

## 1. INTRODUZIONE

## *Indice*

|          |  |           |
|----------|--|-----------|
| <b>1</b> | <b>INTRODUZIONE .....</b>  | <b>13</b> |
| 1.1      | Generalità .....   | 13        |
| 1.2      | Localizzazione dell'intervento.....  | 17        |
| 1.3      | Alternativa Zero.....  | 18        |
| 1.4      | Ambientalizzazione dell'impianto esistente ad olio combustibile .....  | 18        |
| 1.5      | Confronto dell'impatto ambientale della riconversione a carbone della Centrale con l'alternativa della trasformazione a gas naturale .....   | 19        |
| 1.6      | La tecnologia del carbone pulito .....   | 20        |
| 1.7      | Scelta del carbone a Porto Tolle nel contesto del mercato attuale .....  | 22        |
| 1.8      | Attuale scenario della produzione di energia elettrica.....  | 26        |
| 1.8.1    | La generazione di energia elettrica nel mondo .....  | 26        |
| 1.8.2    | Evoluzione della domanda di energia elettrica, della produzione e aspetti strategici dell'approvvigionamento del combustibile in Italia..... | 27        |
| 1.8.3    | L'elettricità in Veneto .....  | 30        |
| 1.9      | Strumenti volontari di gestione ambientale.....  | 32        |
| 1.10     | Scopo e criteri dello studio .....   | 34        |

## *Indice delle Tavole*

Tavola 1.2.1 – Inquadramento territoriale di area vasta

Tavola 1.2.2 – Localizzazione dell'intervento

## 1 INTRODUZIONE

### 1.1 Generalità

Enel Produzione ha presentato il 30 maggio 2005<sup>1</sup> ai Competenti Ministeri istanza di rilascio dell'Autorizzazione Unica, nonché contestuale pronuncia di Compatibilità Ambientale, relativamente al Progetto di conversione a carbone della esistente centrale termoelettrica ad olio combustibile da 2640 MW<sub>e</sub>, ubicata nel Comune di Porto Tolle, località Polesine Camerini in area esterna al perimetro del Parco Naturale Regionale del Delta del Po.

Successivamente con Decreto prot. DSA-DEC 2009/0000873 del 24 luglio 2009, pubblicato nella G.U. n. 189 del successivo 17 agosto, il Ministro dell'Ambiente, di concerto con il Ministro per i Beni e le Attività Culturali, ha espresso giudizio positivo di Compatibilità Ambientale sul Progetto proposto da Enel per la realizzazione della centrale termoelettrica da 1980 Mw<sub>e</sub> alimentata a carbone e biomasse vergini nella misura massima del 5% su due gruppi, ubicata nel Comune di Porto Tolle (RO).

Detto giudizio favorevole di Compatibilità Ambientale con prescrizioni è stato emanato al termine di una istruttoria molto laboriosa e complessa durata oltre quattro anni.

Il grado di approfondimento delle tematiche affrontate in contraddittorio nel corso dell'istruttoria tra Enel Produzione e le amministrazioni coinvolte è testimoniato non solo dall'ampiezza della documentazione presentata, ma anche dalla molteplicità e analiticità delle prescrizioni apposte al Decreto VIA che interessano praticamente tutti gli aspetti di incidenza dell'intervento sull'ambiente.

I momenti rilevanti del procedimento sono tutti riprodotti nel citato decreto e negli atti che di tale decreto costituiscono parte integrante ossia, principalmente, il parere n. 285 del 29.4.2009 della Commissione Tecnica di Verifica dell'Impatto Ambientale – VIA e VAS (in seguito anche CTVIA); il parere del Ministero per i Beni e le Attività Culturali del 16.3.2009, nonché la DGR Veneto n. 2018 del 7.7.2009 che recepisce il parere n. 244 del 30.6.2009 della Commissione Regionale VIA.

Si sottolinea che sono stati ben tre i pareri favorevoli della Regione Veneto (n. 129 del 25.10.2005, n. 149 del 17.1.2007 e l'ultimo n. 244 del 30.6.2009 allegato alla citata DGR n. 2018/09) e che, nel corso dell'istruttoria, si è tenuto conto anche delle osservazioni presentate dai consulenti nominati dalla Procura della Repubblica presso il Tribunale di Rovigo nell'ambito del procedimento n. 4163/2007 citato dalle appellanti. Le relazioni di tali consulenti hanno originato il deposito di controdeduzioni e documentazione

---

<sup>1</sup> Valutazione d'Impatto Ambientale del 30 maggio 2005 - protocollo n. EP/P20052529

illustrativa/integrativa da parte di Enel Produzione nelle date del 13.11.2007, 30.9.2008, 19.11.2008 e 3.3.2009.

A loro volta, le integrazioni di Enel sono sempre state inviate dal Ministero dell'Ambiente agli stessi consulenti, alla Regione Veneto ed alla Commissione VIA nonché a tutte le amministrazioni coinvolte nella vicenda determinandosi così un continuo approfondimento e affinamento dei temi trattati. A titolo esemplificativo si rileva come nel Decreto VIA si osservi che "la Commissione Tecnica di Verifica dell'Impatto Ambientale VIA/VAS precisa di avere considerato e valutato, nell'ambito del proprio parere, le argomentazioni dei CTU stessi, pervenute a più riprese ed espletate, e che le principali tematiche sollevate dai CTU sono state oggetto di ulteriori approfondimenti e della conseguente predisposizione di specifiche prescrizioni".

Analogamente, anche il parere della CTVIA n. 285 del 29.4.2009 è stato rilasciato dopo un primo pronunciamento interlocutorio del 27.7.2007 che aveva evidenziato la carenza di alcuni elementi informativi "che non consentivano l'espressione di un parere in forma compiuta".

Tuttavia il suddetto Decreto di Compatibilità Ambientale n. 873 del 24/07/2009 è stato impugnato al TAR Lazio da alcune associazioni ambientaliste tra le quali Greenpeace, WWF ed Italia Nostra.

Il Consiglio di Stato in riforma della sentenza del TAR Lazio, che aveva respinto la richiesta dei ricorrenti di annullamento del Decreto di Compatibilità Ambientale, con Sentenza del n. 3107 del 23.5.2011 ha annullato il Decreto VIA nonché i suoi atti presupposti, ma soltanto nei limiti indicati ai punti n. 4 e 5.10 della citata sentenza.

Il Consiglio di Stato ha rilevato nel parere positivo della CTVIA n. 285 del 29.4.2009 la mancata esplicitazione "delle ragioni sottese alla indicata valutazione comparativa" riferendosi alla disposizione dell'art. 30 della L.R. del Veneto n. 36 dell'8 settembre 1997, che richiede, al fine di permettere l'alimentazione a carbone di una centrale nei comuni interessati dal Parco del Delta del Po, che venga valutato il pari o minore impatto ambientale di tale fonte di alimentazione rispetto al gas metano.

Il Consiglio di Stato ha inoltre riscontrato uno scostamento non motivato tra i limiti relativi alle emissioni di monossido di carbonio (CO) imposti all'Enel dal provvedimento di VIA e i valori di riferimento indicati nel Bref (*Best Available Techniques for Large Combustion Plants Reference Document* – Siviglia 2006).

