incremento inarrestabile dei consumi per il quale l'unica risposta sarebbe l'incremento della produzione) ma ci si deve occupare, in primis, della forma della domanda – ancorché con l'applicazione di tecnologie con maggiori rendimenti e minori fattori di emissione .

Questa quadratura è espressa, tra l'altro, a p. 40 del Quadro programmatico, ove, a proposito del “Patto per l'energia e l'ambiente” del 1998 si afferma che *“il progetto è rivolto al conseguimento di obiettivi energetici, quali la sicurezza e l'economicità degli approvvigionamenti per la Rete di Trasmissione Nazionale (unità da 520 MWe) e per lo stabilimento di Falconara Marittima (Unità da 60 MWe), ed ambientali, quali quelli connessi all'attuazione degli impegni assunti a Kyoto in merito alle emissioni di gas serra, laddove, nell'ottica di un “Mercati dell'Energia”, andrà a sostituire impianti, più recenti, alimentati da combustibili ad alto tenore di carbonio e non privi di zolfo”*.

In altre parole : gli impianti previsti, per effetto della termodinamica della combustione, incrementano la emissione di gas ad effetto serra ma la efficienza degli impianti in progetto e l'utilizzo di un combustibile quale il gas naturale (e il syngas dalla raffineria) determinerebbero una riduzione nei termini di chiusura di impianti, anche *più recenti* che utilizzano combustibili fossili a maggiore impatto (carbone, olio combustibile).

Si tratta di affermazione di nessun pregio in quanto :

- a) attribuiscono al mercato un funzionamento intrinseco virtuoso che determina l'espulsione degli impianti a maggiore impatto (in quanto a maggior prezzo di cessione dell'energia), un meccanismo che il mercato non ha posseduto prima e non possiede dopo il DLgs 79/1999;
- b) attribuiscono agli altri soggetti del mercato (in particolare l'ENEL e le aziende che hanno acquisito le GENCO con cui l'ex monopolista è stato costretto a disfarsi – unico caso europeo – di impianti) il più totale immobilismo, situazione smentita dalle attività da tempo in corso (rallentate dalla necessità di non sguarnire quote troppo elevate di capacità produttiva) di revisione, potenziamento e *“ambientalizzazione”* di molte centrali;
- c) attribuiscono a soggetti come ENEL una prospettiva di *autodafè* (economico ed ambientale) nelle numerose iniziative (centrali di Torrevaldiga Nord e di Porto Corsini, per rimanere a quelle più conosciute e in corso) di conversione al carbone *“pulito”* di impianti ad olio combustibile.

In tema di emissioni di anidride carbonica e della attuazione degli impegni italiani connessi all'adesione al Protocollo di Kyoto gli estensori dello SIA (paragrafo 6.5 del Quadro programmatico) riportano gli obiettivi generali e quelli connessi con il comparto della produzione di energia elettrica indicati dal Piano Nazionale di riduzione dei gas serra, approvato nel dicembre 2002, più volte riviste e tuttora non

approvate dalla Commissione Europea che attribuiva al settore di ridurre per 26 Milioni di tonnellate di anidride carbonica equivalente nel periodo 2008-2012.

Nello SIA si rammenta che in tale piano *“tra le misure individuate rientrano anche l’espansione di Centrali a Ciclo combinato per 3.200 MWe”*, gli estensori sono costretti a ricordare che a fronte di tale indicazione, dal 2002, *“sono stati autorizzati impianti a ciclo combinato per una potenza complessiva di circa 20.000 MWe”* ma si afferma che non sempre l’autorizzazione corrisponde all’effettiva realizzazione dell’iniziativa.

Per la precisione, dai dati più recenti,¹ dal 2002 risultano autorizzati 45 progetti per complessivi 21.400 MW di nuova potenza, gli impianti *cantierati* – nel corso degli anni – sono di poco inferiori a quelli autorizzati e comunque, ad aprile 2006, erano in corso di realizzazione impianti per 11.000 MW mentre tra il 2003 e il 2005 sono entrati in produzione circa 7.000 MW, si prevede tra il 2006 e il 2009 l’entrata in funzione complessivamente di nuovi impianti per 16.000 MWe; pertanto l’affermazione sulle difficoltà a realizzare gli impianti autorizzati espressa dai proponenti non corrisponde alle notizie provenienti dal ministero competente (che tengono conto dei contenziosi in atto su centrali autorizzate).

L’emissione di ulteriore anidride carbonica equivalente dagli impianti in progetto viene quantificata dal proponente in 1.841.000 tonnellate/anno (v. tabella 6-8 p. 50 del Quadro Programmatico).

Secondo il proponente (v. p. 49 del Quadro programmatico) il gestore degli impianti, in quanto *“nuovo entrante ... riceverebbe un’assegnazione gratuita di quote* (di emissione di CO₂ eq, ndr) *tratte dalla riserva per il settore termoelettrico”*, questa riserva era quantificata (periodo 2005-2007) in 61 milioni di tonnellate di CO₂ eq (Piano Nazionale Assegnazione – integrazione febbraio 2005).

Nella più recente revisione del Piano (DM 18.12.2006) tale quota (gratuita), per le nuove centrali entranti, è stata prevista in 15,84 milioni di tonnellate di CO₂ eq per il periodo 2008 – 2012, ben al di sotto alle aspettative dei proponenti.

Questa revisione è stata determinata sia dal fallimento delle iniziative adottate finora in Italia sia per la modifica nelle stime più recenti del contributo del settore energetico alle emissioni di gas ad effetto serra (v ENEA, *Rapporto Energia e Ambiente*, 2004).

¹ Ministero delle Attività Produttive *“Rapporto trimestrale sull’andamento delle autorizzazioni di cui all’articolo 1-quater, comma 1, del decreto legge 29 agosto 2003 n. 239, come convertito dalla legge 27 ottobre 2003 n. 290”*, luglio-ottobre 2006.

La revisione del PNA del 2005 ha imposto obiettivi più restrittivi anche per gli impianti esistenti presso l'Api di Falconara.

Questa situazione determina un ribaltamento rispetto ai “*margini di emissione di CO2*” utilizzabili dalla società a parziale compensazione delle nuove emissioni, come si sintetizza nella tabella che segue .

Tabella 1. Emission trading degli impianti della Raffineria API, scenario considerato nello SIA e scenario determinato dal PNA 2006

Impianto	Emissioni di CO2 eq (kt/anno), dichiarazione anno 2004 (*) A	Quote assegnate di emissione di CO2 eq (kt/anno) PNA integrazione 2005 (*) B	Margini di emissione CO2 eq in relazione alle quote assegnate (kt/anno) (*) B - A	Quote assegnate di emissione di CO2 eq (kt/anno) PNA 2006 approvato (**) C	Margini di emissione CO2 eq in relazione alle quote assegnate (kt/anno) C - A
Impianti petroliferi	474	562	88	479,5	5,5
IGCC esistente	1.036	1.334,8	298,8	260,3	- 775,7
Totale	1.510	1.896,8	386,8	739,8	- 770,2

(*) V. tabella 6-8, p. 50 Quadro programmatico;

(**) DM 18.12.2006.

Da una situazione di possibile *credito* di emissione (margine tra emissioni dichiarate e quote assegnate) per gli impianti esistenti per 386.800 t di CO2 eq, si passa, con la approvazione del PNA a una situazione di debito di 770,2 t/a di CO2 eq (al 2008, con un ulteriore incremento per effetto delle riduzioni delle quote assegnate all'impianto IGCC per gli anni tra il 2009 e il 2012 che passano da 260,3 kt/anno a 241,8 kt/anno). In altri termini agli impianti attuali viene già richiesta una riduzione delle emissioni climateranti (in pratica il dimezzamento delle emissioni) e appare problematico pensare di *compensare* le emissioni dovute alle nuove centrali con ulteriori interventi sugli impianti esistenti rispetto a quelli già dovuti per rispettare le quote assegnate senza poter contare su *crediti da spendere* per accogliere il progetto in questione.

➤ Localizzazione degli impianti proposti

In termini di localizzazione il proponente richiama in particolare l'Accordo Stato-Regioni del 5.09.2002 (che, come è noto, aveva la finalità di “sbloccare” il decreto “sblocca-centrali” a seguito della estesa opposizione delle regioni) e alla sua traduzione parziale nella Legge 83/2003 (di conversione Decreto Legge n° 25 del 18/02/2003). Secondo il proponente (v. paragrafo 6.4 del Quadro ambientale) il progetto rispetta i criteri (le priorità localizzative) ivi indicate.

Nella tabella di p. 42 vengono riportati i criteri generali (paragrafo A) dell'allegato A dell'accordo 5.09.2002 in questione), in tal caso alcuni di questi criteri, attribuibili ora alla centrale da 520 MWe ora alla centrale da 60 MWe, corrispondono alla situazione del sito di Falconara.

Nello SIA però ci si dimentica del paragrafo B di tale Accordo dedicato proprio alla “*adeguatezza della collocazione e della coerenza territoriale*”, che riportiamo nel seguito per opportuna memoria.

B) Adeguatezza della collocazione e della coerenza territoriale 1. Fatti salvi gli approfondimenti in sede di valutazione di impatto ambientale, nonché gli indirizzi programmatori derivanti da atti regionali, dai piani territoriali di coordinamento provinciale e dai piani comunali e provinciali energetici, verranno tenute in considerazione, oltre ai criteri generali: a) l'esistenza di eventuali aree individuate come ambientalmente critiche ai sensi della legge 19 maggio 1997, n. 137, nelle quali è consentito l'insediamento di nuovi impianti, a condizione che i medesimi utilizzino la migliore tecnologia industriale disponibile per l'abbattimento delle emissioni e contribuiscano a migliorare la situazione preesistente, coerentemente con il piano di risanamento previsto per l'area suddetta; b) l'esistenza di eventuali aree individuate dal piano della qualità dell'aria o da altri strumenti di programmazione come critiche, nelle quali è consentito l'insediamento di nuovi impianti termoelettrici, a condizione che i medesimi utilizzino la migliore tecnologia industriale disponibile per l'abbattimento delle emissioni e contribuiscano a migliorare la situazione preesistente, coerentemente con il piano previsto per l'area suddetta; c) l'esistenza di centrali termoelettriche suscettibili di risanamento, ammodernamento e innovazione tecnologica, anche attraverso il loro ripotenziamento. C) Nella valutazione complessiva del progetto si terrà in considerazione altresì l'impatto occupazionale ed economico sul tessuto produttivo locale, considerato nel suo bilancio complessivo esistente in relazione alla situazione economica locale.

La successiva L 83/2003 (conversione Decreto Legge n° 25 del 18/02/2003), richiamata anche nello SIA ha così definito ulteriori criteri localizzativi:

Art. 3. Criteri per nuove installazioni e potenziamento di impianti esistenti
1. Ai fini dell'effettuazione della valutazione d'impatto ambientale (VIA) sui progetti di nuova installazione, ovvero di modifica o ripotenziamento di impianti di produzione di energia elettrica di potenza superiore a 300 MW termici, valutati ai sensi del decreto-legge 7 febbraio 2002, n.7, convertito, con modificazioni, dalla legge 9 aprile 2002, n. 55, sono considerati prioritari i progetti di ambientalizzazione delle centrali esistenti che garantiscono la riduzione delle emissioni

inquinanti complessive, nonché i progetti che comportano il riutilizzo di siti già dotati di adeguate infrastrutture di collegamento alla rete elettrica nazionale, ovvero che contribuiscono alla diversificazione verso fonti primarie competitive, ovvero che comportano un miglioramento dell'equilibrio tra domanda ed offerta di energia elettrica, almeno a livello regionale, anche tenendo conto degli sviluppi della rete di trasmissione e delle nuove centrali già autorizzate.

Ai fini della localizzazione, nel caso di specie, debbono essere pertanto tenute in conto le caratteristiche di rischio (ambientale e industriale) del sito e gli effetti dell'intervento su tali aspetti e alle attività di risanamento in corso e/o programmate e/o da programmare come gli atti di programmazione regionale sul tema dell'energia.

➤ **Il rinnovo della concessione per gli olii minerali e le centrali proposte**

Un aspetto non preso in considerazione nello SIA è la congruità del progetto in questione con le prescrizioni emanate dal Decreto regionale 18/03 del 30.06.2003 con il quale è stata, anticipatamente, rinnovata la concessione per la lavorazione e il deposito di oli minerali alla società Api Raffineria di Ancona Spa.

Il punto 7 delle prescrizioni indicate recita :

“Per tutto il periodo di validità della concessione sono esclusi:

- *Per le aree già concessionate, utilizzi diversi da quelli autorizzati se non eventualmente per finalità esclusive di miglioramento delle complessive condizioni ambientali e previa valutazione, a cura dell'Autorità competente al rilascio delle autorizzazioni petrolifere, di uno specifico studio di impatto ambientale presentato dall'Azienda”.*

La dimostrazione del rispetto della clausola del “*miglioramento*” ambientale appare l'obiettivo principale dello SIA che dedica, come già accennato, ampi spazi e argomenti in proposito.

Quello che manca invece in tutto il SIA e nelle relazioni progettuali è la “*esclusività*” delle finalità del progetto in questione per tale miglioramento, il tentativo degli estensori dello SIA di dimostrare un miglioramento complessivo delle condizioni ambientali (leggi : configurazione emissiva per alcuni inquinanti) avviene nonostante sia palese la non esclusività del progetto a tale fine sicuramente per l'impianto da 520 MWe, infatti gli estensori dello SIA sono costretti a “*chiamare a rapporto*” iniziative estranee al progetto stesso (alcune dovute, come quelle connesse con l'autorizzazione A.I.A., altre presentate come *compensazioni*) per cercare di evitare l'accusa di peggiorare la configurazione emissiva attuale con l'introduzione dei nuovi impianti.

Lo stesso fatto che il proponente debba *mettere sul tavolo* iniziative che non hanno diretta correlazione con il progetto fa emergere – per chi non l'avesse già chiaro dagli obiettivi esplicitati dal proponente perlomeno per la centrale da 520 MWe – che

l'iniziativa non ha alcun obiettivo *esclusivo* di miglioramento ambientale ma, semmai, di miglioramento economico per il proponente (obiettivo certamente in sé legittimo ma differente dagli obiettivi posti dagli enti pubblici, per esempio, con il decreto suddetto).

➤ Programmazione regionale in materia di energia

Nel Quadro programmatico, dopo aver sintetizzato i contenuti del PEAR della Regione Marche, si sottolinea che la realizzazione degli impianti progettati consentirebbe l'azzeramento del deficit domanda/offerta di energia elettrica regionale (pari a 4.029 GWh al 2005, la produzione di energia elettrica delle due centrali è di 5.200 GWh) come pure determinerebbe degli impatti positivi di carattere ambientale *“se una nuova centrale di questo tipo consente anche la dismissione di centrali di tecnologia più datata”* (p. 64 del Quadro Ambientale, si noti il condizionale) nonché *“prevedendo misure di compensazione e riequilibrio ambientale e territoriale”* (secondo il proponente l'iniziativa, entrambe le centrali, *“è contemplata nel Protocollo d'intesa laddove l'Azienda api, unitamente al consenso della Regione, s'impegna a perseguire l'obiettivo di uno sviluppo industriale che configuri il sito sempre di più come un polo energetico ambientalmente avanzato, anziché come raffineria petrolifera tradizionale, in linea con gli indirizzi e le previsioni del PEAR”* (p. 82 del Quadro ambientale).

Il proponente è però costretto ad ammettere che *“le modalità di attuazione del PEAR non identificano quale scelta primaria la generazione d'energia mediante impianti di media taglia, ma non escludono l'adozione di tale soluzione ...”* (p. 63 del Quadro ambientale; nello SIA si conclude con un giudizio *neutro* di *“compatibilità”*² tra progetto e PEAR anziché di un livello di *“coerenza”* dello stesso).

Per l'esattezza, così si esprime il PEAR:

4.2.4 Conclusioni

In definitiva, la Regione Marche, attraverso lo strumento del PEAR, definisce come tecnologia prioritaria per il conseguimento del pareggio di bilancio la produzione elettrica da generazione distribuita e cogenerazione.

Quanto alla localizzazione e alle dimensioni degli impianti si punta agli impianti di taglia piccola per le installazioni vocate alla trigenerazione di energia elettrica, caldo e freddo (ospedali, centri commerciali, centri direzionali) ed alla taglia media (fino a qualche decina di MW) per centrali di cogenerazione per aree industriali omogenee.

Ricade sotto questa strategia anche la promozione degli interventi tesi a rintracciare un percorso fattibile per lo sfruttamento in teleriscaldamento dell'energia termica di scarto proveniente dalle

² Allo stesso livello di rapporto con i vincoli connessi, per esempio, alla presenza dell'aeroporto, del PRG comunale e della zonizzazione acustica.

esistenti centrali a ciclo combinato di Falconara (API) e Jesi (Sadam). Ciò potrà rendere più agevole lo sviluppo di azioni concertate e coerenti in attuazione del Protocollo d'intesa con API per lo sviluppo del **polo energetico-ambientale di Falconara**.

Lo stesso polo energetico-ambientale di Falconara ha recentemente visto la riattivazione come **“impianto di emergenza” della Centrale ENEL di Camerata Picena**. La centrale turbogas (104 MW elettrici a fronte di una potenza termica complessiva di 500 MW) utilizza una tecnologia manifestamente obsoleta ed il suo esercizio è giustificato solo nei momenti di massima richiesta della rete, quantificati dalla stessa ENEL in circa 100 ore/anno.

Vista l'elevata concentrazione nell'area di impianti di generazione elettrica non si intravede, allo stato, nessuna possibile diversa utilizzazione della infrastruttura, né l'insediamento di nuove centrali a combustibili fossili nell'area.

La conclusione da trarre riguardo al tema della **generazione elettrica** in regione è quindi la caratterizzazione del PEAR sulle seguenti **due priorità**:

- **il raggiungimento nell'orizzonte temporale del presente piano (2015) di una chiara tendenza al pareggio tra la domanda e l'offerta di energia elettrica;**
- **tale tendenza al pareggio va conseguito con il ricorso prioritario alle tecnologie della generazione distribuita, della cogenerazione e della trigenerazione.**

Appare palese che gli indirizzi regionali non contemplano nell'immediato né l'obiettivo assoluto del **“pareggio”** locale in termini energetici (anche perché, correttamente, si tratta di un piano energetico, nelle sue diverse articolazioni e non solo sotto il profilo del bilancio domanda/offerta di energia elettrica)³ e esclude la possibilità di impianti di **“media taglia”** nella localizzazione proposta richiamando il protocollo d'intesa in termini diversi da quelli che fa il proponente ovvero in termini di utilizzo di **“energia termica di scarto”** da impianti esistenti.

L'allegato 2 allo SIA⁴ è dedicato a questo aspetto costruendo una ipotesi di localizzazione di diversi impianti cogenerativi nei diversi distretti energetici regionali a partire dal presupposto che vi sarà (con riferimento al 2015) un incremento annuo della domanda di energia elettrica del 2,4 % (**“scenario inerziale”** del PEAR) pari a un fabbisogno di 10.267 GWh, a fronte di una produzione con gli impianti esistenti per 4.254 GWh.

Sono gli stessi redattori del SIA che affermano che gli interventi previsti nel PEAR determinerebbero uno sbilancio produzione locale/domanda locale pari a 1.922 GWh. Per maggiore chiarezza si riporta quanto indicato a p. 12 dell'Allegato 2 dello SIA.

³ Se la legislazione italiana prossima ventura prevederà che lo Stato e le Regioni garantiscano un **“adeguato equilibrio territoriale nella localizzazione delle infrastrutture energetiche”**, allora le Marche possono considerarsi già rispondenti al requisito in quanto il surplus in termini di produzione di derivati petroliferi (raffineria API) compensa il deficit relativo alla produzione di energia elettrica, con il risultato che **la regione registra un sostanziale pareggio di bilancio** e si pone quindi a pieno titolo tra le regioni che contribuiscono alla uniforme distribuzione degli oneri (ambientali e sociali) conseguenti alla presenza sul territorio delle infrastrutture energetiche.(PEAR Regione Marche, capitolo 1, p. 31).

⁴ *Valutazioni ambientali concernenti gli indirizzi di pianificazione energetica regionali in relazione all'iniziativa api.*

Tabella 2.3 – Situazione del comparto elettrico al 2015 tenuto conto degli interventi previsti dal PEAR

Descrizione				Energia (GWh)
Fabbisogno lordo di energia elettrica al 2015				+ 10267
Copertura garantita dalle centrali esistenti				- 4254
Sbilancio previsto in assenza di interventi				+ 6013
Riduzione della domanda				- 1484
Aumento e riqualificazione dell'offerta				- 2607
Fonti rinnovabili	Numero impianti	Potenza complessiva (MWe)	Energia prodotta (GWh)	
Eolico	8-10	160	320	
Biomasse	4-8	60	360	
Idroelettrico			50	
Solare fotovoltaico		20	27	
Totale Energie rinnovabili			757	
Co-generazione distribuita		460	1850	
Differenza produzione-consumo				+ 1922
Deficit produttivo regione Marche				19%

A fronte di questo scenario (basato come detto sull'incremento della domanda del 2,4 % annuo) i proponenti – quale alternativa rispetto alla realizzazione della centrale da 580 MWe – configurano uno scenario di “*cogenerazione distribuita*” (146 impianti con taglie da 20 a 1 MWe) per complessivi 480 MWe.

Questi impianti verrebbero dedicati principalmente alla produzione di energia termica (4.285 GWht) e anche di 1.924 GWhe per azzerare lo sbilanciamento.

Quanto sopra a confronto con la centrale proposta, da 580 MWe che produrrebbe elettricità per 3.932,5 GWhe (prodotti esclusivamente dalla centrale da 520 MWe) e energia termica per 307,4 GWht (prodotti esclusivamente dalla centrale da 60 MWe).

A parte che lo scenario della centrale proposta da api – con gli obiettivi del PEAR – determinerebbe una produzione in eccesso per 2.010 GWhe, appare evidente che il confronto è improprio : “*pere con mele*”.

Si pretende di colmare il deficit produttivo di energia elettrico previsto al 2015 confrontando una unica centrale (di fatto la centrale da 520 MWe) dedicata esclusivamente a produrre energia elettrica con centrali distribuite sul territorio e dedicate principalmente a produrre energia termica.

Proprio perché si tratta di due forme diverse di affrontare un unico problema, quello energetico, quello di semplificare nei termini di “*pareggiare*” localmente domanda e offerta peraltro della sola energia elettrica, determina confronti tra entità diverse, ancorché accomunate parzialmente, da risultare forse utile in termini di studio di scenari alternativi in un piano energetico regionale, ma del tutto inutile se non fuorviante quando si analizzano gli impatti di un singolo impianto.

Se poi il “*bilancio ambientale*” dell’impianto proposto (da 580 MWe) viene *caricato* di elementi di mitigazione/compensazione esterni al comparto di interesse (ovvero gli interventi sulla raffineria) il confronto è ancora meno utile⁵.

➤ **Piano d’Assetto Idrogeologico**

Nello SIA (v. tabella 7-16 p. 95, Quadro programmatico) “*si evidenzia , per la porzione di territorio inerente l’iniziativa proposta, l’appartenenza alla fascia di territorio inondabile con rischio di esondazione R4. La classe R4 rappresenta un rischio elevato ...*”.

Su tale base la Regione Marche, sulla base di tali indicazioni, ha individuato nel PAI l’area interessata dal progetto all’interno di quelle esondabili con tempi di ritorno di 200 anni prevedendo pertanto destinazioni limitate che escluderebbero la possibilità di realizzazione del progetto in esame. A tale proposito il proponente ha presentato osservazioni sul contenuto del PAI richiedendo in sostanza una rivalutazione del rischio di esondabilità da elevato a una categoria di minore rischio anche in considerazione di particolarità morfologiche dell’area (sopraelevazione dell’area della raffineria).

Allo SIA viene allegato (allegato 11) la documentazione presentata in osservazione al contenuto del PAI il 6.11.2001 in cui, sulla base di rilievi per opere realizzate in precedenza, si richiede di “*eliminare tutta l’area della Raffineria dal rischio di esondabilità*” dovuto alla foce del fiume Esino.

Su questo aspetto chi scrive non ha competenze specifiche e non può che rimandare alle valutazioni e determinazioni della regione Marche sul PAI che, per quanto risulta dallo SIA, permangono immutate ed è lo stesso proponente a segnalare “*la necessità di un confronto con l’Autorità competente riguardante il progetto e il rischio di esondazione del Fiume Esino*”.⁶

⁵ Per non dire che lo scenario emissivo delle centrali proposte (v. tabella 9.2, p. 72 dell’allegato 2) è diverso da quello poi utilizzato nello scenario ambientale considerato nello SIA (per es. v. tabella 2.7, p. 15 Allegato 5), ove una fa riferimento a un funzionamento della nuova centrale da 520 MWe per 6.500 ore/anno mentre la seconda si basa su un funzionamento della stessa centrale per oltre 8.000 ore/anno. In questo modo nell’allegato 2 si parla – per esempio – di emissioni di NOx per entrambe le nuove centrali per 181,9 tonn/anno mentre nell’allegato 5 si fa riferimento a 232,2 tonn/anno. Il confronto così svolto sembra più interessato a mostrare gli impatti “*non atmosferici*” correlabili con ipotesi di generazione diffusa rispetto a quelli di una centrale “*compatta*” in un sito già a destinazione industriale.