In ciascuna delle parti della suddetta Sentenza e anche nel conclusivo punto 7, il Consiglio di Stato ha espressamente fatto riferimento al potere di rideterminazione dell'amministrazione e dunque, nello specifico, di emendare il Decreto di VIA dai vizi riscontrati, procedendo ad un rinnovo della motivazione delle decisioni precedentemente

assunte e consentendo quindi al Ministero di predisporre il dovuto supplemento di istruttoria tecnica necessario ad integrare il parere già reso dalla Commissione VIA (n.285/2009) con:

- i) la comparazione gas/carbone in riferimento alla specifica disciplina legislativa regionale (art.30 L.R.36/97), in ordine a “[...] la dovuta comparazione analitica e motivata tra l'impatto ambientale potenzialmente proprio della centrale a carbone che si intende realizzare e quello correlato alla realizzazione e funzionamento di centrale gas metano” (cfr punto 4.4 Sentenza CdS);*
- ii) l'esplicitazione delle ragioni di tipo tecnico che giustificano lo scostamento “[...] che è dato registrare, nel progetto positivamente apprezzato, con riguardo a tali inquinanti, in specie il monossido di carbonio per il quale, a fronte di un range indicato dalle BAT di 30-50 mg/Nmc, il decreto ministeriale autorizza un valore di 120 mg/Nmc” (cfr punto 5.10 Sentenza CdS);*

In riferimento alla prima censura della Sentenza del Consiglio di Stato, facciamo presente che il D.L. n. 89 del 6 luglio 2011 art. 35, convertito in legge, con modificazioni, dall'art. 1 comma 1 della Legge n. 111 del 15 luglio 2011, ha modificato l'art. 5-bis, D.L. n. 5 del 10 febbraio 2009. Pertanto, *“Per la riconversione degli impianti di produzione di energia elettrica alimentati ad olio combustibile in esercizio alla data di entrata in vigore della legge di conversione del presente decreto, al fine di consentirne l'alimentazione a carbone o altro combustibile solido, si procede in deroga alle vigenti disposizioni di legge nazionali e regionali che prevedono limiti di localizzazione territoriale, nonché che condizionino o limitino la suddetta riconversione, obbligando alla comparazione, sotto il profilo dell'impatto ambientale, fra combustibili diversi o imponendo specifici vincoli all'utilizzo dei combustibili, purché la riconversione assicuri l'abbattimento delle loro emissioni di almeno il 50 per cento rispetto ai limiti previsti per i grandi impianti di combustione di cui alle sezioni 1, 4 e 5 della parte II dell'allegato II alla parte V del Decreto Legislativo 3 aprile 2006, n. 152 e s.m.i.. La presente disposizione si applica anche ai procedimenti in corso alla data di entrata in vigore della legge di conversione del presente decreto”.*

Analogamente il legislatore regionale con la Legge 5 agosto 2011 n.14 è poi intervenuto modificando l'art.30 della Legge Regionale 36/1997, che quindi oggi così dispone:

*“Nell'ambito dell'intero territorio dei comuni interessati dal Parco del Delta del Po si applicano le seguenti norme:*

- a) gli impianti di produzione di energia elettrica dovranno essere alimentati a gas metano o da altre fonti alternative di pari o minore impatto ambientale;*

*a-bis) nel caso di impianti di produzione di energia elettrica alimentati ad olio combustibile di potenza superiore a 300 MW termici già esistenti alla data di entrata in vigore della legge istitutiva del Parco regionale delta del Po, per i quali sia stata richiesta o venga richiesta la conversione a carbone o altro combustibile solido ai sensi della normativa statale, la conversione deve assicurare l'abbattimento delle emissioni di almeno il cinquanta per cento rispetto ai limiti previsti per i grandi impianti di combustione di cui alle sezioni 1, 4 e 5 della parte II dell'allegato II alla parte V del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152 "Norme in materia ambientale"; in tal caso non trovano applicazione le disposizioni di cui alla lettera a)".*

Pertanto, l'attuale normativa regionale consente la riconversione soltanto qualora venga assicurato un abbattimento di almeno il 50% rispetto ai limiti previsti per i grandi impianti di combustione di cui alle sezioni 1, 4 e 5 della parte II dell'allegato II alla parte V del Decreto Legislativo 3 aprile 2006, n. 152 e s.m.i., come evidenziato nella seguente Tabella 1.1.1.

**Tabella 1.1.1 – Direttiva UE 2001/80/CE (in vigore dal 1/1/2008) – D.Lgs. 152/06 e ss.mm.ii**

| Sostanza              | Base giornaliera      | Valori Garantiti da Progetto |
|-----------------------|-----------------------|------------------------------|
|                       | [mg/Nm <sup>3</sup> ] | [mg/Nm <sup>3</sup> ]        |
| <b>SO<sub>2</sub></b> | 200                   | 100                          |
| <b>NO<sub>x</sub></b> | 200                   | 100                          |
| <b>polveri</b>        | 30                    | 10                           |

In data 3 agosto 2011, con nota DVA-2011-0019735 è stato comunicato ex art. 7 della legge 7 agosto 1990 e s.m.i., l'avvio della rinnovazione del procedimento di valutazione dell'impatto ambientale, in ottemperanza al disposto della pronuncia n 3107/2011 del 23.05.2011 del Consiglio di Stato che, accogliendo il gravame avverso la sentenza di primo grado n. 32824/2010 del TAR Lazio – Roma, annullava il decreto di compatibilità ambientale DSA-DEC-2009-0000873 del 24.07.2009.

Pertanto, la nuova normativa statale (articolo 35, comma 8, del decreto legge 6 luglio 2011, n. 98, che ha novellato l'articolo 5-bis del decreto legge n. 5/2009) e regionale (legge della Regione Veneto 5 agosto 2011, n. 14, che ha modificato l'articolo 30 della legge regionale 8 settembre 1997 n. 36), modificando il quadro normativo di riferimento, ha indotto il Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare a ritenere opportuna la proposizione di apposito ricorso al Consiglio di Stato, ex art. 112, comma 5, c.p.a., avente ad oggetto l'esatta esecuzione della citata decisione del giudice amministrativo.

Contestualmente, in attesa dell'esito dell'instaurato giudizio di ottemperanza veniva disposta, da parte del Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare, la sospensione della rinnovazione procedimentale di cui alla succitata nota DVA-2011-0019735 del 3 agosto 2011.

Il Consiglio di Stato in merito all'istanza di cui all'art. 112, comma 5, c.p.a., con la sentenza n. 3569/2012 si è espresso come segue: *"L'amministrazione statale competente, nel porre in essere gli atti del nuovo procedimento amministrativo volto alla verifica della compatibilità ambientale della centrale termoelettrica, dovrà, pertanto, applicare la nuova normativa statale e regionale, salvo il potere, ove ne ricorrano i presupposti, di fare propri gli accertamenti già svolti e non intaccati dalle diverse regole giuridiche introdotte."*

Ciò premesso, il Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare, Direzione Generale per le Valutazioni Ambientali (MATTM DG-VA) con nota del 1 agosto 2012 protocollo DVA-2012-0018694 ha ritenuto opportuno procedere con la rinnovazione del procedimento e, conseguentemente, pur salvezza facendo salvi gli accertamenti istruttori già effettuati, ha reputato necessario procedere all'integrazione dell'istruttoria tecnica a seguito del mutato contesto normativo, nonché della necessità di aggiornare il contesto ambientale di riferimento.

## 1.2 Localizzazione dell'intervento

Gli interventi in progetto interessano la Centrale termoelettrica di Porto Tolle situata nella parte meridionale della Regione Veneto sul Delta del Po, nel territorio del Comune di Porto Tolle in Provincia di Rovigo.

La Centrale di Porto Tolle sorge su un'area prospiciente la sponda Sud del Po della Pila, di fronte al centro abitato di Pila, frazione di Polesine camerini, e occupa una superficie complessiva di circa 2.350.000 m<sup>2</sup> di proprietà Enel.

La Centrale è difesa lungo il suo perimetro da argini con sommità carreggiabile a quota 4,5 m s.l.m. che la proteggono sia dalle piene del Po sia dalle mareggiate dell'Adriatico.

L'unica significativa infrastruttura di collegamento è costituita dalla S.S. n.309 Romea, distante circa 20 km dal sito della centrale; essa costituisce il principale asse costiero di collegamento verticale tra Venezia e Ravenna, e consente di innestarsi sulla Strada Provinciale 443 Adria-Rovigo.

La localizzazione della Centrale di Porto Tolle è rappresentata nella *Tavola 1.2.1 – Inquadramento territoriale di area vasta* e nella *Tavola 1.2.2 – Localizzazione dell'intervento* allegate al presente documento.

### 1.3 Alternativa Zero

L'alternativa zero al Progetto di conversione a carbone della Centrale di Porto Tolle è il mantenimento dell'impianto nella sua attuale configurazione. La Centrale di Porto Tolle è oggi costituita da quattro sezioni termoelettriche da 660 MW ciascuna alimentate ad olio combustibile STZ.