⁶ Si veda anche quanto riferito nello SIA nelle “*Difficoltà incontrate*” (p. 4)

Quadro di riferimento progettuale

Questo quadro entra nel dettaglio delle scelte tecnologiche degli impianti e della loro correlazione/integrazione con gli impianti esistenti ed in particolare l'impianto IGCC alimentato con syngas di raffineria prodotto con idrocarburi pesanti.

Da quanto illustrato in questa parte dello SIA emerge, in primo luogo, una conferma a quanto già detto ovvero sulla *indipendenza funzionale* della centrale da 60 MWe rispetto a quella da 520 MWe e la assenza di relazioni dirette tra quest'ultima centrale e il funzionamento della raffineria (si vedano gli scenari A ÷ D; p. 11 -15 Quadro progettuale).

L'impianto da 520 MWe ha la funzione di produrre energia elettrica per l'utenza esterna (la rete nazionale) ed ha pertanto una funzione di diversificazione produttiva ed economica delle attività della società con l'utilizzo di aree e di alcune utilities già presenti nel sito, ma non presenta elementi di integrazione con i cicli produttivi esistenti, mentre l'impianto da 60 MWe rappresenta una forma di garanzia di continuità produttiva degli impianti di raffineria (produzione di vapore anche in sostituzione dell'impianto IGCC, v. scenari D ed E) con la possibilità di esportazione di energia termica (teleriscaldamento) all'esterno.

Si segnala che sotto il profilo della opportunità del teleriscaldamento viene presentato un documento (Allegato 1, uno studio sul teleriscaldamento ad Ancona risalente al 1992 a cura della Università cittadina) che pur avendo bisogno di qualche aggiornamento prefigura uno scenario "*intermedio*" rispetto a quello contenuto nel progetto in esame.

A pagina 17-18 di questo documento si ipotizza uno scenario di un impianto a ciclo combinato in assetto cogenerativo "*in grado di produrre energia elettrica e termica sia per il fabbisogno interno della Raffineria sia per l'esportazione. La potenza elettrica disponibile per terzi può essere valutata in 200-220 MW al netto, ovviamente, delle esigenze di Raffineria.*" Con questa centrale "*si potrebbero ricavare 30-40 Gcal/h (per la rete di teleriscaldamento esterna, ndr) senza apportare modifiche sostanziali al sistema. Secondo le indicazioni del progetto 'API' (non conosciuto da chi scrive, ndr) sarebbe possibile in questo modo rendere disponibile per ogni MW di potenza elettrica rinunciata 5 Gcal/h di potenza termica da destinare al teleriscaldamento, con un costo di produzione molto basso; al tempo stesso il sistema di cogenerazione manterrebbe la sua flessibilità in rapporto ai diagrammi della domanda delle utenze esterne*". In altri termini con una centrale di potenza circa dimezzata rispetto a quella proposta si garantirebbero i fabbisogni della raffineria, la disponibilità di vapore per la raffineria e la possibile rete di teleriscaldamento, e la esportazione di energia elettrica ovviamente in quantità inferiori (pari a circa 1/3) rispetto a quelle del progetto in esame.

Una alternativa progettuale non presa in considerazione nella parte dello SIA dedicato alle “*Alternative considerate*”.

Anche se il progetto viene presentato come unico, la illustrazione delle loro caratteristiche progettuali, come già detto, mostra che i due impianti sono distinti e come tali debbano venir considerati ad avviso di chi scrive.

Rimandiamo alle note relative al quadro ambientale gli approfondimenti relativi alla configurazione emissiva, qui evidenziamo che le diverse - possibili - configurazioni gestionali determinano impatti diversificati (in particolare per quanto concerne la configurazione emissiva) si segnalano i seguenti aspetti.

a) Nelle condizioni operative di riferimento (p. 17 Quadro progettuale) si afferma, tra l’altro:

➤ “*utilizzo come combustibile, per la sezione da 520 MWe, di gas naturale*”;

➤ “*utilizzo come combustibile , per la sezione da 60 MWe, di gas naturale per 4.760 h/anno e di gas di raffineria per 4.000 h/anno*”

(...)

“*Tali condizioni operative sono state prese come riferimento, nell’ambito dello sviluppo del presente documento, per la definizione/stima delle performance ambientali attese per l’impianto*”.

Più avanti, nel descrivere le diverse unità di processo delle due centrali, si afferma quanto segue : “*Unità PP2100 (relativa alla centrale da 520 MWe, ndr) una turbina a gas industriale (... che) può essere alimentata con Gas Naturale o, alternativamente, con una miscela di Gas naturale e di Gas di raffineria, fino a un massimo del 15 % in peso*” (p. 22 Quadro progettuale).

Poco più avanti (p. 31 Quadro progettuale) si parla invece, sempre con riferimento alla centrale da 520 MWe, della “*Turbina a gas GT –PP2101 ... alimentata con Gas naturale proveniente dalla rete di distribuzione SNAM o, alternativamente, con miscela del medesimo e Gas di Raffineria (contenuto massimo ammissibile di Gas di Raffineria pari al 15 % in massa), o con solo Gas di Raffineria*” (il neretto è nostro).

Quindi la presenza di gas di raffineria fino al 15 % è riferita al solo caso in cui lo stesso è in miscela con gas naturale mentre, da quanto sopra, è ipotizzabile anche uno scenario di utilizzo al 100% di gas di raffineria anche nella centrale di maggiori dimensioni (pur non in modo continuativo), questo scenario non trova alcuna descrizione in termini di *performance ambientali attese per l’impianto*.

La centrale da 60 MWe invece, come già riportato, viene descritta in partenza come operante – per circa metà del tempo e all’occorrenza completamente - con gas di raffineria.

Nella domanda di Autorizzazione Integrata Ambientale (v. paragrafo 2, note introduttive) si fa riferimento invece a:

- “ C. la sezione da 520 MWe sia alimentata solo a gas naturale per 8.760 ore annue, mentre la sezione da 60 MWe sia alimentata a solo gas di raffineria per 4.000 ore annue;
- D. la sezione da 60 MWe sia alimentata a solo gas naturale per le rimanenti 4.760 ore/annue ...

OMISSIS

Le condizioni di funzionamento riportate rimangono, pertanto, cautelative sia in termini di rendimento d’impianto che di consumo di combustibile ma permettono di individuare le peggiori condizioni ambientali raggiungibili”.

E’ palese che le differenze riscontrabili nella “*configurazione di riferimento ambientale*” della centrale da 520 MWe tra le diverse parti dello SIA e la domanda di A.I.A. rendono difficile individuare quale sia, per il proponente, la “*peggiore condizione ambientale raggiungibile*” (supponiamo in termini di configurazione emissiva).

Per chi scrive tale condizione è riferibile alla entità dell’utilizzo del gas di raffineria (in miscela con gas naturale o da solo) su entrambe le centrali sia per le caratteristiche merceologiche di tale gas rispetto a quello naturale sia in termini di rendimento diversificato dei sistemi di abbattimento previsti (perlomeno per quanto concerne il sistema SCR per la riduzione delle emissioni di ossidi di azoto in entrambe le centrali, indicato pari al 75 % per la centrale da 520 MWe e pari al 70 % per quella da 60 MWe).

- b) Quando nello SIA si parla di Gas di raffineria non si intende il syngas con cui viene oggi alimentata la centrale IGCC ma un “*nuovo prodotto*” derivato dal riscaldamento (vaporizzazione) di gas derivato dalla raffinazione del greggio con caratteristiche originarie non idonee alla combustione in turbine a gas (in sostanza una miscela di propano e butano).

Si prevede infatti una “*nuova unità dedicata realizzata all’interno dell’area di Raffineria (si veda la figura 3-1). L’utilities consta di un sistema di vaporizzazione e surriscaldamento (PK-2901) e di un serbatoio d’accumulo (D-2901)*” , nel complesso la “*unità ausiliaria 2900*” (v. p. 45 del Quadro progettuale).

Di questo nuovo impianto necessario per la realizzazione del progetto in esame per l'utilizzo del gas di raffineria, dopo questo accenno, si perdono le tracce e non appare più considerato in termini di impatto ambientale se non nei termini di analisi di rischio industriale come si dirà nel seguito. La nuova unità presenta un interesse nei termini di una modifica dell'attuale assetto della raffineria ai fini dei "*rischi di incidenti rilevanti*". In altri termini l'introduzione di una nuova sezione di "*lavorazione*" di prodotti infiammabili quali quelli in esame può configurare non solo una modifica ma un aggravio della condizione di rischio del sito e dunque essere soggetto agli aggiornamenti richiesti dal Dlgs 334/1999 (v. art. 10 del suddetto Dlgs e il DM 9.08.2000).

Questa unità ausiliaria non solo non compare nella domanda di A.I.A. (neppure tra le attività tecnicamente connesse – vedi scheda A.5) ma si esclude (scheda A.2) la presenza di "*attività soggette a notifica ai sensi del D.lgs 334/99*".

Altri aspetti in materia, oltre a tale nuova unità, sono rappresentati dalla possibilità di *effetti domino* in relazione a ipotesi incidentali delle centrali che possono coinvolgere impianti della raffineria e, viceversa, scenari incidentali della raffineria che possono coinvolgere le centrali con incremento delle conseguenze sull'ambiente e sulla sicurezza; questo aspetto va considerato anche in relazione alla struttura diversificata della raffineria (presenza di società diverse ancorchè facenti capi al gruppo API) che, con l'introduzione delle centrali, aumenterà ancora in quanto si afferma che il gestore degli impianti sarà società diversa da quella che gestisce la raffineria. Aspetto che deve avere una sua autonoma considerazione nell'ambito della gestione dei rischi industriali rilevanti.

Questi aspetti sono trattati nell'Allegato 8 (in particolare "*analisi di rischio*") ove, in contraddizione con quanto (non) riportato nella domanda di A.I.A. si considerano le centrali e le relative utilities nei termini previsti dal Dlgs 334/99.

In particolare, in questo allegato, si presentano delle ipotesi di scenari incidentali tra i quali ve ne sono ("*rilasci da equipment e tubazioni*") che riguardano linee/sistemi di pompaggio/serbatoi relativi sia al gas naturale che al gas di raffineria che al "*fuel gas*" (miscela dei due gas) anche con coinvolgimento di strutture/personale della raffineria.

Inoltre sono considerate anche ipotesi incidentali dovute alle attività di raffineria (irraggiamento termico dovuto ai serbatoi a tetto galleggianti nelle vicinanze delle centrali) che coinvolgerebbero le centrali in progetto.

Nel complesso appare arduo escludere che la situazione post operam non costituisca un *aggravio* sotto il profilo dei rischi rilevanti per il sito (e per la popolazione residente nelle vicinanze) nel suo insieme.

Quanto sopra in particolare per quanto concerne la "*introduzione di nuove tipologie o modalità di accadimento, di incidenti ipotizzabili che risultano piu' gravose per*

verosimiglianza (classe di probabilità di accadimento) e/o per distanze di danno associate con conseguente ripercussione sulle azioni di emergenza esterna e/o sull'informazione alla popolazione” (v. allegato DM 9.08.2000).

Sempre su tale materia va segnalato che, solo in un breve passaggio dello SIA (v. *“Alternative considerate”*, p. 17) si afferma che *“A fronte della scelta adottata d'eliminare gli ossidi di azoto mediante l'impiego congiunto di catalizzatore e ammoniacca, la proponente, valuterà la possibilità di produrre in sito ammoniacca gassosa, partendo dall'urea ...”*, anche questa possibilità può determinare un aggravio della situazione di rischio rilevante nel sito in questione.

c) Un ulteriore aspetto progettuale su cui si vuole porre attenzione concerne il rapporto tra il progetto (e i relativi lavori realizzativi) e il problema della bonifica dell'area: l'unico passaggio dedicato a tale aspetto è il seguente : *“Essendo l'intera area di Raffineria sottoposta a procedura di Bonifica, il Proponente metterà in atto quelle azioni che garantiranno l'incolumità della salute delle persone sia durante la fase di cantierizzazione che d'esercizio”* , fin qui nulla di particolare, ma sorprende che subito dopo si affermi che *“l'inizio delle attività di cantiere coinciderà con la conclusione delle attività di bonifica eventualmente necessarie”* (p .57 del Quadro progettuale).

Il proponente afferma, nel maggio 2006, e nonostante le attività che dovrebbero essere in corso per definire quanto necessario per la bonifica dell' *“intera area”* dichiarata *“ad elevato rischio di crisi ambientale”* (delibera del Consiglio Regionale n. 305 del 1.03.2000), di non conoscere se le aree interessate dai lavori per la realizzazione delle centrali e delle utilities connesse siano o meno da sottoporre a interventi di bonifica e quale sia l'entità degli interventi necessari.