Lo scenario di riferimento nel caso dell'opzione zero sarebbe quello di una centrale funzionante ad olio combustibile STZ *standard* con tenore di zolfo inferiore allo 0,25% , combustibile caratterizzato da ridotte disponibilità ed elevati costi di approvvigionamento, al punto da rendere inevitabile la "morte" commerciale dell'impianto.

Dal 1 gennaio 2008 l'impianto di Porto Tolle rispetta i limiti alle emissioni fissati dal Decreto Legislativo 3 aprile 2006 n. 152 s.m.i., come da tabella di seguito riportata:

**Tabella 1.3.1 – D.Lgs. 152/2006, Parte V, Allegato II – Valori Limite di emissione nell'atmosfera**

| SO <sub>2</sub>    | NO <sub>2</sub>    | polveri            |
|--------------------|--------------------|--------------------|
| mg/Nm <sup>3</sup> | mg/Nm <sup>3</sup> | mg/Nm <sup>3</sup> |
| 400                | 200                | 50                 |

Al fine di ottenere comunque l'autorizzazione all'esercizio (procedimento AIA in corso), sarebbe necessario procedere alla sua ambientalizzazione, per garantire il rispetto dei limiti previsti dalla direttiva IED, con ulteriori costi che renderebbero ancor più l'impianto fuori mercato.

### 1.4 Ambientalizzazione dell'impianto esistente ad olio combustibile

Tra le opzioni considerate, Enel Produzione ha valutato la possibilità di "ambientalizzare" l'impianto esistente con l'installazione di un treno di abbattimento fumi costituito da un sistema di denitrificazione catalitica (DeNO<sub>x</sub>) per l'abbattimento degli ossidi di azoto (NO<sub>x</sub>), un sistema di desolforazione dei fumi per l'abbattimento degli ossidi di zolfo (SO<sub>2</sub>) e l'ammodernamento dei precipitatori elettrostatici (PE).

Sulla base delle valutazioni effettuate, l'intervento di "ambientalizzazione" non consentirebbe all'impianto di recuperare competitività e produzione, risultando fuori mercato per gran parte delle ore dell'anno, né d'altra parte determinerebbe un vantaggio sul fronte ambientale rispetto al carbone, considerato che i limiti alle emissioni previsti dalla direttiva IED per impianto alimentato a OCD risultano più elevati rispetto ai valori garantiti dal progetto proposto.

Inoltre il rendimento del ciclo produttivo a carbone comporta un notevole vantaggio ambientale in quanto a parità di KWh prodotto si ha un minore consumo di combustibile e minori emissioni specifiche. A ciò si aggiunga, sempre dal punto di vista ambientale, che



le polveri trattenute, contrariamente a quanto avviene per il carbone, non sono riutilizzabili, ma costituiscono un rifiuto pericoloso da smaltire.

## **1.5 Confronto dell'impatto ambientale della riconversione a carbone della Centrale con l'alternativa della trasformazione a gas naturale**

Per lo sviluppo del confronto tra la soluzione impiantistica a progetto e l'opzione di trasformazione in ciclo combinato alimentato a gas naturale si è tenuto conto di diversi aspetti:

- aspetti di fattibilità tecnica;
- aspetti di fattibilità economica;
- incidenze ambientali sul territorio.

Riguardo la fattibilità tecnica il primo ostacolo alla realizzazione di un grande impianto a ciclo combinato è costituito dalla estrema difficoltà di alimentazione con metanodotto in quanto la sua realizzazione andrebbe ad incidere pesantemente sulle zone ZPS (zone a protezione speciale) e SIC (siti di interesse comunitario) del Parco del Delta del Po.

Per gli aspetti economici, l'alimentazione a gas, e in particolare l'ipotesi di approvvigionamento dal rigassificatore di Porto Viro, determinerebbe una dipendenza tecnico-economica da un unico fornitore, per di più competitor di Enel con l'80% della capacità di impianto già impegnata a lungo termine), con grave nocimento per la sicurezza, la continuità degli approvvigionamenti e la tutela della propria autonomia sul mercato.

Relativamente alle incidenze ambientali, va evidenziato che il ricorso al gas, imponendo la costruzione di un gasdotto per l'alimentazione, si scontra con quanto previsto dal Piano di Area del Delta del Po, approvato con provvedimento del Consiglio regionale Veneto n. 1000 in data 5/10/94, e dal Piano Territoriale Regionale di Coordinamento del Veneto, approvato con Delibera del Consiglio Regionale n. 250 del 13/12/91, i quali vietano ogni intervento che possa provocare distruzione, danneggiamento, compromissione o modificazione della consistenza dello stato dei luoghi, nonché i movimenti di terra e scavi. Inoltre le norme tecniche di attuazione del Piano territoriale del Parco regionale Emilia Romagna del Delta del Po, approvato con Delibera di Giunta regionale n. 1626 del 31/07/01, non consentono la realizzazione di nuove condotte per il trasporto di materiali fluidi e/o gassosi in tali aree protette.

Oltre alle problematiche sopra esposte legate all'impegno del territorio con le servitù necessarie alla realizzazione del gasdotto, bisogna valutare il peggioramento delle immissioni al suolo e della qualità dell'aria stimato nelle aree protette del Parco del Delta del Po in relazione al diverso quadro emissivo dei due impianti. Le immissioni al suolo di ossidi di azoto nelle aree limitrofe la centrale, determinate dagli impianti a ciclo combinato sono infatti superiori a quelle derivanti dal progetto di conversione a carbone,

a causa dell'altezza ridotta dei camini, tipicamente 60-70 m, rispetto ai 250 m della ciminiera ad alto effetto disperdente del carbone.

Sintetizzando, comunque l'opzione di trasformazione in ciclo combinato alimentato a gas naturale è da escludere per le seguenti principali ragioni:

- aggraverebbe lo sbilanciamento nazionale delle fonti energetiche primarie (mix combustibili), già oggi estremamente critico;
- richiederebbe la costruzione di un gasdotto di alimentazione che dovrebbe transitare sul territorio del Parco del Delta del Po, fattibilità negata anche dai provvedimenti normativi su base regionale;
- determinerebbe, in relazione ai costi del gas presenti e attesi, un conseguente ridotto numero di ore di funzionamento su base annuale, con conseguente valutazione economica negativa dell'investimento stesso;
- determinerebbe un contributo alle concentrazioni di ossidi di azoto al suolo sensibilmente superiore rispetto al progetto in esame.

Oltre a quanto sopra esposto, si evidenzia, come già riportato nel paragrafo 1.1., che con la sopravvenuta normativa statale, D.L. del 6 luglio 2011, n. 98, all'articolo 35, comma 8, convertito in legge, con modificazioni, dall'art. 1 comma 1 della Legge n. 111 del 15 luglio 2011, e la Legge Regionale del 5 agosto 2011 n. 14 che modifica l'art.30 della Legge Regionale 36/1997, è venuta meno l'esigenza di effettuare la valutazione comparativa circa "il pari o minore impatto ambientale" dell'impianto a carbone proposto rispetto ad un impianto a gas, a condizione che lo stesso assicuri l'abbattimento delle emissioni di almeno il 50% rispetto ai limiti previsti per i grandi impianti di combustione di cui alle Sezioni 1, 4 e 5 della parte II dell'allegato II alla parte V del Decreto Legislativo n. 152 del 3 aprile 2006, e s.m.i.

Relativamente all'aspetto sociale, va considerato che per l'esercizio di una centrale a gas risultano necessari circa 150 persone e un indotto di circa 50 unità il che comporterà una diminuzione dell'attuale situazione occupazionale. Per contro, la realizzazione del progetto di conversione sarà necessario l'impiego di circa 350 addetti durante l'esercizio, mantenendo l'attuale livello di occupazione della centrale e garantendo il coinvolgimento dell'imprenditoria locale con un indotto valutabile in circa 350 unità.

## 1.6 La tecnologia del carbone pulito

Il carbone rappresenta una risorsa disponibile ed è distribuito in riserve localizzate in più di 100 paesi. Non è infiammabile, né esplosivo, né inquinante per il suolo e per l'acqua. Il carbone inoltre, non presenta caratteristiche di diluibilità in acqua e in caso di accidentale sversamento in mare non rappresenterebbe un pericolo per la flora e la fauna acquatica. Infatti, il carbone tende a depositarsi sul fondale e non rilascia in acqua sostanze inquinanti o pericolose. Per quanto riguarda il trasporto di carbone via mare viene oggi effettuato con navi dotate di sistemi di controllo a tecnologia avanzata che permettono

di effettuarlo in sicurezza, riducendo il rischio di incidenti. È per tutte queste considerazioni che nel 1997 l'International Maritime Organization - l'Agenzia specializzata delle Nazioni Unite per la navigazione marittima, che raccoglie esperti di 75 paesi - ha sancito l'esclusione del carbone fossile dall'elenco delle sostanze rischiose e nocive trasportate via mare.

La tecnologia del carbone si è sempre più sviluppata come "Clean Coal Technology", ossia "Tecnologia del Carbone Pulito", è frutto di importanti esperienze condotte a livello internazionale ed è basata sul miglioramento delle prestazioni degli impianti e sul contenimento delle emissioni. Il Progetto di trasformazione a carbone per Porto Tolle supera lo stereotipo dei vecchi impianti a carbone con pesante impatto sull'ambiente, in quanto tecnologicamente all'avanguardia.

L'utilizzo del carbone per la produzione termoelettrica si è recentemente sempre più sviluppato come "tecnologia del carbone pulito", seguendo due direttrici fondamentali:

- miglioramento delle prestazioni grazie allo sviluppo tecnologico, soprattutto nel settore dei nuovi materiali, idonei a resistere ad alte temperature e pressioni, e all'ottimizzazione dei cicli termici. Ciò consente di bruciare meno carbone a parità di energia termica prodotta riducendo pertanto la portata dei fumi, la CO<sub>2</sub> emessa nonché i rilasci termici alla sorgente fredda (mare);
- attraverso cospicui investimenti in impianti di trattamento dei fumi ad alta efficienza di abbattimento, con i quali è possibile ridurre drasticamente le concentrazioni di SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub> e polveri rilasciate all'atmosfera a valori sensibilmente inferiori a quelli imposti dalle più recenti normative, su una portata di fumi già ridotta grazie al miglioramento delle prestazioni di cui al punto precedente.

Questa tecnologia ha una specifica avanzata interpretazione nelle nuove centrali a carbone dell'Enel, quali il progetto proposto, e prevede:

- caldaie con parametri di processo (pressione SH, temperatura SH e RH) superiori a quelli oggi in uso in modo da ottenere elevati rendimenti netti globali di impianto e quindi un notevole risparmio di combustibile e una notevole corrispondente riduzione di CO<sub>2</sub> rispetto agli impianti convenzionali (che presentano un rendimento netto di circa il 36÷38%);
- sistemi di denitrificazione catalitica dei fumi (DeNO<sub>x</sub>) ad elevata efficienza per l'abbattimento degli ossidi di azoto (NO<sub>x</sub>) (abbattimento di circa l'85% degli NO<sub>x</sub> in uscita dalla caldaia);
- sistemi di filtrazione innovativi (filtri a manica) che consentono di abbattere il 99,95% delle polveri prodotte in caldaia;
- sistemi di desolforazione dei fumi ad alta efficienza per l'abbattimento degli ossidi di zolfo (SO<sub>2</sub>) (abbattimento di circa il 96,7% della SO<sub>2</sub> in uscita dalla caldaia);
- movimentazione e stoccaggio del carbone nuovi carbonili circolari coperti, denominati *domes*, dotati di un adeguato sistema di ventilazione naturale; trasporto di carbone, ceneri, calcare e gesso (questi ultimi rispettivamente come reagenti e prodotti degli

impianti di desolforazione) con nastri installati in apposita struttura chiusa e in leggera depressione. Tali accorgimenti, oltre ad impedire qualsiasi dispersione in atmosfera delle polveri, migliorano contestualmente l'inserimento ambientale della centrale;

- l'adozione di un impianto di cristallizzazione delle acque di spurgo del desolforatore consente il completo recupero di tali acque che pertanto non costituiscono un effluente liquido in uscita dall'impianto.

## 1.7 Scelta del carbone a Porto Tolle nel contesto del mercato attuale

Negli ultimi anni il panorama delle tecnologie e dei combustibili con cui viene coperta la domanda di energia elettrica italiana risulta essersi profondamente modificato. Le analisi previsionali sull'andamento futuro del mercato elettrico in Italia e la disponibilità di nuove tecnologie hanno indotto l'Enel a rivedere i progetti di adeguamento ambientale di alcune centrali termoelettriche, con l'obiettivo di avviare nuovi interventi atti a migliorare l'efficienza produttiva, la diversificazione delle fonti energetiche e l'eccellenza ambientale.

In questo programma rientra il progetto di conversione della Centrale di Porto Tolle, le cui previsioni di funzionamento, in mancanza di un intervento di recupero sui costi di produzione, indicano una definitiva uscita dei gruppi dalla produzione. L'attuale impianto, infatti, non è competitivo in termini di rendimento e di costo del chilowattora poiché alimentato a olio e, come evidenziato nel grafico della produzione consuntivata e attesa per gli anni 2001÷2013, risulta che la Centrale di Porto Tolle è già fuori produzione.

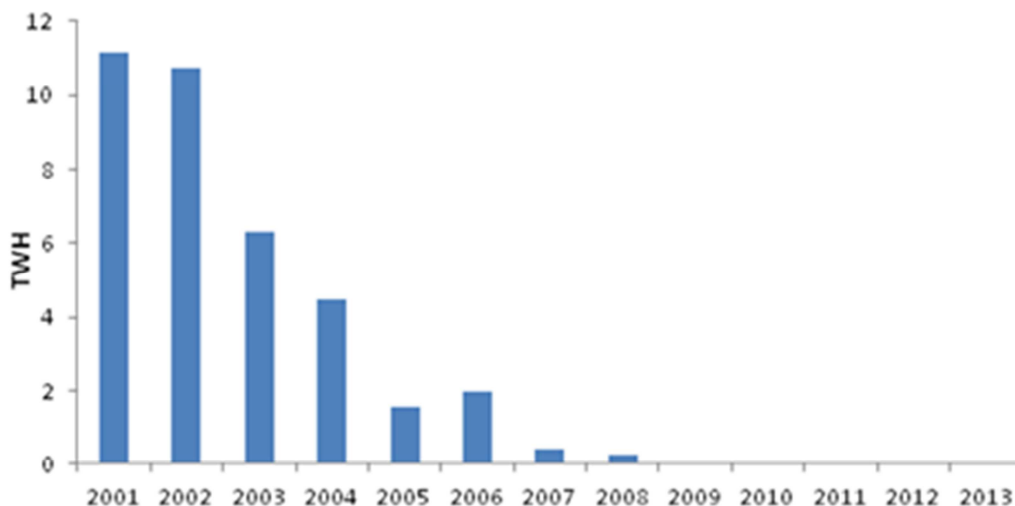


Figura 1.7.1 – Produzione consuntivata e attesa impianto attuale

Negli ultimi 15 anni il panorama delle tecnologie e dei combustibili con cui viene coperta la domanda di energia elettrica italiana risulta essersi profondamente modificato. Se a metà degli anni novanta la gran parte della generazione era prodotta consumando olio combustibile e gas in impianti tradizionali a basso rendimento (il solo olio combustibile copriva circa il 50% della produzione nel 1990), negli anni successivi si è assistito ad una significativa crescita del consumo di gas in impianti a Ciclo Combinato.