Nelle attività svolte da ARPAM⁷ appare già chiaro che *“le matrici suolo e sottosuolo risultano contaminate da Benzene, Toluene, Etilbenzene, Xileni, Trimetilbenzeni, Idrocarburi C<12 e C>12, MTBE, ETBE, IPA e metalli”*; *“.. sulla base delle attuali conoscenze ambientali del sito si possono stimare volumi inquinati (per il solo sito della raffineria API, ndr) di suolo e sottosuolo pari a 2.200.000 mc”* (a cui vanno aggiunti i sedimenti marini e fluviali ancora da quantificare), rimandando allo studio del *“Piano di Caratterizzazione 2° fase che ditta API dovrà presentare al Comune di Falconara M.”* che – per quanto previsto dal Decreto regionale 18/03 *“l'azienda dovrà presentare ... entro il 31 dicembre 2004”* (v. punto b.34 del decreto di rinnovo alla concessione degli oli minerali, ove, in relazione alla avvenuto inserimento del sito tra quelli di *“interesse nazionale”* e della relativa perimetrazione con DM

⁷ *“Supporto tecnico per gli adempimenti tecnici relativa alla predisposizione del piano di risanamento ambientale dell'area ad elevato rischio di crisi ambientale di Ancona, Falconara e Bassa Valle dell'Esino - Relazione conclusiva”*, 31.01.2002.

26.02.2003, si prescrive che “*l’Azienda dovrà accelerare il processo di approfondita analisi del fenomeno (di inquinamento del sottosuolo e delle falde sotterranee, ndr) nonché quello di bonifica delle aree contaminate secondo un’adeguata tempistica ...*”).

Ciò nonostante il proponente parla di bonifica *eventualmente* necessaria palesando l’assenza, a quattro anni di distanza dal documento ARPAM citato, di una conoscenza di idoneo dettaglio sui siti ove si intendono realizzare i diversi impianti relativi al progetto in questione.

Quanto sopra viene confermato nel Quadro ambientale (p. 122) ove si afferma che “*per il sito è attualmente in fase di preparazione il Piano di Caratterizzazione del sito individuato per la costruzione delle centrali*”.

Ogni ulteriore commento in proposito appare superfluo.

Quadro di riferimento ambientale

Come già accennato nelle note relative alla introduzione e al quadro programmatico, la tesi del proponente, in termini del principale impatto ambientale atteso (emissioni in atmosfera) della proposta, può essere riassunta come segue: gli impianti proposti determinano un incremento delle emissioni, queste emissioni saranno ridotte – rispetto a quelle di impianti analoghi – per effetto della applicazione delle migliori tecnologie disponibili e gli interventi sugli impianti di raffinaria esistenti saranno tali da compensare tali potenziali incrementi con un bilancio complessivo di riduzione delle emissioni (per i parametri correlabili con le centrali turbogas e comunque considerati nello SIA).

Questa tesi è sintetizzata nella tabella 2.7 presentata nell’Allegato 5 (p. 15) dello SIA (v. anche p. 85 del Quadro progettuale) che si riporta per comodità espositiva.

Tabella 2.7 – Previsione dell’andamento delle emissioni del sito produttivo api a fronte degli interventi proposti e confronto con i limiti emissivi previsti

Descrizione	Inquinante (t/anno)			
	NO _x	SO _x	PTS	CO
Emissioni Raffineria nel 2004	416.0	1727.0	44.0	61.8
Emissioni IGCC nel 2004	569.0	152.0	4.0	49.3
Emissioni totali Anno 2004	985.0	1879.0	48.0	111.1
Emissioni Raffineria nel 2007 (dopo interventi per AIA)	495.0	1531.9	63.4	86.1
Emissioni IGCC nel 2007 (dopo interventi per AIA)	701.0	160.9	14.5	333.2
Emissioni totali Anno 2007	1196.0	1692.8	77.9	419.3
Emissioni Centrale Sezione 520 MWe	178.4	23.8	23.8	75.4
Emissioni Centrale Sezione 60 MWe	53.8	3.8	1.5	38.7
Emissioni totali Centrale	232.2	27.6	25.3	114.1
Misure di compensazione previste	- 299.0	- 579.0	- 26.0	- 119.5
Emissioni future complesso produttivo api	1129.2	1141.5	77.2	413.9
Limiti di bolla previsti per rinnovo concessione alla max capacità produttiva	1200.0	2155.4	102.4	506.0
Differenza tra emissioni future e limite per rinnovo concessione	- 70.8	- 1013.7	- 25.2	- 92.1

Affinché tali dichiarazioni abbiano un fondamento occorre che si realizzino almeno quattro condizioni e precisamente:

- a) sia definita la “*bolla emissiva*” (il permesso di emissione complessivo del sito della società api di Falconara) nei termini indicati;
- b) gli interventi previsti (contenuti nella domanda di A.I.A.) sulla raffineria raggiungano le riduzioni di emissioni indicate;
- c) le compensazioni dichiarate (ulteriori riduzioni delle emissioni del sito esistente oltre a quelle già ottenibili con l’applicazione delle migliori tecnologie disponibili) siano realizzate in toto sommandosi così con quelle del punto c) e, nel loro insieme, garantire un bilancio migliorativo per gli

inquinanti considerati (ossidi di azoto, ossidi di zolfo, articolato totale, monossido di carbonio);

d) la configurazione emissiva delle centrali sia quella indicata nello SIA e nella domanda di A.I.A..

La prima condizione entra nel merito della filosofia e della quantificazione della “*bolla emissiva*” ovvero della possibilità (a norme vigenti) di definire l’entità dell’inquinamento “*permesso*” (emissioni in atmosfera) entro cui ogni nuova opera risulterebbe possibile (accettabile) se all’interno di tale *bolla*.

Così viene illustrata questa filosofia.

1. La Raffineria API, per effetto della autorizzazione dell’impianto IGCC (Decreto VIA 1877 del 22.04.1994) avrebbe acquisito il diritto (“*le emissioni del complesso produttivo API di Falconara Marittima non devono superare i seguenti valori*”, v. p. 10 Allegato 5 allo SIA) di emettere :

- 5.700 t/anno di ossidi di zolfo;
- 1.200 t/anno di ossidi di azoto;
- 178 t/anno di polveri totali sospese;

(si evidenzia che il decreto VIA richiedeva ad API di “*impegnarsi a limitare ulteriormente le emissioni diffuse di idrocarburi rispetto alla situazione attuale*”, tali quantità erano comunque il risultato di considerazioni sulle concentrazioni all’emissione degli inquinanti considerati dalla allora nuova centrale IGCC oltrechè alla configurazione emissiva degli impianti preesistenti).

2. Per effetto del Decreto della Giunta Regionale Marche (n. 18/03 del 30.06.2003) e del Protocollo di intesa del 30.06.2003 “*le emissioni complessive della raffineria, relativamente ai singoli inquinanti indicati dal Ministero dell’Ambiente con approvazione della VIA IGCC (ovvero SO_x, Nox e PTS) non devono superare, a parità di quantità di greggio annualmente trattato e di ciclo di lavorazione autorizzato, quelle conseguite nell’anno 2002*”.

Nel 2002 le emissioni (v. tabella 2.1, p. 10 Allegato 5) sono state complessivamente

- 1.970 tonn di ossidi di zolfo;
- 913 tonn di ossidi di azoto;
- 92 tonn. di polveri totali sospese.

Quanto sopra a fronte di una produzione di energia elettrica di 1.505.000 MWh circa e di un trattamento di greggi petroliferi pari a 3.650.000 tonn circa.

3. A questo punto il proponente calcola i fattori di emissioni sulla base delle emissioni complessive del 2002 rispetto alla produzione di energia e di raffinazione di greggio e ricalcola le emissioni “*permesse*” sulla base della massima produzione di energia possibile dall’impianto IGCC (2.382.720 MWh) e di trattamento di greggio (3.900.000 tonn) ottenendo la “*bolla emissiva*” di riferimento per la valutazione degli interventi necessari per *mitigare/compensare* le emissioni aggiuntive dovute alle nuove centrali (per gli inquinanti presi in considerazione).

Il risultato è il seguente :

- 2.155 t/a di ossidi di zolfo;
- 1.234 t/a di ossidi di azoto;
- 102,4 t/a di particolato totale sospeso.

Da questi valori il proponente ricava i limiti di bolla (v. tabella 2.4 p. 12 Allegato 5 dello SIA) rettificando il valore degli ossidi di azoto a 1.200 t/a in quanto altrimenti sarebbe superiore a quello “*massimo*” indicato nel Decreto VIA del 1994 (come ricordato dagli stessi estensori dello SIA a p. 12 dell’Allegato 5).

Viene inoltre inserito un limite di emissione annuo di monossido di carbonio (CO) per 506 t/a (non previsto dagli atti citati).

La correzione sugli ossidi di azoto appare necessaria e nel contempo mostra quanto sia inadeguato, se non fuorviante (perlomeno rispetto alla normativa già in vigore nel 2003 sulla riduzione e prevenzione integrata dell’inquinamento ovvero il Dlgs 372/1999), sia stato il Decreto regionale 18/03 del 30.06.2003 la cui applicazione letterale porterebbe a un incremento delle emissioni di ossidi di azoto (e probabilmente non solo di questi ma anche di altri contaminanti non considerati negli atti citati come le sostanze organiche volatili) rispetto a quelle fissate ben 10 anni prima, legando le emissioni permesse a condizioni economiche (produzione di energia e trattamento di greggio) poste nella soggettività della società – pur nei limiti delle autorizzazioni – anziché tenendo conto dei limiti di carico ambientale del territorio (che non necessariamente – anzi è vero il contrario - coincidono con i limiti di emissione della raffineria).

La *bolla emissiva* così considerata nella sua “*evoluzione*” (1994-2003) appare non tener conto che negli atti che in qualche modo la contengono (decreto VIA del 1994 e decreto dirigenziale regionale successivo al protocollo d’intesa del 2003) vi sono delle condizioni in termini di qualità ambientale che non appaiono prese in considerazione nello SIA.

Nel decreto VIA del 1994 si afferma infatti che :

- *“l’API dovrà presentare al Servizio VIA del Ministero dell’Ambiente e alla Regione Marche un piano di caratterizzazione e di computo delle emissioni in atmosfera, nonché un piano di monitoraggio ambientale che preveda quanto segue :*

(OMISSIS)

- *la predisposizione di un programma di campionamenti e di misure della qualità dell’aria che integri la rete di monitoraggio con cabine fisse della Provincia di Ancona ... qualora dal risultato delle misure in continuo delle centraline si dovesse registrare per alcuni inquinanti un superamento dei valori limite imputabili allo stabilimento, la raffineria dovrà ridurre proporzionalmente le proprie emissioni in modo da riportate entro i limiti di legge i valori di qualità dell’aria”;*

- analoghe previsioni sono contenute nel Protocollo d’intesa del 2003 (v. in particolare l’art. 3 e l’art. 4) che prevedeva *“uno studio sulla qualità dell’aria nei dintorni della raffineria, al fine di individuare gli eventuali aspetti di criticità in relazione agli obiettivi di qualità previsti a livello nazionale, il contributo delle varie fonti insistenti sull’area e le eventuali linee di intervento per le necessità di risanamento ...”* come nel Decreto 18/03 per il rinnovo della concessione degli oli minerali.

Nell’Allegato 5 allo SIA, ove si riportano indicazioni sui risultati analitici delle centraline esistenti nei dintorni della raffineria nonché le simulazioni della ricaduta delle emissioni nell’assetto ante e post operam, non vi è traccia o riferimento alla realizzazione e ai risultati di tale *studio sulla qualità dell’aria* .

Non va dimenticato (ma questo atto non viene citato nello SIA) i precedenti protocolli di intesa tra enti locali e API quello recepito con DGR n. 1551 del 3.07.2001, *“per la programmazione e la gestione degli interventi necessari a fronteggiare eventuali situazioni di emergenza relative alla qualità dell’aria che dovessero verificarsi nell’estate 2001 nel territorio del Comune di Falconara Marittima”* e quello successivo del luglio 2002 .

In tali protocolli si faceva riferimento a una definizione di un assetto estivo degli impianti di Raffineria finalizzato alla riduzione delle emissioni di ossidi di azoto (principalmente per ridurre la formazione di ozono troposferico) e comprensivo di :

- *“totale alimentazione dei forni misti con gas metano e/o gas di raffineria”* (in sostituzione di olio combustibile, si veda nel proseguito come questa indicazione – per quanto è possibile presumere da quanto riportato nello SIA - venga

ripresa in termini di *compensazione* delle emissioni di ossidi di azoto dalle nuove centrali);

- “*efficienza del DeNox non inferiore al 50 % della sua potenzialità di progetto*;
- *un livello emissivo di ossidi di azoto pari a 1,95 ton/giorno*” (di cui 1 t/giorno riferita all’impianto IGCC allora da poco entrato a regime, e 0,95 t/giorno alla raffineria)⁸ ovvero, nel caso del protocollo del 2002, emissioni di NO_x in funzione del livello di ozono (medie orarie per le centraline indicate) variabile tra 3 e 1,95 ton/giorno, in ogni caso sempre inferiori – su base annua – a quelle che si dichiara di raggiungere in futuro dopo gli interventi con le “migliori tecnologie disponibili” nell’ambito dell’A.I.A..

Per quanto concerne la seconda e terza condizione nello SIA viene successivamente stimato il contributo emissivo, per gli inquinanti considerati, delle nuove centrali e, contestualmente tale contributo viene “*corretto*” con :

- a) gli effetti previsti dagli interventi sugli impianti esistenti a seguito della Autorizzazione Integrata Ambientale (A.I.A.) e l’applicazione delle Migliori Tecnologie Disponibili;
- b) ulteriori misure di compensazione per contenere le emissioni di tutto il sito, dopo la realizzazione delle nuove centrali, entro la “*bolla emissiva*” precedentemente calcolato come si è detto nei punti precedenti.

In sintesi il risultato è sintetizzato nella tabella 2 che segue.

⁸ “*Supporto tecnico per gli adempimenti tecnici relativa alla predisposizione del piano di risanamento ambientale dell’area ad elevato rischio di crisi ambientale di Ancona, Falconara e Bassa Valle dell’Esino - Relazione conclusiva*”, 31.01.2002; *Linea di attività 1*, p. 130.

Tabella 2. Evoluzione, secondo il SIA e gli interventi ivi previsti, delle emissioni annue del sito API con l'esercizio delle nuove centrali in progetto

<i>Inquinanti considerati</i>	<i>Limiti "bolla emissiva"</i>	<i>Bolla emissiva con introduzione migliori tecnologie disponibili (MTD)</i>	<i>Emissioni con introduzione nuove centrali, applicazione MTD e misure di compensazione</i>
NO _x	1.200,0	1.196,0	1.129,0
SO _x	2.155,1	1.692,8	1.141,5
PTS	102,4	77,9	77,2
CO	506,0	419,3	413,9

Fonte : Tabella 2.7, Allegato 5 dello SIA.

Sono stati estrapolati tali valori per mostrare alcuni aspetti del ragionamento del proponente.

- a) la applicazione delle MTD determinerebbe una riduzione di una certa importanza di ossidi di zolfo e PTS ma una sostanziale invarianza delle emissioni di ossidi di azoto. Non è possibile entrare nel merito di tali interventi in quanto non indicati nello SIA e oggetto di distinta procedura A.I.A. di cui chi scrive non conosce i contenuti;
- b) l'applicazione di "*possibili misure di compensazione*" determinerebbe una configurazione emissiva di per sé sufficiente ad azzerare, e anche oltre, le emissioni previste per le nuove centrali (per i contaminanti considerati). Queste misure sono specificate nella tabella 2.6 (p. 14 dell'Allegato 5) che per comodità si riporta.

Tabella 2.6 – Emissioni future della nuova centrale da 580 MWe e riduzioni attese delle emissioni con l'adozione delle possibili misure di compensazione

Descrizione	Inquinante (t/anno)			
	NO _x	SO _x	PTS	CO
Emissioni centrale da 580 MWe alla massima capacità produttiva	232.2	27.6	25.3	114.1
Possibili misure di compensazione¹				
1. Parziale riduzione utilizzo olio comb. (20%)	- 24.0	- 179.0	- 20.0	- 4.5
2. Lavaggio tail gas vacuum 1 e vacuum 3		- 400.0		
3. Sostituzione bruciatori	- 65.0			
4. Interventi su post combustore di raffineria			- 6.0	
5. Misure gestione e controllo combustione				- 15.0
6. Azioni di mitigazione in area IGCC/Raffineria	- 210.0			- 100.0
Totale misure di compensazione	- 299.0	- 579.0	- 26.0	- 119.5
Differenza tra emissioni della centrale e riduzione per l'adozione di misure di compensazione	- 66.8	- 551.4	- 0.7	- 5.4

E' difficile a questo punto poter distinguere tra misure “*per allineare gli impianti alle MTD*” e “*possibili misure di compensazione*” non solo per l'assenza di dettaglio, in particolare per le prime, ma anche per l'assenza di una chiara indicazione del motivo per cui le misure di compensazione NON siano anch'esse delle MTD ovvero non debbano comunque essere applicate, in quanto disponibili, al sito in esame e invece costituiscono uno sforzo ulteriore e del tutto volontario OLTRE le MTD “*obbligatorie*”.

Se si esclude la misura “*parziale riduzione utilizzo olio combustibile (20 %)*” le altre misure ivi indicate non appaiono distinguibili da MTD applicabili (anche senza lo scambio con la realizzazione delle due nuove centrali)⁹.

Infatti, come già ricordato, nella “*preintesa*” del 2001, per gli ossidi di azoto “*estivi*”, si era arrivati a impegni che, tradotti su base annua comportavano una “*bolla emissiva*” pari a 711,7 t/a di emissioni anziché le 1.200 t/a dopo gli interventi MTD sugli impianti esistenti e le 1.124 t/a con l'introduzione delle nuove centrali e le misure di compensazione previste dal proponente.

⁹ Sugli ossidi di azoto, per esempio, la principale azione compensativa (per 210 t/a), decisiva in termini quantitativi per compensare la emissione prevista dalle nuove centrali pari a 232,2 t/a, è costituita da “*azioni di mitigazione in area IGCC/Raffineria*”.

Tali ulteriori interventi, ancorché sommariamente indicati nell'allegato 5 dello SIA, NON fanno parte del progetto in fase di autorizzazione e, pertanto, potranno costituire solo una eventuale prescrizione autorizzativa che, nello stesso tempo, confermerà la "bolla emissiva" sia in termini quantitativi che in termini di *filosofia* (in contraddizione, come già ricordato, proprio con i principi della riduzione e prevenzione integrata dell'inquinamento anche nei termini di evitare *finte riduzioni* di impatti che nella realtà sono *trasferimenti* da una matrice all'altra di impatti connessi con attività industriali e non).

Per quanto concerne la quarta e ultima condizione (emissioni delle nuove centrali) i valori riportati e utilizzati per il bilancio complessivo corrispondono a una configurazione emissiva (quantità di fumi emessi per concentrazione della emissione) come riportato nella tabella che segue, a confronto con altre configurazioni contenute nello SIA e nel progetto preliminare.

Per comodità espositiva si richiama la configurazione (tipo di combustibile utilizzato per le due centrali) indicata nello SIA come quella più probabile (ma non necessariamente quella che si verificherà costantemente nel futuro) ovvero il "caso 2" indicato nel Quadro progettuale ("*alimentazione con combustibile misto, costituito da una miscela di Gas Naturale e Gas di raffineria (con il massimo del 15 % in peso) per la sezione da 520 MWe e con Gas di Raffineria puro per la sezione da 60 MWe*" (.v pp. 94-95 Quadro progettuale dello SIA).

Questo quadro presuppone la realizzazione e l'esercizio di sistemi di abbattimento per gli ossidi di azoto e per il monossido di carbonio con i rendimenti indicati (70-75 % per gli NOx, 60 % per il CO) in quanto altrimenti la situazione emissiva si avvicinerebbe ai limiti di legge.

Per chiarezza si mostra nella tabella 2 che segue la configurazione emissiva utilizzata nella parte ambientale dello SIA e quella indicata nel progetto preliminare senza la introduzione dei suddetti sistemi di abbattimento con i rendimenti indicati.

La tabella mostra l'effetto delle due configurazioni "*limite*" in termini di concentrazione all'emissione.

Tabella 3. Centrali a ciclo combinato da 520 MWe e da 60 MWe (i dati sono riferiti ad una quantità di fumi pari a 2.711.103 Nmc/h per la centrale da 520 MWe e di 434.100 Nmc/h per la centrale a 60 MWe, in entrambi i casi si fa riferimento a fumi secchi al 15 % di ossigeno e un funzionamento annuo degli impianti per 8.760 ore)

<i>Inquinante</i>	<i>(A) Configurazione indicata nello SIA (*)</i>		<i>(B) Configurazione progetto preliminare (**)</i>	
	mg/Nmc	t/anno	mg/Nmc	t/anno
Ossidi di azoto (520 MWe)	7,5	178,4	30	712,5
Ossidi di azoto (60 MWe)	15,45	53,8	50	190,1
Ossidi di zolfo (520 MWe)	1,0	23,8	1,0	23,8
Ossidi di zolfo (60 MWe)	1,0	3,8	1,0	3,8
Monossido di carbonio (520 MWe)	3,17	75,4	7,93	188,3
Monossido di carbonio (60 MWe)	10,16	38,7	18,8	71,5
Particolato totale sospeso (520 MWe)	1,0	23,8	1,0	23,8
Particolato totale sospeso (60 MWe)	0,39	1,5	0,5	1,9
Ammoniaca (520 MWe)	0,43	23,7	n.r.	n.r.
Ammoniaca (60 MWe)	0,43	3,8	n.r.	n.r.

(*) cfr. tabella 6.9 p. 95 Quadro Progettuale; tabella 11-2 p. 124 Quadro Progettuale, tabella B.7.2. (p. 10) domanda A.I.A. (si segnala che tra la documentazione A.I.A. e quella dello SIA vi sono delle leggere discrepanze, l'emissione totale di Ossidi di azoto per la centrale da 520 MWe viene indicata nella domanda A.I.A. pari a 58,867 t/a anziché 53,8 t/a a parità di concentrazione nell'emissione).

(**) Progetto Preliminare – relazione tecnica, capitolo B.5.

La configurazione emissiva prevista ed utilizzata nel bilancio complessivo (tabella 2.7 – allegato 5 dello SIA e domanda A.I.A.) ovvero le concentrazioni all’emissione utilizzate sia per questo calcolo e, soprattutto, per la valutazione della entità della ricaduta dei contaminanti considerati (v. allegato 5 dello SIA) sono il risultato della applicazione – per gli ossidi di azoto e il monossido di carbonio - ai limiti prestazionali usuali di impianti di tecnologia e dimensione analoghi (50-30 mg/Nmc per gli NOx , 30 mg/Nmc per il CO) con la applicazione dei sistemi di abbattimento con urea/ammoniaca non catalitici (SCR) (con rendimenti di abbattimento pari al 70-75 % per gli ossidi di azoto) e con sistema di ossidazione del CO (con un rendimento atteso del 60 %).

Questa configurazione sarà “credibile” solo nel caso in cui la eventuale autorizzazione acquisirà tali indicazioni (colonna delle concentrazioni in mg/Ncm nella voce (A) della tabella 2 sopra riportata) quali prescrizioni continuative (perlomeno limiti giornalieri su medie orarie).

L’unico aspetto che appare certo è che la “reale” configurazione sarà un valore intermedio, ad esempio, tra 7,5 e 30 mg/Nmc di ossidi di azoto che, in assenza di specifiche prescrizioni, avranno pari valore normativo.

Si segnala a tale proposito che lo stesso proponente indica che i limiti dichiarati per tali contaminanti, dopo il trattamento nei sistemi di abbattimento, è riferito a carichi di funzionamento delle centrali tra il 70 e il 100 %, le concentrazioni in emissione possono incrementarsi sensibilmente in corrispondenza a carichi inferiori come si ricorderà in seguito.

Per quanto concerne le emissioni climalteranti, come già detto, appare pacifico che l’incremento delle stesse con l’introduzione delle due nuove centrali non risulta *compensabile* con interventi o *crediti emissivi* ad un livello sufficiente da bilanciarle.

Simulazioni emissive e impatti sulla qualità dell’aria

Fermo quanto detto in merito alle configurazioni emissive che prefigurano scenari di incremento o meno degli impatti attuali della raffineria Api, si ritiene opportuno evidenziare alcuni aspetti relativi alle modalità di effettuazione delle stime relative agli impatti sull’atmosfera.

Il Quadro ambientale si apre con una caratterizzazione meteorologica locale e una descrizione delle condizioni della qualità dell’aria per una serie di inquinanti in relazione ai risultati dei monitoraggi degli ultimi anni da centraline esistenti.

I contaminanti considerati sono :

- Ossidi di azoto (NO₂ e NO_x);
- Biossido di zolfo (SO₂);
- Monossido di carbonio (CO);
- Idrocarburi non metanici (NMHC);
- Polveri fini (PM₁₀);
- Ozono (O₃).

Le centraline fisse provinciali da cui sono stati ricavati i dati (a seconda degli inquinanti effettivamente rilevati e per i periodi di funzionamento) sono sei; due interne al sito (CAF e Pontile – sul mare); due limitrofe al sito (Falconara Scuola e Falconara Acquedotto), due a una certa distanza (Falconara Alta e Chiaravalle A14, vicino alla autostrada).