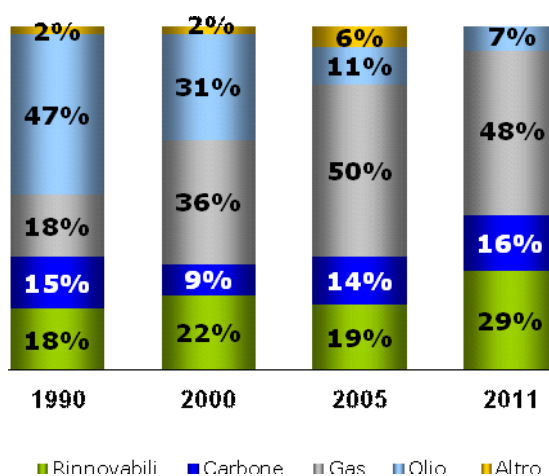


Figura 1.7.2 – Evoluzione mix generazione in Italia (fonte Enerdata 2011)

Enel ha partecipato a pieno titolo a questo cambiamento, operando un ampio programma di conversione delle proprie centrali in impianti a ciclo combinato, per circa 4.600 MW. A questi si aggiungono oltre 20.000 MW di nuovi cicli combinati di altri operatori.

Il gas nella generazione elettrica ad oggi ha acquisito un ruolo predominante in quanto copre ormai quasi il 50% della produzione nazionale.

Dall'analisi dei contributi delle singole fonti energetiche per la produzione di energia elettrica relativamente ai Paesi più industrializzati (fonte Enerdata, Terna 2011), si evince come il gas in Italia rappresenti una percentuale molto elevata nella generazione elettrica nazionale (circa il 48% nel 2011) rispetto agli altri paesi europei, dove il gas e l'olio sono utilizzati in maniera meno rilevante, e a coprire oltre il 50% della produzione sono invece il nucleare e il carbone, e quest'ultimo risulta tutt'altro che una risorsa marginale o superata, come si evince anche dalla successiva Figura 1.8.2 (§ 1.8.2).

Esso infatti è caratterizzato da:

- minimizzazione dell'impatto ambientale grazie all'uso di impianti ad alto rendimento e basse emissioni di più recente sviluppo tecnologico ("Clean Coal Technology");

- grandi riserve accertate in più di 100 paesi al mondo, a differenza delle limitate riserve di gas e olio;
- possibilità di approvvigionamento da paesi politicamente stabili (Stati Uniti, Sud Africa, Australia, Polonia, etc.);
- facilità di trasporto via mare in siti costieri;
- basso costo per unità termica prodotta rispetto all'olio combustibile e al gas naturale;
- esclusione del carbone fossile dall'elenco delle sostanze pericolose per il trasporto via mare da parte dell' "International Maritime Organization" (IMO).

Risulta pertanto evidente per l'Italia la necessità di riequilibrare l'approvvigionamento delle fonti energetiche, riducendo così l'impiego di combustibili eccessivamente costosi come l'olio combustibile e il gas naturale, favorendo quindi l'utilizzo del carbone, garantendo comunque l'eccellenza ambientale, uno degli obiettivi prioritari di Enel.

In aggiunta a quanto detto finora, bisogna sottolineare che le condizioni di sicurezza degli approvvigionamenti sono completamente a favore dell'opzione carbone. Nel 2005 la Commissione Europea ha pubblicato una prima valutazione dei risultati conseguiti dopo la pubblicazione nel 2000 del Libro Verde sulla strategia europea per la sicurezza dell'approvvigionamento energetico. Le principali criticità evidenziate riguardano la continua crescita del fabbisogno di energia a livello mondiale a fronte di un calo della produzione interna di fonti fossili, la crescente dipendenza per le importazioni di idrocarburi da aree geopolitiche instabili e i cosiddetti "colli di bottiglia" nelle infrastrutture di trasporto transfrontaliero. Sempre secondo l'Autorità per l'energia elettrica e il gas, "il forte aumento del fabbisogno di petrolio, soprattutto in Cina, India e altri paesi in via di sviluppo, nonché alcune criticità sul lato dell'offerta hanno spinto al rialzo le quotazioni del greggio. Il precario equilibrio tra domanda e offerta ha reso il prezzo del petrolio assai sensibile a eventi relativamente circoscritti a livello planetario e ha portato in primo piano il problema della competizione globale per gli idrocarburi. Successivamente alla pubblicazione del rapporto della Commissione Europea, sono emersi anche problemi nell'approvvigionamento di gas dalla Russia che hanno contribuito ad aggravare l'incertezza sul futuro energetico dell'Unione". In conclusione il carbone continua a rimanere la fonte più sicura dal punto di vista dell'approvvigionamento soprattutto per il nostro paese che è fortemente dipendente dalle importazioni.

La forte dipendenza dall'estero è venuta prepotentemente "di attualità" nel gennaio 2006 e nel corso del 2011 con le crisi delle forniture del gas russo che ha confermato tutte le criticità sopra esposte. Non è pensabile che questa problematica possa essere risolta in breve tempo, come inoltre indicato in tutte le valutazioni del Ministero dello Sviluppo Economico.

Si tiene qui a precisare che l'attuale situazione italiana registra l'arrivo di gas naturale prevalentemente "via tubo", mentre l'approvvigionamento con l'utilizzo di navi gasiere e impianti di rigassificazione risulta fortemente limitato.

In aggiunta, le tubazioni di gas naturale provengono fondamentalmente da 4 direzioni (Nord Europa, Russia, Algeria e Libia), tra cui le più importanti sono rappresentate da Russia e Algeria, che soffrono da un lato del problema del transito attraverso paesi dell'ex URSS che presentano forti criticità invernali e dall'altro del problema della stabilità di rapporti con il mondo occidentale.

Il carbone, invece, può arrivare via nave da qualsiasi paese del mondo essendo ampiamente diversificata la localizzazione geografica di tale combustibile.

Va inoltre aggiunto che il cambio ad ampio spettro avvenuto nelle tecnologie di produzione negli ultimi anni ha avuto un significativo impatto nelle logiche di competizione nel mercato della generazione. Il parco Italiano risulta difatti composto, escluse le tecnologie rinnovabili e quelle incentivate, sostanzialmente da impianti a gas (CCGT), impianti a carbone e ancora vecchi impianti a olio/gas a bassa efficienza.

Poiché i costi di produzione determinano la competitività degli impianti, gli impianti a carbone risultano essere i più favoriti (grazie al basso costo del combustibile) e quindi i più produttivi, gli impianti a CCGT risultano essere la scelta economicamente più vantaggiosa (grazie al proprio rendimento) dopo gli impianti a carbone e gli impianti tradizionali ad olio/gas risultano essere sempre meno competitivi e chiamati a produrre solo in situazioni di estrema tensione o, a volte, per motivi tecnici dipendenti dalla conformazione della rete di trasmissione.

In merito tuttavia alla tecnologia a CCGT va sottolineato che l'ampia capacità produttiva a CCGT costruita negli ultimi anni sta portando ad una sempre più marcata competizione tra impianti a CCGT. Già ora alcuni operatori stanno rivedendo le proprie scelte strategiche (focalizzate solo sui CCGT) considerando ulteriori opzioni per limitare o diversificare il proprio programma di sviluppo verso altre tecnologie e combustibili.

La pressione competitiva inoltre risulta molto marcata soprattutto nel Nord Italia dove più si è concentrato l'ingresso di nuova capacità.

In linea con tali premesse, l'attuale Centrale termoelettrica di Porto Tolle, alimentata a olio-gas, non risulta competitiva in termini di rendimento e di costo del kWh prodotto, e pertanto in mancanza di un tempestivo intervento di ammodernamento e recupero sui costi di produzione, va inesorabilmente incontro ad una chiusura definitiva.

La conversione a carbone rappresenta l'occasione per riportare la centrale di Porto Tolle ad elevati livelli di competitività garantendone una lunga vita operativa e lavorativa.

## 1.8 Attuale scenario della produzione di energia elettrica

### 1.8.1 La generazione di energia elettrica nel mondo

L'evoluzione della domanda di elettricità è influenzata, principalmente, dalla crescita economica. Negli ultimi 25 anni, l'economia globale è cresciuta ad un tasso medio annuo del 3,2% e la domanda di energia elettrica ha fatto registrare un tasso di crescita analogo pari infatti al 3,2% annuo. In base a recenti studi condotti da autorevoli organismi internazionali (fonte "*World Energy Outlook 2011 - International Energy Agency – IEA*"), tra il 2009 e il 2035 la domanda di energia elettrica è stimata crescere ad un tasso medio annuo del 2,3% e l'economia globale ad un tasso pari al 3,6%. Il risultato di tali proiezioni è che nel 2035 la domanda di energia crescerà del 40% rispetto al 2009 raggiungendo i 17,0 Mtoe (12,1 Mtoe al 2009). I paesi in via di sviluppo contribuiranno alla crescita per circa il 90%.