Gli estensori dello SIA presentano i valori rilevati per gli anni e i contaminanti monitorati concludendo:

- NO₂ (p. 49 e seguenti Quadro ambientale) pochi superamenti dei valori limite, diversi superamenti del valore medio annuo (protezione salute umana : 40 microg/mc) in particolare nella centralina di Falconara Acquedotto;
- NO_x (p. 54-55 Quadro ambientale) costante superamento per tutte le centraline dei valori annui di protezione della vegetazione (30 microg/mc);
- SO₂ (p 55 e seguenti Quadro ambientale) nessun superamento dei limiti nei periodi con rilevazioni;
- CO (p .64 e seguenti Quadro ambientale) nessun superamento dei limiti nei periodi con rilevazioni (l'unica centralina che misura questo inquinante è quella nei pressi dell'autostrada);
- NMHC (p. 66 e seguenti Quadro ambientale) frequenti superamenti dei limiti di riferimento (200 microg/mc su 3 ore) nelle due centraline con monitoraggio di questo contaminante (centrali autostradale e Falconara Acquedotto);
- PM₁₀ (p. 69 e seguenti del Quadro ambientale, solo la centralina CAF all'interno della raffineria rileva questo inquinante), superamenti delle medie giornaliere (con riferimento a un limite pari a 55 microg/mc – al 2004 – si tenga presente che dal 1.01.2005 questo limite è di 40 microg/mc e l'OMS ha recentemente proposto l'abbassamento a 20 microg/mc);
- O₃ (p. 72 e seguenti del Quadro ambientale) : costanti superamenti del limite di riferimento (su 8 ore, 120 microg/mc) su tutte le centraline, cinque su sei, che rilevano questo inquinante).

Questo quadro sintetico evidenzia che, rispetto agli impatti attuali della raffineria, gli inquinanti presi in considerazione in rapporto al numero delle centraline esistenti appare incompleto (basti prendere a riferimento quanto previsto dal Dlgs n. 351 del 4.08.1999 e dal DM 60/2002), ma questi dati sono quelli utilizzati dal proponente per

valutare gli effetti della simulazione delle ricadute delle emissioni ante e post-operam.

Ancora più evidente è la carenza tra i dati disponibili e estrapolati da quelli disponibili per queste centraline e quanto previsto dal Protocollo di intesa del 8.07.2003 ove era previsto uno “*studio sulla qualità dell’aria nei dintorni della raffineria, al fine di individuare aspetti di criticità in relazione agli obiettivi di qualità previsti a livello nazionale, il contributo delle varie fonti insistenti sull’aria e le eventuali linee di intervento per le necessità di risanamento*” , sullo stato di attuazione e sui risultati di tale studio non è possibile avere alcuna conoscenza dal contenuto dello SIA, nonostante la importanza – per il progetto in esame – di disporre di tali conoscenze anziché quelle generali, non specifiche e parziali ricavabili dalle centraline esistenti.

Se si tiene conto che, all’esito delle simulazioni di ricaduta, gli estensori dello SIA giungono a definire l’impatto del progetto in esame nei termini di scenario ante operam (dati di qualità dell’aria monitorati dalle centraline esistenti), contributo della raffineria ante operam e post operam, individuando le ricadute in corrispondenza della posizione delle centraline, diventa intuitiva la necessità di completezza dei dati ante operam ovvero della definizione della distanza tra quanto necessario in termini di conoscenze e quanto disponibile (anche in relazione agli accordi preesistenti relativi alla attività attuale).

Un altro aspetto relativo alle modalità della effettuazione delle simulazioni riguarda gli scenari emissivi considerati.

Nello SIA (v. Allegato 5, p. 19) si afferma che sono stati considerati “*due differenti assetti emissivi*”: uno ante operam “*emissioni attuali del sito produttivo api*” al 2004, l’altro post operam che considera le emissioni delle centrali in progetto sottraendo loro le riduzioni previste dalla autorizzazione A.I.A. e in virtù delle ulteriori misure di compensazione sugli impianti attuali, in pratica, per i contaminanti considerati, la situazione risultante, in termini di configurazione emissiva annua, indicata nella tabella 2.7 presentata nell’Allegato 5 (p. 15) e riportata in queste note.

Nella realtà nello SIA è stato analizzato anche un terzo scenario derivato dal secondo ovvero quello relativo al solo contributo previsto da parte delle centrali previste in quanto, nell’illustrare i risultati delle simulazioni (paragrafo 9, allegato 5) per ogni contaminante considerato spuntano anche considerazioni relative a questo terzo scenario, certo opportuno, ma non caratterizzato e dichiarato nello SIA.

A tale proposito si evidenzia anche che vi sono dei limiti nelle modalità di simulazione delle ricadute delle emissioni, per i seguenti motivi :

- a) lo scenario emissivo *worst case* (caso peggiore) viene descritto in modo inadeguato in quanto si afferma che lo stesso corrisponde alla “*situazione più*

cautelativa in assoluto (worste case) alla massima capacità produttiva. Si rimanda a quanto già descritto al paragrafo 6” (v. p. 33 Allegato 5 dello SIA). Lo scenario più cautelativo è quindi rappresentato, ad esempio, da un flusso orario degli ossidi di azoto dalle emessi dalla centrale da 520 MWe pari a 20,37 kg/ora, a 5,64 grammi/secondo ovvero una concentrazione nei fumi pari a 7,5 mg/Nmc (a fronte dei 50 mg/Nmc delle centrali dello stesso tipo con alimentazione a gas naturale ma senza sistema di abbattimento SCR come pure i 30 mg/Nmc dichiarati nel progetto preliminare).

Va però segnalato, come indicano gli stessi estensori, che *“i fattori emissivi sopra riportati si riferiscono ad un funzionamento della turbina a pieno carico, non essendo forniti dalle case produttrici i fattori di emissione quanto le turbine sono esercite a carico parziale”* (p. 28 Allegato 5 dello SIA e come confermato tra gli aspetti di *incertezza* segnalati nel capitolo del SIA sulle *“difficoltà incontrate”* nella stesura dello stesso).

Questa dichiarazione evidenzia la mancata considerazione nella modellizzazione utilizzata di situazioni *“anomale”* di funzionamento dell’impianto con effetti sulle concentrazioni delle emissioni. In particolare nel caso dei turbogas è noto che il maggior problema di queste macchine risiede nell’estrema criticità dei numerosi parametri in gioco (temperature, eccesso d’aria, pressione, tempi di residenza nella camera di combustione, ecc), in particolare per carichi di potenza inferiori a quelli ottimali.

In corrispondenza di operazioni di combustione a diffusione (fino a carichi del 60 %) rispetto a quelle ottimali di premiscelazione, con il raggiungimento di concentrazioni fino a 200 mg/Nmc¹⁰ (rispetto ad impianti che *garantiscono* emissioni medie entro i 50 mg/Nmc ovvero senza sistema di abbattimento dedicati alla riduzione degli NOx).

Il rischio di frequenti condizioni di funzionamento a carico ridotto non può essere escluso tanto più in una cornice di ridotte forme di programmazione/regolazione nelle iniziative relative a nuove centrali di produzione di energia elettrica.

Comunque sia queste condizioni *“di picco”* – o altre condizioni di malfunzionamento correlate alle caratteristiche quali-quantitative delle emissioni - non sono state oggetto di considerazione nell’ambito delle valutazioni relative alle ricadute. Anche qui negando alla popolazione un importante dato conoscitivo.

- b) Per quanto concerne il modello diffuso utilizzato nello SIA si afferma che è stato utilizzato il modello ISC3 della US-EPA nella versione *short term* (p. 29 Allegato 5 allo SIA), quindi oltre ai dati di input delle emissioni (v. punto precedente) sono

¹⁰ La criticità di tale condizioni è anche riconosciuta dalla direttiva 2001/80/CE del 22.10.2001, che nel fissare i limiti di emissione delle diverse tipologie di *“grandi impianti di combustione”* fissa in 50 mg/Nmc il limite di emissione degli ossidi di azoto nelle centrali a gas naturale se con carico superiore al 70 %.

stati utilizzati i dati meteo climatici disponibili (v. paragrafo 5 dell'Allegato 5 dello SIA), trattati in modo da renderli utilizzabili per il modello prescelto..

Nonostante si affermi che il modello è solo di tipo short term non è reperibile nello SIA quale sia (quali siano) lo scenario meteo climatico considerato tra le diverse condizioni meteo climatiche possibili (nel caso nostro, in particolare, considerando la classe di stabilità, la velocità e la direzione del vento, a cui andrebbero aggiunte anche la possibilità e le caratteristiche degli stati di inversione termica¹¹). Ciò non permette di capire se lo scenario meteo climatico associato ai dati emissivi di input sia (e quanto sia) rappresentativo delle condizioni locali (sia in termini di “condizioni medie” che di “worst case” meteo climatico e delle relative frequenze di accadimento). Senza queste indicazioni appare impossibile capire quale sia il livello di rappresentatività della simulazione svolta e dei relativi risultati, sia in termini generali (valori massimi di ricaduta) che presso ricettori specifici (posizione delle attuali centraline) per proporre un confronto con le condizioni (ove e per quanto misurate) attuali della qualità dell'aria nelle aree limitrofe all'impianto in progetto.

In tale ambito ha una particolare valenza il trattamento delle condizioni di calma di vento (velocità inferiori a 1 m/s) in quanto queste sono spesso associate alle condizioni di stabilità atmosferica che determinano elevate ricadute nelle aree più vicine a una fonte emissiva. Le calme di vento nella zona appaiono un fenomeno importante e frequente (a seconda dell'anno considerato tra il 31,2 % e il 44,6 % delle osservazioni – v. p. 21 dell'Allegato 5 allo SIA). Gli algoritmi dei modelli gaussiani come l'ISC di US-EPA hanno problemi nel considerare scenari con velocità del vento inferiori a 1 m/s tant'è che, di norma, nelle versioni *long term* (su base annua) questi valori vengono riportati a quello inferiore trattabile dal sistema di calcolo (ovvero 1 m/s).

Questo problema viene accennato nella parte dedicata alla “*identificazione dei punti di attenzione*” ove, in termini di matrice di valutazione (v. tabella 3.1 p. 175 del Quadro ambientale) viene considerato come approfondimento necessario, tra gli altri, quello relativo alle “*immissioni originate dall'impianto in progetto in condizioni meteo-climatiche capaci di esaltare negativamente gli effetti dell'inquinamento atmosferico (es. calme di vento)*”. Ciò nonostante nessuna nuova informazione (rispetto a quanto riportato nell'Allegato 5 che, in pratica, non considera questo aspetto) viene riportata nelle considerazioni finali sugli impatti sull'atmosfera (fase di esercizio, v. pp. 199 – 208 del Quadro ambientale). Le rappresentazioni grafiche del calcolo della ricaduta delle emissioni (v. appendici dell'Allegato 5) mostrano, per la situazione ante operam, post operam (includere mitigazioni/compensazioni) e “*solo centrale*” le aree interessate e i valori risultanti

¹¹ Per le quali, nello SIA, sono stati utilizzati valori “attesi” e non verificati da sistemi di rilevazione : “*l'altezza dello strato di mescolamento, non essendo disponibili informazioni sul gradiente termico verticale dell'atmosfera, è stato determinato utilizzando le formule standard suggerite dal modello di calcolo stesso. E' stata pertanto associata un'altezza dello strato di rimescolamento ad ogni classe di stabilità atmosferica*” (p. 25 Allegato 5 dello SIA).

che non riguardano però unicamente scenari short term, come dichiarato nello SIA, ma scenari diversificati connessi con le diverse modalità di espressione delle verifiche previste dalla normativa sulla qualità dell'aria.¹² Ciò non contribuisce certo alla chiarezza circa le caratteristiche degli scenari considerati, la idoneità dei dati meteorologici utilizzati in relazione al modello diffusionale impiegato e al tipo di esiti richiesti allo stesso.

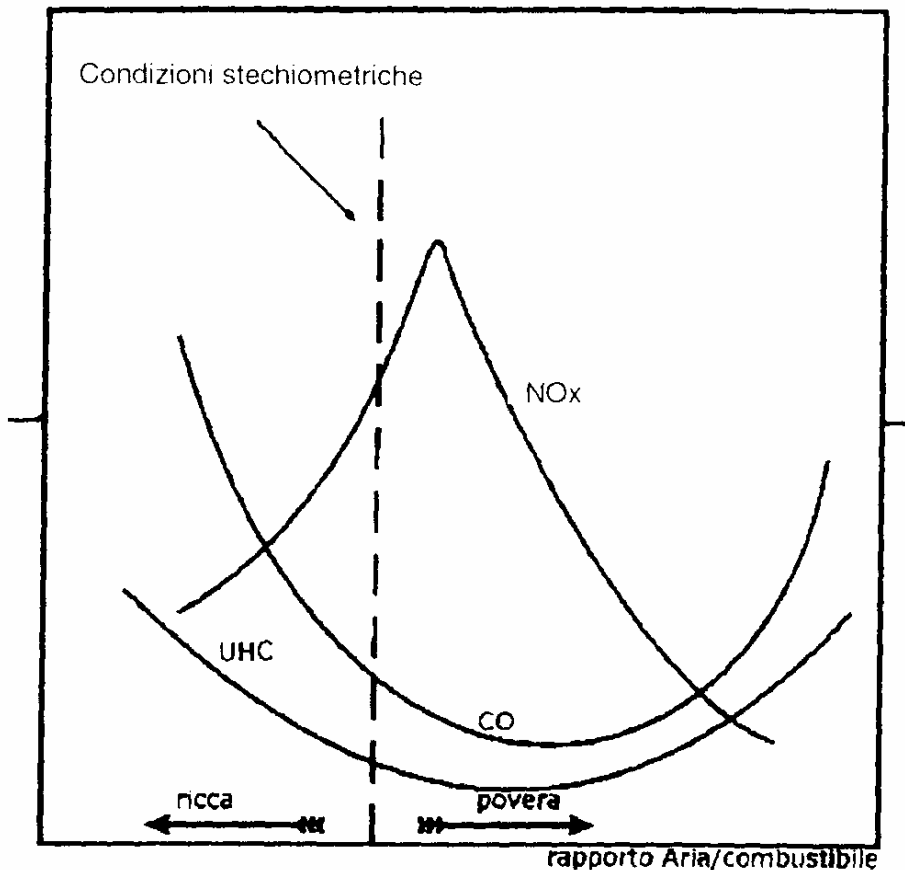
Va infine segnalato che nello SIA non ci si chiede se e in quale misura la presenza di una nuova importante fonte emissiva termica (i fumi delle due centrali) non possa determinare modifiche nei parametri meteorologici locali ovvero se il fenomeno osservato (la valutazione delle ricadute delle emissioni date le condizioni meteorologiche locali) non sia di tale entità da modificare uno degli aspetti di stima, appunto le condizioni meteorologiche modificando così – in alcune situazioni – le modalità di ricaduta rispetto a quelle ipotizzate e utilizzate nel modello diffusionale. Nel SIA ci si preoccupa (v. allegato 13) di capire l'entità delle modifiche delle condizioni di stabilità atmosferica, dell'altezza del pennacchio efficace e dello strato di rimescolamento, per identificare se e in quale misura si possono creare interferenze con i movimenti di decollo/atterraggio degli aerei all'aeroporto di Ancona e si conclude con una sostanziale assenza di interferenza per la posizione dell'aeroporto e le rotte seguite in fase di atterraggio. Non viene però preso in considerazione cosa possa comportare, in termini di modifiche dei parametri meteorologici locali ed in particolare della temperatura dell'aria nell'area interessata e quali possano essere gli effetti in termini di ricaduta degli inquinanti contenuti nei fumi.

- c) I contaminanti considerati. Come già detto sono stati considerati, nel modello di calcolo come per le emissioni complessive del sito e la qualità dell'aria nelle aree limitrofe, degli inquinanti primari quali ossidi di azoto, ossidi di zolfo, monossido di carbonio, particolato (PM10), ammoniacale (splitting dal sistema SCR). Non viene fornita alcuna spiegazione circa l'assenza di considerazioni per un gruppo di inquinanti primari importante come gli idrocarburi non metanici (NHMC) nonché per i principali inquinanti secondari che sono da attendersi anche da impianti alimentati da gas naturale e da altri alcani a catena corta come nel caso del gas di raffineria. Tra questi inquinanti si ricordano l'ozono¹³ e il particolato finissimo (PM2,5) e ultrafine (PM1).

¹² Per l'Ammoniaca : medie giornaliere e valori orari; per il PM10 medie annue e giornaliere; per gli ossidi di zolfo : medie annue (solo periodo invernale e anno completo), giornaliere e orarie; per gli ossidi di azoto, annuale e orario; per il monossido di carbonio, valori su otto ore.

¹³ Gli unici riferimenti, in termini generali, a questi contaminanti sono riportati a p. 45 del Quadro Ambientale e, per quanto concerne l'ozono, al paragrafo 8 dell'Allegato 5 dello SIA.

Emissioni di CO, NO_x e idrocarburi incombusti (UHC)
in funzione del rapporto aria-combustibile



La formazione di composti organici volatili (inclusi gli NHMC) nella combustione di metano e alcani è il prodotto di alcune modalità di conduzione delle turbine a gas – in particolare quelle finalizzate alla riduzione delle emissioni di ossidi di azoto – verso miscele aria-combustibile lontane dalle condizioni di equilibrio stechiometrico (“*miscele povere*”), si tratta di condizioni che favoriscono la produzione di monossido di carbonio e di idrocarburi incombusti, come indicato nella figura che segue. Queste condizioni che favoriscono la produzione ed emissione di NHMC si verificano anche in presenza di “*miscela ricca*” come evidenziato nella figura che segue.

Fonte : Pittigli e altri, “*Innovazione tecnologica ed aspetti ambientali nel settore della produzione dell’energia*” in Fogli d’Informazione ISPESL, 2-3/2000, pp.121-140. V. anche M. Mariani, B. Sera “*Emissioni da turbogas e prevenzione e limitazione integrata dell’inquinamento*”, Ingegneria Ambientale, vol. XXXIV, n. 10, ottobre 2005.

In sintesi l’emissione di sostanze organiche volatili (espresse di norma come NMVOC o NHMC, carbonio organico volatile non metanico) è dovuto a diverse

condizioni di combustione ed è correlabile alle reali condizioni di cinetica chimica e alla dinamica del flusso del combustibile nella camera di combustione ovvero alle diverse condizioni non stechiometriche della miscela aria-metano.

Il fattore di emissione di questi inquinanti per gli impianti turbogas varia tra 2,5 e 5 grammi/GJ di combustibile¹⁴, quantità affatto indifferenti anche nel caso in esame, come si ricorda nella tabella 4 che segue.

¹⁴ V. Centro Tematico Nazionale Atmosfera Clima ed Emissioni – ANPA “*Manuale dei fattori di emissione nazionali. Bozza Rapporto 01*”, gennaio 2002.

Tabella 4. Contaminanti e fattori di emissione di una centrale a gas naturale, a ciclo combinato, secondo ANPA, 2000.

<i>Contaminante emesso</i>	<i>Fattore di emissione (mg/MJ di energia prodotta) (*)</i>	<i>Fattore di emissione (mg/kWh di energia prodotta)</i>
Biossido di carbonio CO ₂ (fossile)	90.400	325.179
COV non metanici	7	25,180
Metano CH ₄	7	25,180
Monossido di carbonio CO	41	146,763
Ossidi di azoto NO _x	68	244,604
Ossidi di zolfo SO ₂	0,7	2,518
Polveri	0,7	2,518
Protossido di azoto N ₂ O	4	14,388

Fonte : ANPA - "I-LCA , Banca dati italiana a supporto della valutazione del ciclo di vita", versione 2, ottobre 2000. Questo studio fa riferimento a una centrale a ciclo combinato a gas naturale da 450 MWe, con rendimento pari al 55 % e 6.000 ore/anno di funzionamento.

Sulla presenza e l'entità dei contaminanti diversi da ossidi di azoto e monossido di carbonio nelle emissioni delle centrali termoelettriche alimentate con gas naturale vi è stata una ampia discussione su *La Chimica e l'industria*¹⁵ e non solo.

Qui si sottolinea che tra gli NHMC prodotti nella combustione da impianti turbogas va considerata anche la formaldeide, sostanza notoriamente cancerogena.

La presenza di formaldeide è stata riconosciuta anche recentemente pur se con rilevazioni limitate ma con picco di emissione importanti : *“l'unico dato di un certo rilievo è relativo alla formaldeide dall'unità turbogas che, in occasione di uno dei tre prelievi, risulta pari a circa 2 mg/Nmc con un valore mediamente superiore rispetto ai livelli reperibili per sorgenti simili”*.¹⁶

Per quanto concerne la formazione di ozono secondario l'unico riferimento di dettaglio contenuto nello SIA (v. paragrafo 8 Allegato 5) è *“rovesciato”*: si parla del

¹⁵ Si veda in particolare : N. Armaroli, C. Po *“Emissioni da centrali termoelettriche a gas naturale. La letteratura corrente e l'esperienza statunitense”*, La Chimica e l'Industria, maggio 2003 e il successivo *“Centrali termoelettriche a gas naturale. Produzione di particolato primario e secondario”* novembre 2003, degli stessi autori, La Chimica e l'Industria, novembre 2003; nonché le *“risposte”* di D. Fraternali e O. Selmi *“Le emissioni di polveri e altri inquinanti da centrali turbogas a ciclo combinato alimentate a gas naturale. Analisi comparata con le emissioni di impianti termoelettrici a olio combustibile di piccola taglia”* novembre 2003 ; S. Zanelli *“Impatto ambientale di centrali termoelettriche. Risposta ad una proposta fuorviante”*, dicembre 2003 .

¹⁶ V. AA.VV. – Politecnico di Milano *“Impatto ambientale dei cicli combinati alimentati a gas naturale, con particolare riferimento alle emissioni di polveri sottili”*, 23.11.2004, capitolo 3 (versione estratto, p. 42).

modello EPA ISC3 che “consente di determinare la concentrazione di NO₂ a partire dalle concentrazioni di NO_x e di O₃”.

In sintesi l’ozono presente (rilevato dalle centraline a ciò deputate) nell’atmosfera viene utilizzato per il calcolo della presenza di biossido di azoto (NO₂) sulla totalità degli ossidi di azoto (NO_x) emessi dai processi di combustione di combustibili fossili delle centrali in progetto.

La finalità è quella di poter stimare la ricaduta di ossidi di azoto distinguendo la parte relativa al biossido (maggiormente tossico) dagli altri ossidi, in quanto le diverse specie chimiche possiedono distinti limiti di qualità dell’aria.

Quello che invece non viene considerato è l’apporto delle emissioni (dalle centrali) di ossidi di azoto e di NMHC tali da favorire la formazione di ozono troposferico nelle condizioni meteorologiche idonee (di carattere estivo) quale contaminante indiretto (secondario).

In altri termini dovrebbe interessare, a livello di SIA il ruolo degli ossidi di azoto quali precursori, unitamente agli idrocarburi (VOC, NMHC), per la attivazione di reazioni fitochimiche che producono ozono, radicali liberi, perossidi e altre sostanze ossidanti.

Va tenuto conto dei numerosi superamenti dei livelli di qualità dell’aria (sia in termini di protezione della salute umana che della vegetazione) nella zona di interesse come del fatto che “l’ambiente costiero inoltre è particolarmente interessato da perniciose ricircolazioni, ad opera delle brezze, degli inquinanti primari e dello smog fotochimico e non favorisce la deposizione secca dell’ozono” (fenomeno del “Coastal Ozone”), “Il Comune di Falconara Marittima è il più soggetto a fenomeni di formazione dello smog fotochimico. Nelle estati scorse sono avvenuti vari superamenti della soglia di attenzione per l’Ozono e nell’estate del 2000 il numero di tali superamenti è stato tale da indurre le Autorità ad emettere ordinanze di limitazione della circolazione stradale ed ordinanze di limitazione delle attività della Raffineria API. I motivi di questa situazione particolarmente grave sono da ricercarsi nell’interazione tra i composti inquinanti emessi dal traffico veicolare e quelli emessi dalla Raffineria API.” (...) “L’esistenza di elevati valori di idrocarburi non metanici (NMHC) rilevati dalla centralina di Falconara Scuola, contemporaneamente alle forti emissioni di NO_x, può caratterizzare la zona urbana di Falconara come una zona NO_x-limited (alto valore del rapporto COV/NO_x). In tali zone l’Ozono è sensibile ad una variazione degli idrocarburi e direttamente proporzionale alle variazioni del biossido di Azoto. Le emissioni diffuse prodotte da un’importante sorgente (che potrebbe essere individuata nella Raffineria API di Falconara) si ripercuotono direttamente sulle variazioni di Ozono”.¹⁷

Nonostante l’importanza della questione e lo stato delle conoscenze in merito per l’area in esame nello SIA non viene data alcuna attenzione alla formazione

¹⁷ V. Sviluppo Marche Spa “Attività di predisposizione del progetto preliminare del piano di risanamento dell’area ad elevato rischio di crisi ambientale di Ancona, Falconara e bassa valle dell’Esino”, maggio 2003, capitolo 2.

aggiuntiva, in virtù della realizzazione del progetto in esame, di ozono come alla formazione di particolato secondario (PM_{2,5} e PM₁ o anche inferiore) di ancora maggiore tossicità rispetto a quello emesso direttamente da processi di combustione anche del gas naturale (PTS e PM₁₀) gli unici presi in considerazione nello SIA in esame.