La produzione di energia elettrica è stimata crescere dai 20.043 TWh del 2009 ai 36.250 TWh del 2035. Per sostenere questo incremento di produzione sarà necessario effettuare investimenti consistenti sulla capacità di generazione. Le principali opzioni tra cui scegliere saranno i cicli combinati a gas (CCGT), gli impianti a carbone (nei Paesi OCSE soprattutto "*Clean Coal Technologies*"), gli impianti nucleari e le fonti rinnovabili. Le scelte di investimento saranno essenzialmente guidate da considerazioni di carattere economico relative all'evoluzione dei costi (fissi, variabili e di investimento) e dei ricavi originati dalla vendita dell'energia. In questo contesto, anche i costi associati all'emissione di CO<sub>2</sub> e originati dall'implementazione del Protocollo di Kyoto e della Direttiva Comunitaria sull'"*Emission Trading Scheme*" (ETS), avranno un ruolo fondamentale nell'orientare le scelte di investimento.

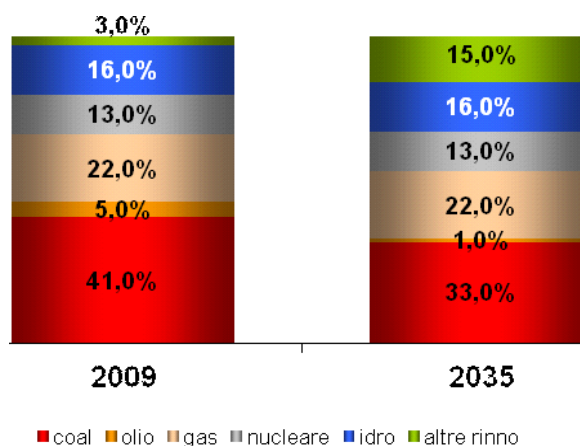
Il gas e il carbone, ad ogni modo, sono stimati "*coprire*" almeno la metà della domanda di energia attesa al 2035. Di seguito, l'evoluzione prevista del mix di produzione a livello globale:

|                   | 2009        | 2035        |
|-------------------|-------------|-------------|
| Carbone           | 8,1         | 12,0        |
| Olio              | 1,0         | 0,6         |
| Gas               | 4,3         | 7,9         |
| Nucleare          | 2,7         | 4,7         |
| Idro              | 3,3         | 5,5         |
| Altre rinnovabili | 0,6         | 5,6         |
| <b>TOTALE</b>     | <b>20,0</b> | <b>36,3</b> |

Mix globale di produzione (TWh x 1000)

Fonte: *International Energy Agency – World Energy Outlook 2011*





Fonte: International Energy Agency – World Energy Outlook 2011

**Figura 1.8.1 – Mix globale di produzione (%)**

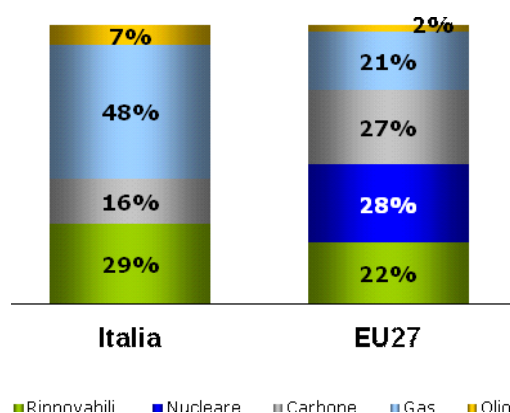
Le fonti fossili continueranno ad essere quelle maggiormente utilizzate, nonostante la quota di domanda globale soddisfatta dal carbone sia destinata a calare tra il 2009 e il 2035 (dal 41% passerà al 33%) e il ruolo dell'olio che tenderà a divenire sempre più trascurabile mentre la quota degli impianti a gas rimarrà stabile. Le quota degli impianti idroelettrici e del nucleare resteranno piuttosto stabili. È invece previsto un notevole incremento delle fonti rinnovabili, ad esclusione dell'idroelettrico, che passeranno da una quota di domanda soddisfatta del 3% nel 2009 al 15% a livello mondiale nel 2035.

### ***1.8.2 Evoluzione della domanda di energia elettrica, della produzione e aspetti strategici dell'approvvigionamento del combustibile in Italia***

La richiesta sulla rete elettrica in Italia nel 2011 è stata di 335 TWh, con una crescita dell'1,3% rispetto all'anno precedente. Nel 2011 in particolar modo si è registrato un calo della produzione termoelettrica (-1,2%) e di quella idroelettrica (+12,2%) a fronte di un aumento delle importazioni (+3,6%). Tra le fonti rinnovabili si segnala l'incremento dell'eolico e del geotermico (+8,0% e +5,2% rispettivamente) e il massivo ingresso di fotovoltaico (+467%).

È necessario evidenziare, tuttavia, che l'Italia rappresenta in Europa il Paese in cui le importazioni nette di energia elettrica assumono i valori più alti, sia in termini assoluti che relativi (espresse cioè in termini percentuali rispetto alla richiesta complessiva). Nel 2011, infatti, le importazioni nette sono state pari al 13,7% della richiesta complessiva. Tale indicatore fornisce una misura del livello di dipendenza dall'estero del sistema elettrico italiano e può variare, anche sostanzialmente, di ora in ora e testimoniano l'esigenza di ridurre la dipendenza dall'estero al fine di incrementare la sicurezza complessiva del sistema.

In Italia, sempre nell'anno 2011, la produzione netta è stata di 291 TWh, quella destinata al consumo è stata invece pari a 289 TWh. Alla produzione nazionale netta hanno contribuito la fonte idroelettrica con 48 TWh (-12,2% rispetto al 2010), la fonte termoelettrica tradizionale con 229 TWh (-1,2%), la fonte geotermoelettrica con 5,7 TWh (+5,2%) e infine le fonti eolica con 10 TWh (+8,0%) e fotovoltaica con 11 TWh (+467%). Come si evince da questi numeri e dal grafico che segue (relativo all'anno 2011), il mix di generazione in Italia risulta essere piuttosto sbilanciato sul gas naturale e profondamente disallineato rispetto alla media europea (EU 27) che vede una quota preponderante di carbone, nucleare e rinnovabili.



Fonte: Enerdata 2011

**Figura 1.8.2 – Mix di produzione 2011 (%): Italia vs. EU**

Analizzando sia il mix di capacità che il mix di produzione italiano e confrontandolo con il mix europeo emergono i seguenti aspetti:

- il nucleare, che in Europa contribuisce a soddisfare circa 1/3 della domanda complessiva di energia, in Italia è completamente assente;
- il carbone riveste in Italia un ruolo inferiore rispetto al ruolo che ricopre a livello europeo (16% vs. 27%);
- il mix italiano è chiaramente sbilanciato su olio e gas (in termini di produzione 55% vs. il 23% dell'EU).

Con una domanda di energia che è destinata a crescere nel medio-lungo termine, è inevitabile che i combustibili fossili rimangano ancora a lungo la principale fonte di energia. Al fine di garantire il necessario approvvigionamento energetico sono necessari rilevanti investimenti per la diversificazione del mix, con diversificazione delle fonti, lo sviluppo di nuove infrastrutture di approvvigionamento, l'innovazione e l'efficienza.

Si ricorda in particolare che l'indice di dipendenza energetica (fonti primarie come rapporto tra l'energia importata e l'energia consumata) assume in Italia un valore molto superiore al valore evidenziato a livello europeo. Le conseguenze e le implicazioni di questo grado di dipendenza sono evidenti e richiedono l'implementazione di azioni

urgenti finalizzate ad invertire trend consolidati che, se mantenuti, impediranno di centrare i principali obiettivi di politica energetica.

Più di 2/3 del consumo di energia mondiale viene soddisfatto da fonti fossili tradizionali (gas, olio e carbone). Tuttavia, sia nel caso del gas che dell'olio, più del 60% delle riserve disponibili a livello globale sono concentrate in soli cinque Paesi. Nel caso dell'olio, inoltre, tutti e cinque questi Paesi si trovano nella zona mediorientale (Arabia Saudita, Iran, Iraq, Emirati Arabi e Kuwait).