Per completezza alla formazione di particolato secondario connesso con le emissioni delle nuove centrali è dedicata qualcosa meno di una pagina (p .209 del Quadro ambientale), in quelle poche righe da un lato si ammette il problema e, subito dopo, lo si archivia in quanto “*l’intervento proposto però, nel suo complesso, a fronte delle misure di compensazione che saranno adottate, porterà ad una riduzione, rispetto alla situazione attuale, delle emissioni totali della raffineria responsabili della formazione di inquinanti secondari (SO_x, NO_x e NH₃)*”. Oltre a quanto già detto in merito alle incertezze connesse con l’entità reale delle *misure di compensazione che saranno adottate* nello SIA è sconosciuto conoscere una valutazione dell’apporto della raffineria attuale alla qualità dell’aria anche in termini di inquinanti secondari (l’unico accenno al contributo – emissivo primario - per comparti, tra cui quello industriale in cui è inserito il sito in questione, e riferito a tutta la regione Marche è presentato nella tabella 2.11 di p. 46 che poco fornisce in termini di conoscenza di questo aspetto in esame).

Salute pubblica

Se si tiene conto delle *incertezze* risultanti dal quadro fin qui delineato delle configurazioni emissive, delle simulazioni e delle valutazioni sugli effetti delle emissioni in atmosfera appare ancor più scarno il paragrafo dedicato alla “*salute pubblica*” (pp. 152 – 160).

In questa parte dello SIA si forniscono alcune sommarie notizie di carattere demografico e di alcuni indici (solo di mortalità) interessanti l’area in correlazione a quelle medie nazionali e poi, citando uno studio lombardo che gli stessi estensori giudicano superato, si chiude la questione affermando, in termini generali, che le esposizioni ambientali contribuiscono in maniera limitata alle patologie collettive. Affermazione infondata e non documentata.

Al contrario, dalle pur limitate indicazioni riportate, emerge un “*quoziente di mortalità*” per le malattie respiratorie superiore per la regione Marche rispetto alla media italiana e per il territorio della ASL di Ancona, superiore a quello regionale. Inoltre l’SMR per la mortalità di tumori alla pleura (maschi) e alla laringe (maschi e femmine) appare estremamente significativo (p. 156 Quadro ambientale dello SIA) per il Comune di Falconara.

Null'altro viene presentato nello SIA in quanto, appare sottinteso, che l'assenza di incrementi attesi (secondo quanto valutato nello SIA e già sottoposto a valutazione critica in queste note) rispetto alla situazione attuale (in virtù dei diversi interventi promessi) non determinerebbe incrementi nei fattori di rischio per i residenti come peraltro ribadito nella sintesi dei risultati della simulazione di ricaduta delle emissioni presso i ricettori considerati trattati nell'Allegato 5 (v. pp. 219-221 del Quadro ambientale) nonostante le palesi e già evidenziate lacune e incertezze relative alle configurazioni emissive e alle modalità di simulazione applicate nel caso in esame (inclusa la mancata documentazione delle situazioni di worst case meteorologico). Manca un qualsiasi tentativo di caratterizzazione della popolazione locale, in particolare nei sottogruppi a maggiore rischio sia in termini di maggiore esposizione che di maggiore suscettibilità alle sostanze inquinanti come pure una descrizione dei fattori di rischio esistenti e sullo stile di vita della popolazione.

Si ricorda inoltre che *“i rischi relativi per incremento unitario dell'esposizione ai vari inquinanti esaminati sono in genere di piccola entità ... (ma) data la numerosità della popolazione esposta la frazione attribuibile è tutt'altro che trascurabile”*.

Dalla metanalisi applicata alle principali città italiane *“per tutti gli inquinanti è stata osservata un'associazione significativa con un incremento su tutte le cause di morte e di ricovero esaminate”* nello specifico associate a incrementi di 10 microg/mc anche di ossidi di azoto e ozono (e di 1 mg/mc nel caso del CO).

In altri termini considerando la mortalità e i ricoveri giornalieri (il periodo considerato nello studio è dal 1990 al 1999) nel giorno e nei 2/3 giorni successivi a incrementi uguali o superiori a 10 microg/mc e limitandoci all'apporto dei soli NOx si sono evidenziati incrementi pari al 1,4 % della mortalità per cause cardiovascolari, del 1,7 % per patologie respiratorie, mentre per quanto concerne i ricoveri ospedalieri questi incrementi sono stati, nello stesso periodo, 1,6 per cause cardiache e 2,5 per quelle respiratorie.

Ancora più consistente è l'apporto attribuito alla presenza di polveri fini anche in funzione della granulometria delle stesse, come già ricordato.

Nell'insieme l'inquinamento atmosferico cui anche i cittadini di Falconara sono (e saranno) sottoposti, comporta che *“L'effetto sulla mortalità è evidente anche a dosi inferiori a quelle previste dagli standard di qualità dell'aria di molti paesi occidentali”*¹⁸.

Qui rileva principalmente evidenziare la genericità e la limitatezza del modo di trattare il tema, in contrasto con quanto previsto dalla normativa sulla VIA come segue :

¹⁸ Per una trattazione esaustiva dello stato dell'arte della ricerca epidemiologica sull'argomento, si rimanda a *“Metanalisi italiana degli studi sugli effetti a breve termine dell'inquinamento atmosferico”* di A. Biggeri, P. Bellini e B. Terracini, in *Epidemiologia & Prevenzione*, supplemento 2, marzo-aprile 2001 e successivi aggiornamenti.

F. Salute pubblica. Obiettivo della caratterizzazione dello stato di qualità dell'ambiente, in relazione al benessere ed alla salute umana, è quello di verificare la compatibilità delle conseguenze dirette ed indirette delle opere e del loro esercizio con gli standards ed i criteri per la prevenzione dei rischi riguardanti la salute umana a breve, medio e lungo periodo. Le analisi sono effettuate attraverso:

a) la caratterizzazione dal punto di vista della salute umana, dell'ambiente e della comunità potenzialmente coinvolti, nella situazione in cui si presentano prima dell'attuazione del progetto;

b) l'identificazione e la classificazione delle cause significative di rischio per la salute umana da microrganismi patogeni, da sostanze chimiche e componenti di natura biologica, qualità di energia, rumore, vibrazioni, radiazioni ionizzanti e non ionizzanti, connesse con l'opera;

c) la identificazione dei rischi eco-tossicologici (acuti e cronici, a carattere reversibile ed irreversibile) con riferimento alle normative nazionali, comunitarie ed internazionali e la definizione dei relativi fattori di emissione;

d) la descrizione del destino degli inquinanti considerati, individuati attraverso lo studio del sistema ambientale in esame, dei processi di dispersione, diffusione, trasformazione e degradazione e delle catene alimentari;

e) l'identificazione delle possibili condizioni di esposizione delle comunità e delle relative aree coinvolte;

f) l'integrazione dei dati ottenuti nell'ambito delle altre analisi settoriali e la verifica della compatibilità con la normativa vigente dei livelli di esposizione previsti;

g) la considerazione degli eventuali gruppi di individui particolarmente sensibili e dell'eventuale esposizione combinata a più fattori di rischio.

(DPCM 27.12.1988)

Impatto acustico

Nel capitolo dedicato al rumore viene mostrato, in primo luogo (v. in particolare la tabella 2.56 a p. 167) la situazione anteoperam oggetto degli interventi previsti dall'azienda nel Piano di risanamento volontario (PRAV).

Nell'allegato 7 vengono presentati i valori di emissione ed immissione attesi (considerando il periodo notturno in relazione al funzionamento continuo degli impianti e alla maggiore restrittività dei limiti normativi) e risulterebbe il rispetto sia dei limiti assoluti che del criterio differenziale nei confronti dei ricettori considerati.

Si segnala a tale proposito che il presupposto di tale rispetto è la preventiva realizzazione (fino ai risultati attesi) degli interventi sugli impianti esistenti tali da garantire i livelli di emissione indicati (v. tabella 2.56 p. 167 del Quadro ambientale) in quanto è a partire da questi livelli che viene sviluppata la previsione di impatto acustico illustrata nell'allegato 7.

Come accennato anche dagli estensori risulta al limite la postazione 3 (via Fiumesino 17 , ingresso CAF) in quanto l'emissione (alla realizzazione degli interventi del PRAV e del progetto in esame) sarebbe pari a 49,7 dBA appena 0,3 dBA al di sotto del limite quindi entro il livello di “*approssimazione*” degli stessi strumenti di misurazione. A tale proposito nell'Allegato 7 (p. 20) si afferma che “*si ritiene acquisito in senso favorevole la tolleranza di 2 dBA previsto dal PRAV in revisione 1, oltre che un'ulteriore azione mitigativa fino a garantire il valore di 49 dBA ...*”.

Conclusioni

Dall'esame del progetto emergono forti criticità che non sono risolte dallo Studio di impatto ambientale in particolare per quanto segue :

- Il progetto è articolato su due impianti funzionalmente distinti e che andrebbero invece considerati separatamente; appare strumentale la *filosofia* dello SIA che utilizza ora una caratteristica di un impianto ora un'altra caratteristica dell'altro impianto per far emergere *virtù* o adombrare *vizi* dei due impianti considerati come un *unicum* e quindi *compensare* tra loro le criticità (nello specifico dell'impianto o sezione da 520 MWe);
- questa *filosofia* è quindi applicata al rapporto tra gli impianti (nello specifico quello da 520 MWe finalizzato esclusivamente a produrre energia elettrica per il mercato) e il sito della raffineria congiungendo obblighi normativi (A.I.A.; protocolli d'accordo) con misure di *compensazione* ulteriori per cercare di dimostrare una sostanziale invarianza negli impatti, in particolare per quanto concerne il quadro emissivo;
- tra queste criticità si ricordano quelle in rapporto al Piano energetico regionale che ha struttura ed obiettivi ben diversi da quelli insiti nel progetto, come pure le previsioni del Piano d'assetto idrogeologico che comprendono parte del sito e confliggono con la destinazione d'uso proposta;
- generica appare la relazione di coerenza con atti di programmazione nazionale in materia di energia (anche qui utilizzando le peculiarità ora dell'impianto da 520 MWe ora di quello da 60 MWe) e comunque non in linea con il Piano nazionale delle assegnazioni di emissioni ad effetto serra, nella versione approvata, per le quali non si vede possibile alcuna possibilità di piena *compensazione* tra emissioni ante e postoperam;
- nel quadro progettuale emergono delle contraddizioni nelle indicazioni circa la configurazione (alimentazione) delle diverse centrali, inoltre non sono considerati gli aspetti relativi ad alcuni impianti correlati (impianto di vaporizzazione gas di raffineria, possibile impianto futuro per la produzione di ammoniaca gassosa) con la normativa sui rischi di incidenti rilevanti;
- manca una puntuale verifica e considerazione degli aspetti relativi alla classificazione dell'area come ad alto rischio ambientale e tra siti di interesse nazionale per gli aspetti relativi alla bonifica del suolo e del sottosuolo; quanto

sopra anche in relazione ad impegni pregressi con le autorità locali che non appaiono pienamente rispettati;

- gli aspetti già ricordati relativi alla configurazione delle due centrali e alle loro finalità per il proponente, convergono su forti criticità in merito alle affermazioni che portano a delineare il quadro ambientale con particolare riferimento allo scenario emissivo utilizzato per la simulazione delle ricadute degli inquinanti nell'area esterna agli impianti; dubbi sulla capacità di garantire la continuità prestazionale delle concentrazioni degli inquinanti (nei diversi carichi produttivi degli impianti), l'entità e gli effetti reali degli interventi di *mitigazione e compensazione* (nonché il diverso livello di obbligo di realizzazione in relazione alla procedura e agli esiti della A.I.A. sulla raffineria), i limiti e le modalità di utilizzo del modello diffusionale prescelto (come pure le omissioni in termini di contaminanti considerati), concorrono a delineare i risultati presentati nello SIA come quello correlabile con il realizzarsi di numerose condizioni (anche estranee agli impianti stessi) nello stesso momento e con continuità tale che appaiono francamente improbabili;
- a fronte di quanto detto sopra appaiono ancor più carenti le sommarie e parziali considerazioni in merito agli aspetti di salute pubblica;
- per quanto anzidetto le valutazioni svolte nello SIA non appaiono attendibili in relazione agli impatti ambientali e sanitari che verrebbero determinati dall'attivazione delle due centrali in questione.

Si rimane disponibili per ulteriori approfondimenti, memorie e ulteriori note integrative in relazione alla istruttoria del procedimento.

Per il Centro per Salute "*Giulio A. Maccacaro*" e per Medicina Democratica della
Provincia di Varese

Marco Caldiroli