Diverso è il caso del carbone, le cui riserve sono meglio distribuite a livello globale e, contrariamente a quanto avviene per l'olio e per il gas, anche i rapporti riserve/produzioni presenti nelle diverse aree geografiche (Paesi Industrializzati, Paesi in Via di Sviluppo, Economie in Transizione e Medio Oriente) risultano essere piuttosto bilanciati. Nel caso dell'olio e del gas, infatti, la quota di produzione proveniente dai Paesi Industrializzati è decisamente superiore alla quota che tali Paesi detengono in termini di riserve, con la conseguenza che le loro risorse sono destinate ad esaurirsi più in fretta e la loro dipendenza energetica da Paesi terzi, soprattutto mediorientali, è destinata ad aumentare.

In relazione a questi aspetti, focalizzando la nostra attenzione sul sistema elettrico nazionale, è importante sottolineare quanto segue:

- il parco di generazione italiano, a causa della ridotta diversificazione dei combustibili, è percepito come meno "sicuro" in termini di certezza degli approvvigionamenti;
- l'elevata dipendenza dal gas naturale rende il prezzo dell'energia in Italia tra i più elevati d'Europa;
- con un mercato dell'energia che tenderà ad essere sempre più integrato a livello europeo, la minore competitività del parco italiano, principalmente riconducibile all'assenza di impianti nucleari e alla minore presenza di impianti a carbone, favorirà l'incremento delle importazioni con una conseguente ulteriore crescita del livello di dipendenza del sistema energetico italiano dall'estero e con possibili riflessi negativi sulla gestione in sicurezza del sistema stesso.

La conversione di impianti esistenti da olio/gas a carbone/biomassa, andando ad incidere sia sul mix di generazione che sul mix di capacità, può quindi contribuire a centrare alcuni dei principali obiettivi della politica energetica italiana:

- l'incremento della sicurezza degli approvvigionamenti;
- la riduzione dei prezzi dell'energia e della loro volatilità;
- la maggiore diversificazione del mix di combustibili e conseguente la minore dipendenza dal prezzo dell'olio e del gas;
- il contenimento della crescita delle importazioni e della conseguente dipendenza del sistema elettrico nazionale da impianti di generazione di Paesi confinanti.

### ***1.8.3 L'elettricità in Veneto***

In base ai dati ufficiali di produzione e consumo dell'energia elettrica in Italia riferiti all'anno 2011, pubblicati da Terna, la produzione netta di energia elettrica nella Regione Veneto è stata pari a 12.852 GWh, pari a circa il 4,4% della produzione netta in Italia.

Tale produzione è derivata prevalentemente dal funzionamento di impianti termoelettrici, presenti sul territorio della Regione Veneto con 5.175 MW installati, per un contributo nell'anno pari a circa il 60,4%; la produzione idroelettrica (circa 1.097 MW installati) è stata pari al 32,6% circa mentre il fotovoltaico contribuisce per circa il 7%.

Il Veneto è una regione fortemente importatrice di energia elettrica: nel 2011 il deficit energetico è stato pari a circa 18,54 TWh (di cui 17,48 TWh dalle regioni italiane confinanti e 1,06 TWh dall'estero), pari al 59,1% della richiesta regionale.

Riguardo la ripartizione dei consumi di energia elettrica, in Veneto si è avuto un autoconsumo pari a circa 1,4 TWh, la produzione totale immessa in rete si è poi ripartita tra mercato libero e mercato vincolato, rispettivamente con 22,5 TWh e 6,1 TWh.

Il settore prevalente di consumo nella Regione Veneto è il settore industriale (51,5% circa), seguito dal terziario (27,2% circa), dal domestico (19,2%) e dall'agricoltura (circa 2,1%).

| 2011<br>Produttore | Potenza efficiente netta<br>MW |                |             | Produzione netta<br>GWh |                |             |
|--------------------|--------------------------------|----------------|-------------|-------------------------|----------------|-------------|
|                    | Veneto                         | Italia         | %           | Veneto                  | Italia         | %           |
| Produttori         | 7.071                          | 112.685        | 6,3%        | 11.577                  | 268.878        | 4,3%        |
| Autoproduttori     | 359                            | 5.776          | 6,2%        | 1.275                   | 22.568         | 5,6%        |
| <b>Totale</b>      | <b>7.430</b>                   | <b>118.461</b> | <b>6,3%</b> | <b>12.852</b>           | <b>291.446</b> | <b>4,4%</b> |

| 2011<br>Tipologia     | Potenza efficiente<br>netta produttori<br>MW | Potenza efficiente netta<br>auto produttori<br>MW | Potenza netta<br>MW |
|-----------------------|--|---|---------------------|
|                       | Veneto                                       | Veneto  | Veneto              |
| Idroelettrici         | 1.083  | 14  | 1.097               |
| Termoelettrici        | 4.830  | 345   | 5.175               |
| Eolici - fotovoltaici | 1.158  | 0   | 1.158               |
| <b>Totale</b>         | <b>7.071</b>                                 | <b>359</b>  | <b>7.430</b>        |

| 2011                        | Produttori<br>GWh | Autoproduttori<br>GWh | Totale<br>produzione<br>GWh |
|-----------------------------|-------------------|-----------------------|-----------------------------|
| <b>REGIONE VENETO</b>       |                   |                       |                             |
| Energia disponibile in rete | 11.577            | 1.275                 | 12.852                      |
| Saldo con le altre regioni  | +17.477           |                       | +17.477                     |
| Saldo con l'estero          | +1.062            |                       | +1.062                      |
| <b>Richiesta sulla rete</b> | <b>30.116</b>     | <b>1.275</b>          | <b>31.391</b>               |
| Autoconsumi                 | 499               | 943                   | 1.442                       |
| Mercato libero              | 22.362            | 110                   | 22.472                      |
| Mercato vincolato           | 6.064             |                       | 6.064                       |
| <b>Totale Consumi</b>       | <b>28.925</b>     | <b>1.053</b>          | <b>29.978</b>               |

| Consumi netti Regione Veneto 2011<br>GWh |               | %     |
|--|---------------|-------|
| industria                                | 15.420        | 51,5% |
| agricoltura                              | 642           | 2,1%  |
| terziario                                | 8.168         | 27,2% |
| domestico                                | 5.745         | 19,2% |
| <b>Totale</b>                            | <b>29.978</b> |       |

## 1.9 Strumenti volontari di gestione ambientale

L'integrazione della sostenibilità ambientale nelle strategie di sviluppo economico rappresenta, per aziende come Enel che hanno voluto confrontarsi sul terreno della Responsabilità Sociale di Impresa, una sfida imprescindibile, identificando uno dei principali parametri - insieme alla sostenibilità sociale ed economica - per valutare la capacità di creare valore, la competitività e l'affidabilità nei confronti di tutti gli "stakeholder", investitori compresi.

In tale ottica, assume ancora maggior rilievo l'adozione, presso i propri siti produttivi, di sistemi volontari di gestione ambientale da certificare ai sensi della norma ISO 14001 e registrare in conformità al Regolamento comunitario 1221/2009 EMAS ("*Environmental Management and Audit Scheme*"), nella misura in cui viene assunta anche come indicatore di "performance", in relazione all'impegno per il continuo miglioramento delle prestazioni ambientali sul quale è improntata, già da diversi anni, la politica ambientale del Gruppo Enel.

L'introduzione e il mantenimento anche presso la Centrale di Porto Tolle di un Sistema di Gestione Ambientale, conforme alla norma ISO 14001 sono gli strumenti gestionali adottati per perseguire questa politica. Come noto, il sistema comporta per le imprese l'introduzione di strumenti operativi e l'attribuzione di responsabilità organizzative che, oltre al rispetto delle normative per la tutela dell'ambiente e della salute, consentano di affrontare in maniera consapevole e coerente le problematiche connesse con l'attività industriale.

La politica ambientale di centrale, approvata dalla Direzione, costituisce l'enunciato dei principi di azione che l'organizzazione adotta per la gestione degli aspetti ambientali connessi all'attività e per contribuire alla sostenibilità dello sviluppo, rispettando l'ambiente e migliorandone il livello di protezione.

La Direzione e tutto il personale sono coinvolti nell'attuazione dei principi della presente Politica Ambientale e ciascuno, per quanto di competenza, si impegna a:

1. Rispettare l'ambiente e a migliorare continuamente la sua protezione.
2. Gestire tutte le attività in conformità con leggi e regolamenti locali, regionali e nazionali e con gli Standard Aziendali.
3. Gestire la centrale, progettare e realizzare le eventuali modifiche o nuove attività in modo da tenere in debito conto delle interazioni con il contesto territoriale del sito, al fine di tenere sotto controllo, minimizzare e, ove praticabile, prevenire o eliminare gli effetti ambientali.
4. Addestrare il personale per l'identificazione e la riduzione degli impatti sull'ambiente derivanti dalle attività della centrale, promuovendo ad ogni livello un diffuso senso di responsabilità verso l'ambiente.

5. Assicurare la sistematica valutazione delle prestazioni ambientali del sito attraverso un costante monitoraggio finalizzato a fornire gli elementi per il miglioramento della prestazione stessa.
6. Ottimizzare l'uso delle risorse naturali, attraverso un impiego razionale ed efficiente delle risorse energetiche e delle materie prime, favorendo il riciclaggio dei rifiuti e sottoprodotti.
7. Comunicare e cooperare con fornitori e appaltatori per migliorare la gestione ambientale.
8. Comunicare e cooperare con le autorità pubbliche locali per stabilire ed aggiornare procedure di emergenza.
9. Promuovere un dialogo aperto con il pubblico sulle problematiche ambientali connesse all'attività del sito.

Per ottenere la certificazione ai sensi della normativa internazionale ISO 14001, rilasciata nel gennaio 2001, l'organizzazione ha predisposto la documentazione necessaria a strutturare il proprio Sistema di Gestione Ambientale (SGA):

- l'analisi ambientale, base per la corretta impostazione dei programmi di miglioramento;
- il manuale del Sistema di Gestione Ambientale e una serie di documenti programmatici che, sulla base della politica ambientale, descrivono e assicurano il continuo miglioramento delle prestazioni.

La valutazione degli aspetti ambientali di significativo impatto è una fase essenziale nella gestione ambientale della centrale. Tale valutazione viene formalizzata nel *"Registro degli aspetti ambientali in condizioni normali e di emergenza"*, nel quale vengono indicati gli impatti collegati ad ogni aspetto significativo, i dati iniziali di riferimento e i risultati annuali successivi.

I risultati dell'analisi ambientale vengono sottoposti annualmente al riesame della Direzione, soprattutto nel caso di modifiche, che risultino avere significativa valenza ambientale.

Tra le procedure operative si ricordano quelle relative a:

- modalità di controllo e gestione delle emissioni in atmosfera;
- gestione delle sostanze utilizzate in centrale;
- modalità per la sorveglianza degli scarichi liquidi di centrale;
- norme tecniche per la gestione dei rifiuti.

Tra le procedure gestionali sono comprese invece la gestione delle non conformità, le azioni correttive e preventive e le modalità per l'addestramento e la formazione del personale.

Nell'ottobre 2009 è stata presentata, al Comitato per l'Ecolabel e per l'Ecoaudit, la domanda di Registrazione EMAS per il sito di Porto Tolle.

L'istruttoria tecnica, propedeutica alla Registrazione, è stata sospesa dall'ARPAV nell'aprile del 2010 in attesa del rilascio dell'Autorizzazione Integrata Ambientale.

La centrale provvede comunque ad aggiornare annualmente ed inviare al Comitato la Dichiarazione ambientale convalidata dall'Istituto di Certificazione in conformità al Regolamento EMAS 1221/2009.

La conduzione dell'impianto nel rispetto del Sistema di Gestione Ambientale consentirà di affrontare anche le modifiche impiantistiche promosse con il presente progetto di conversione a carbone della centrale e fornirà strumenti di registrazione e controllo codificati e consolidati. Sarà infatti fondamentale, allo scopo di perseguire il continuo miglioramento delle prestazioni, la verifica degli aspetti e degli impatti ambientali nella nuova situazione impiantistica, nonché la coerenza con obiettivi e traguardi ambientali, in senso migliorativo rispetto alle precedenti aspettative.

### **1.10 Scopo e criteri dello studio**

Il presente Studio di Impatto Ambientale è stato redatto in conformità a quanto stabilito dalla normativa comunitaria, nazionale e regionale in materia di Valutazione di Impatto Ambientale e si propone di fornire ogni informazione utile in merito alle possibili interferenze delle attività di cantiere e di esercizio con le componenti ambientali.

Lo studio ha altresì tenuto conto, per quanto possibile, delle osservazioni delle Associazioni Ambientaliste pervenute nel corso della precedente istruttoria di Valutazione di Impatto Ambientale, come richiesto dal Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare con nota del 1/08/2012 prot. DVA-2012-0018694.

I criteri seguiti nella redazione del presente documento, l'articolazione dei contenuti e la documentazione fornita coincidono con quanto indicato nel Decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri del 27 dicembre 1988 "Norme Tecniche per la redazione degli Studi di Impatto Ambientale", tuttora vigente ai sensi dell'articolo 34, comma 1 del D.Lgs 152/2006 e s.m.i.

Il Quadro di Riferimento Programmatico descrive le relazioni e verifica la coerenza dell'opera e degli interventi ad essa connessi con la programmazione e con gli strumenti di pianificazione territoriali vigenti di carattere nazionale, regionale e locale.

Il Quadro di Riferimento Progettuale confronta la situazione esistente con quella prevista, descrive il progetto e le soluzioni tecnologiche impiantistiche adottate, esplicitando le motivazioni assunte dal proponente nella definizione del progetto, le motivazioni tecniche delle scelte progettuali, nonché i provvedimenti ed interventi che si ritiene opportuno adottare ai fini del migliore inserimento dell'opera nell'ambiente. Vengono inoltre descritte le caratteristiche tecniche e fisiche del progetto e le aree occupate durante la fase di costruzione e di esercizio, le tempistiche e le modalità di esecuzione



delle attività di cantiere necessarie alla realizzazione delle opere in progetto, con individuazione degli insediamenti di cantiere e della viabilità di accesso agli stessi. Il Quadro Progettuale si completa con la definizione delle prestazioni dell'impianto, la descrizione delle misure volte alla prevenzione e all'intervento d'emergenza su anomalie, malfunzionamenti e incidenti ed, infine, vengono illustrate le previste procedure di dismissione a "fine vita" dell'impianto.

Il Quadro di Riferimento Ambientale è sviluppato analizzando, nell'area interessata, i sistemi ambientali coinvolti dalle attività in progetto, dettagliando lo stato attuale rilevato e sviluppando l'analisi di impatto previsionale per ogni singola componente ambientale e per il complesso del sistema ambientale interferito, evidenziando le ricadute dell'opera sull'ecosistema naturale ed antropico in esame.

Le misure di mitigazione che si prevede adottare ed i sistemi di monitoraggio ambientale dell'area circostante la centrale sono descritti nei due capitoli finali.

Sono infine allegati gli elaborati di progetto, la cartografia tematica, gli allegati tematici ed infine la Sintesi Non Tecnica dello studio.

Il gruppo di lavoro che ha partecipato alla stesura del presente documento è costituito dai seguenti professionisti: Ing. Antonella Baglivi, Arch. Aurelia Barone, Dott. Fis. Davide Capra, Dott. Fis. Gabriele Carboni, Ing. Daniela Colombo, Ing. Marco D'Aleo, Ing. Caterina De Bellis, Dott. Agr. Marina Ghilardi, Ing. Tommaso Granata, P.I. Marco Lamberti, Dott. Geol. Silvia Malinverno, Dott. Biol. Maria Laura Meloni, Dott. Biol. Valentina Passeri, P.C. Maurizio Perotti, Ing. Cesare Pertot, Ing. Roberto Ziliani.

